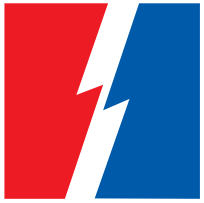
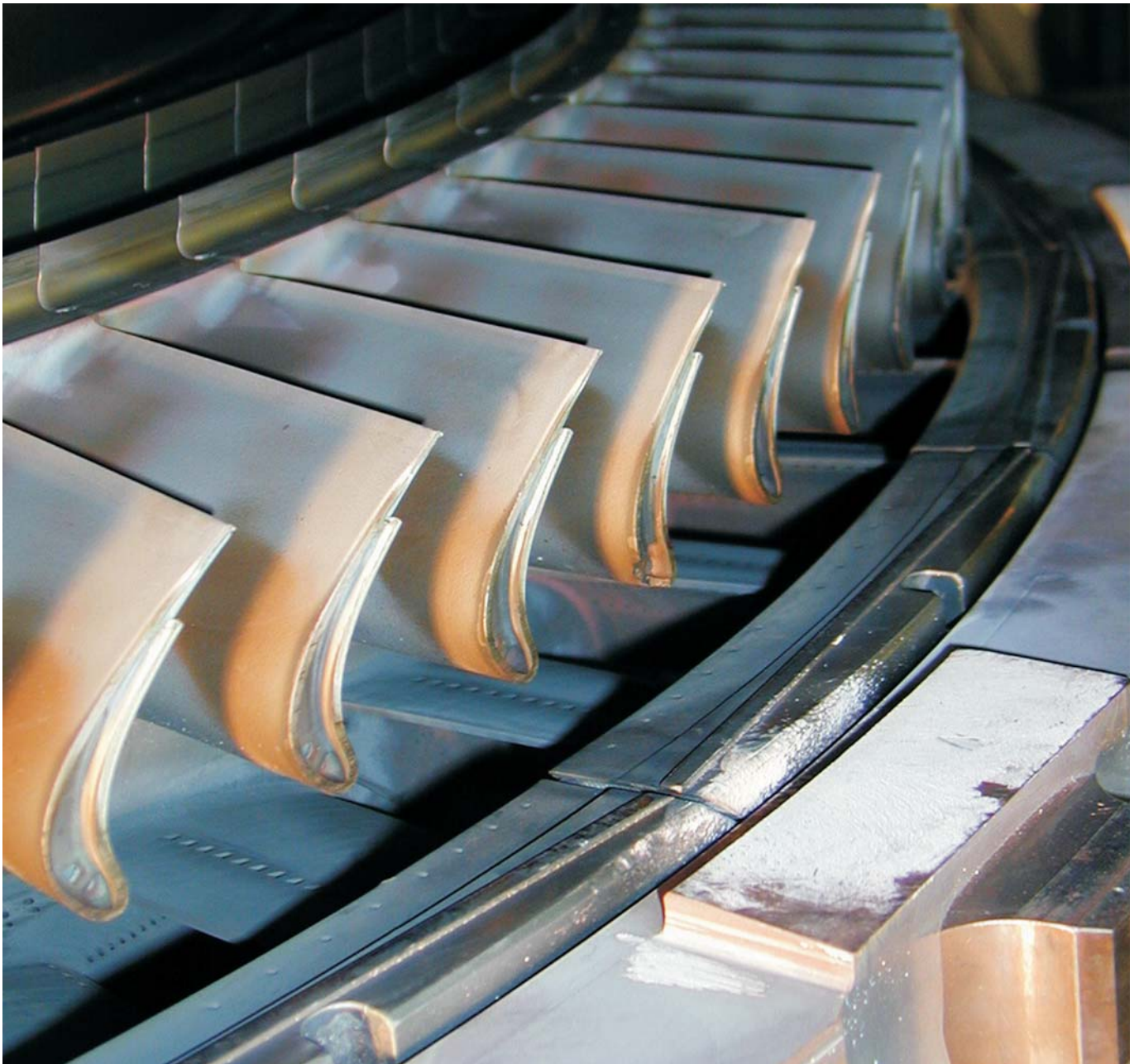


energija 5



ČASOPIS HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE





HEP d.d.
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska
Tel. 63 22 111 (centrala)

ENERGIJA – uredništvo
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska
Tel. 63 22 641, fax 61 70 438

IZDAVAČ – PUBLISHER

Hrvatska elektroprivreda, Zagreb

ZA IZDAVAČA

Mr. sc. Ivan Mravak, dipl. ing.

POMOĆ U IZDAVANJU

Ministarstvo znanosti, tehnologije
i informatike

UREDIVAČKI SAVJET – THE PUBLISHING COUNCIL

Mr. sc. Branko *Grgić*, dipl. ing. (predsjednik), HEP Split –
Adrijano *Fišer*, dipl. ing., HEP Rijeka – Marijan *Kalea*, dipl.
ing., HEP Osijek – Damir *Karavidović*, dipl. ing., HEP Osijek
– mr. sc. Mladen *Mandić*, dipl. oec., HEP Zagreb – dr. sc.
Vladimir *Mikuličić*, dipl. ing., FER Zagreb – dr. sc. Niko
Malbaša, dipl. ing., Ekoneg, Zagreb

UREDNIČKI ODBOR - EDITORIAL BOARD

Glavni urednik – Editor-in-chief: dr. sc. Zorko *Cvetković*, dipl. ing.
Urednik – Editor: Zdenka *Jelić*, prof.
Lektor: Šime *Čagalj*, prof.

Uredništvo i uprava:

Zagreb, Ulica grada Vukovara 37

Telefoni 6322-641 i 6322-083, telefax 6170-438

Godišnje izlazi 6 brojeva. Godišnja pretplata za pojedince iznosi
300,00 kn, a za poduzeća i ustanove 480,00 kn (za studente 70,00 kn).

Cijena pojedinog broja u prodaji 50,00 kn.

Za inozemstvo \$ 95 godišnje.

Žiro računi kod ZAP, Zagreb – Hrvatska elektroprivreda (za "Energiju")
broj 30101-604-495

Tisak: VARTEKS d.d., P.J. Tiskara Varaždin

Naklada 1000 primjeraka

Godište 53 (2004)

Zagreb 2004

Br. 5

SADRŽAJ

<i>Bajs D. – Majstrović M. – Majstrović G.</i> : Planiranje razvoja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima (probabilistički pristup) (Prethodno priopćenje)	353
<i>Bajs D. – Majstrović M. – Majstrović G.</i> : Probabilistički pristup kratkoročnom planiranju razvoja prienosne mreže HEP-a (Prethodno priopćenje)	371
<i>Domac J. – Šegon V.</i> : Status i perspektive kogeneracije na biomasi (Pregledni članak)	389
<i>Malbaša I. – Javornik Vončina S.</i> : Deregulacija i liberalizacija telekomunikacija u EU – II. dio: Novi regulatorni okvir (Pregledni članak)	401
<i>Frühwirth B.</i> : Montaža sabirničkog sustava u rasklopnom postrojenju 400 kV u TS 400/110 kV Ernestinovo (Stručni članak)	411
<i>Šander M.</i> : Održavanje plinskih turbina – uvjet dobrog gospodarenja plinskoturbinskim postrojenjem (Pregledni članak)	423
Vijesti iz elektroprivrede i okruženja	437
Iz inozemne stručne literature	448

Fotografija na omotu:

**LOPATIČJE SAPNIŠTA I PRVOG TURBINSKOG KOLA
ROTORA**

Časopis je ubilježen u Ministarstvu kulture i prosvjete – Sektor
informiranja pod brojem 161 od 12. 11. 1992.

Upute autorima

U "Energiji" smo već tiskali upute o pisanju stručnih i znanstvenih članaka, pa "stari" autori znaju sve o tome kako treba prirediti članak koji će se u njoj objaviti. Cilj je ovog priloga da pomognemo onim autorima koji još nisu objavljivali i da podsjetimo "zaboravljive".

1. Da bi članak bio zanimljiv, mora biti jasan. Rečenice kratke, a izrazi poznati. Pismo: latinica. Pisati valja u trećem licu ne upotrebljavajući pasivne oblike.
2. Članak mora biti neobjavljen. Kad se preda "Energiji", više se ne smije ponuditi nekom drugom uredništvu.
3. Idealno je kad članak nema više od 20 stranica. Autori često tvrde da je teško neku problematiku iznijeti na tako malo stranica. U tom slučaju obično "presude" recenzenti.
4. Valja se pridržavati zakonskih standarda i INDOK-propisa. Pri upotrebi jedi-nica i simbola valja poštivati zakonske mjerne jedinice Međunarodnog sus-tava jedi-nica - SI.
Matematički znakovi, grčka slova i indeksi moraju biti jasni i definirani. Fizi-kalne veličine i faktori pišu se kosim velikim i malim slovima latinicom ili grčkim slovima. Mjerne jedinice i ostali opisi pišu se uspravnim slovima.
5. Članak mora biti napisan na formatu A4 u dva primjerka. Napisan mora biti strojem s razmakom između redaka. Na lijevoj strani mora biti 4 cm širok rub za unošenje pogrešaka, uredničkih oznaka i dopuna. Mora imati **naslov** i jasno označene **podnaslove**. Ispod naslova valja napisati prezime, ime i mjesto stanovanja autora, a na kraju članka valja navesti podatke o autoru: znanstvenu titulu, prezime i ime, stručni naziv, naziv ustanove u kojoj radi i punu adresu.
6. Svaki članak mora imati:
 - **kratak sažetak**. U njemu se čitatelju daje dovoljno informacija o sadržaju članka. Autor treba navesti nova otkrića i spomenuti temeljna načela na kojima je izveo eksperimente što ih je opisao u članku. Ne smije imati više od 200 riječi.
 - **ključne riječi** (key words). To su izrazi koji čitatelju u najkraćem obliku kažu što je sadržaj članka. One pomažu da čitatelj sazna da li mu je članak zanimljiv ili nije.
 - **kategorizaciju**. Autor ima pravo predložiti u koju se kategoriju članka po kvaliteti ubraja njegov, u: originalni znanstveni članak, prethodno priopćenje, pregledni članak, stručni ili su to izvještaji sa savjetovanja, vijesti iz svijeta itd.
 - **literaturu**. Navodi se na kraju članka onim redom kojim je spomenuta u članku. Kad se u tekstu poziva na literaturu, piše se u uglatoj zagradi samo broj pod kojim je navedena. Podaci moraju biti točni i istiniti.
Naslov članka, kategorizacija, sažetak i ključne riječi moraju biti na jednom pa-piru. Sažeci se u "Energiji" prevode na engleski i njemački. To čine naši prevodioci.
7. Likovni prikazi (fotografije, crteži, dijagrami) moraju se nalaziti na posebnom listu - svaka slika na svom listu. Moraju biti nacrtane po pravilima tehničkog crtanja i obično 3 puta veće nego što će biti u časopisu. Pritom valja paziti da 3 puta smanjena najmanja brojka ili slovo bude veliko 3 mm - 1,5 mm.

Tako pripremljen rukopis Uredništvo pregleda, daje ga recenzentima na ocjenu i ako je povoljno ocijenjen, tehnički se obradi (lektorira, grafičko-likovno uredi) i pošalje u tiskaru. O tome da li je članak primljen ili odbijen, Uredništvo izvještava autora.

Da bi autori lakše odredili u koju kategoriju prema kvaliteti valja uvrstiti neki članak, dajemo osnovne upute o kategorizaciji članka:

IZVORNI ZNANSTVENI ČLANAK (originalan znanstveni rad, originalno znanstveno delo, originalnaja naučnaja rabota, original scientific paper, originalna naučna rabota, Wissenschaftlicher Originalbeitrag) opisuje nove rezultate istraživanja tehnike ili aparata (npr. doktorska disertacija). Ovoj kategoriji pripada i dosad neobjavljeni rad koji pridonosi znanstvenoj spoznaji ili nekom shvaćanju, a napisan je tako da bilo koji kvalificirani znanstvenik na temelju danih informacija može:

- ponoviti eksperiment i postići opisane rezultate s jednakom točnošću ili unutar granice eksperimentalne pogreške, kako to navodi autor.
- ponoviti autorova zapažanja, proračune ili teorijske izvode i donijeti slična mjerenja.

PRETHODNO PRIOPĆENJE (prethodno sporočilo, prethodno saopštenje, preliminary communication, Vorlaufige Mitteilung) sadrži znanstvene spoznaje ili rezultate čiji karakter zahtijeva objavljivanje. Rad obvezatno sadrži jedan podatak novih znanstvenih informacija ili više, ali bez dovoljno pojedinosti koje bi omogućile čitatelju provjeru iznesene informacije na način kako je to prethodno opisano.

PREGLEDNI ČLANAK (pregledno delo, pregledna rabota, review, obzornija rabota, Übersichtarbeit) jest izvješće o nekom posebnom pitanju o kojem je već objavljena informacija, samo je to ovdje skupljeno i raspravljeno. Autor preglednoga članka dužan je dati podatke o svim objavljenim radovima kojima se koristi u svom radu (treba navesti literaturu i svrstati je redom kojim se pojavljuje u tekstu), a po mogućnosti u literaturi navesti radove koji bi pridonijeli razvoju razmatrane problematike.

STRUČNI ČLANAK (strokovno delo, stručna rabota, professional paper, professionalnaja rabota, Fachlicher Beitrag) daje korisne priloge iz područja čija problematika nije vezana za izvorna istraživanja. To znači da rad mora biti novost u određenom području djelatnosti. To se npr. odnosi na naknadno ponavljanje poznatih istraživanja koje predstavlja koristan rad u vezi sa širenjem znanja i prilagođavanja izvornih istraživanja potrebama društva i znanosti.

energija

ČASOPIS
HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE

glasilo je energetičara, elektroinženjera i elektrotehničara. Izdaje ga Hrvatska elektroprivreda uz pomoć Ministarstva znanosti, tehnologije i informatike.

Njime se koriste mnogi znanstvenici i stručnjaci u našoj zemlji, a poznat je i važnijim referalnim centrima u inozemstvu, kao što su:

Engineering Index Inc., New York; Engineering Information Inc. Bibliographic Services Dept, New Jersey; Current Tehnology Index, London; Viniti, Moscow; Revue Générale de l'électricité, Paris; Current Bibliography on Science and Tehnology, Japan Information Centre, Tokyo; itd.

U Energiji se tiskaju izvorni znanstveni članci kao i članci iz prakse, vijesti iz elektroprivrede, zanimljivosti iz svijeta, priopćenja i članci graditelja elektroenergetskih objekata, proizvođača strojeva i materijala. Oglasi su sastavni dio časopisa, a priopćenja su komercijalne naravi.

UREDNIŠTVO

PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE U TRŽIŠNIM OKOLNOSTIMA (PROBABILISTIČKI PRISTUP)

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

UDK 621.316.1:519
PRETHODNO PRIOPĆENJE

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

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

1. UVOD

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

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

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

2. OPTIMIZACIJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE UNUTAR VERTIKALNO INTEGRIRANE KOMPANIJE

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

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

uz slijedeća ograničenja:

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

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

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

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

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

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

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

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

gdje su:

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

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

α – faktor kojim se penalizira redukcija potrošnje

e – jedinični vektor

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

S – matrica incidencije grana – čvor

f – vektor aktivnih tokova snaga kroz grane mreže

g – vektor injekcije snage u čvorove (proizvodnja)

d – vektor ponora snage u čvorovima (potrošnja)

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

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

θ_i – kut napona u čvoru i

θ_j – kut napona u čvoru j

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

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

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

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

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

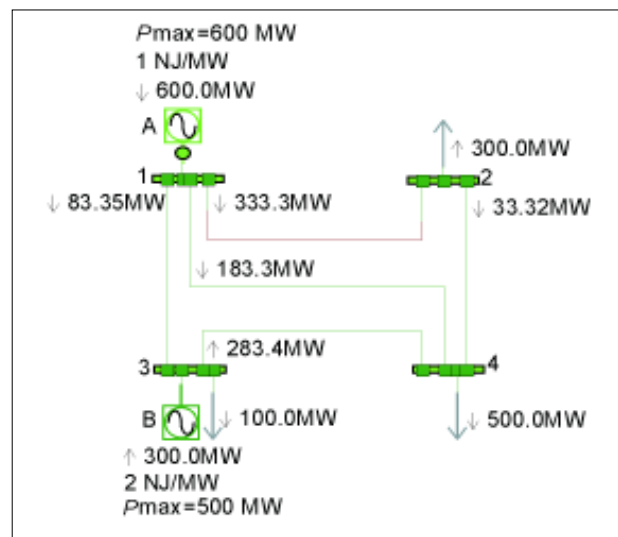
Ω – skup svih grana u kojima je moguće izvršiti pojačanje (dodavanje novih grana).

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

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

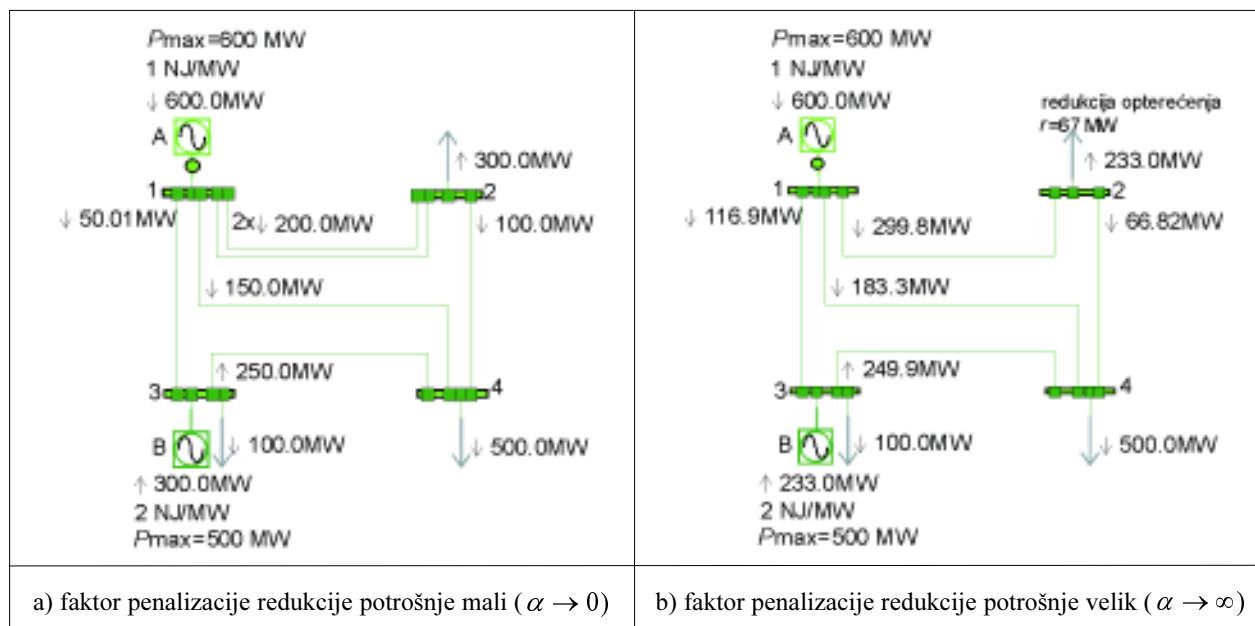
poznati (odnose se na angažman elektrana i opterećenja u trenutku maksimalnog opterećenja promatranog sustava), što u tržišnom okruženju više neće biti ispravna postavka. Nesigurnosti vezane za proizvodnju odnose se na lokacije i snage novih elektrana, vrstu goriva, troškove goriva (proizvodnje), poslovnoj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

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



Slika 1. Konfiguracija i tokovi snaga na test modelu mreže

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



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

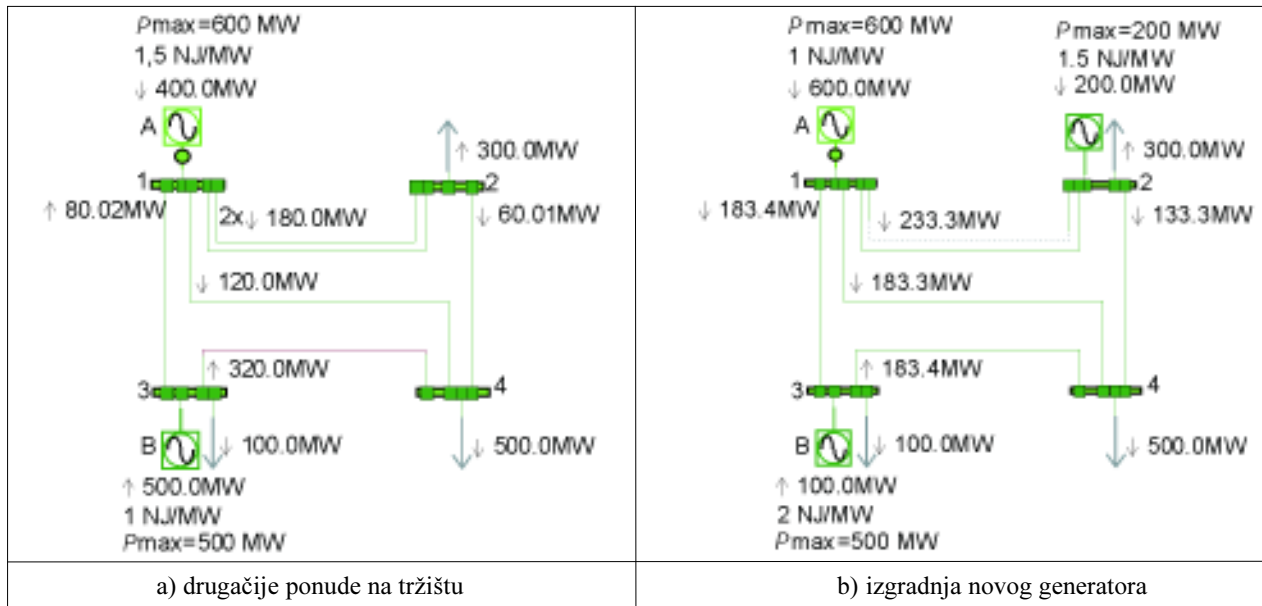
tam (1) uputio bi nas na pojačanje mreže između čvorova 1 i 2 (slika 2a) ukoliko je faktor α kojim se penalizira redukcija potrošnje dovoljno mali (u suprotnom došlo bi do redukcije potrošnje u čvoru 2 za 67 MW, a mreža se ne bi pojačavala – slika 2b). Pri tom smo pretpostavili da je između čvorova 1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

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

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

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

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

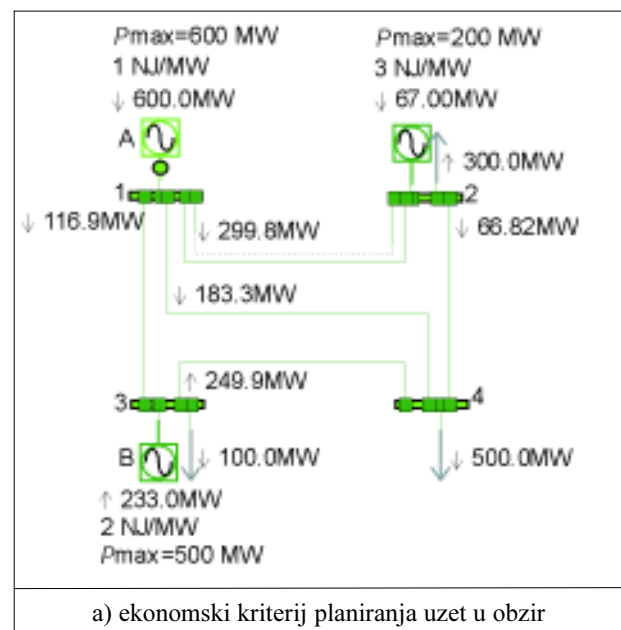


Slika 3. Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja

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

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

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



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

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

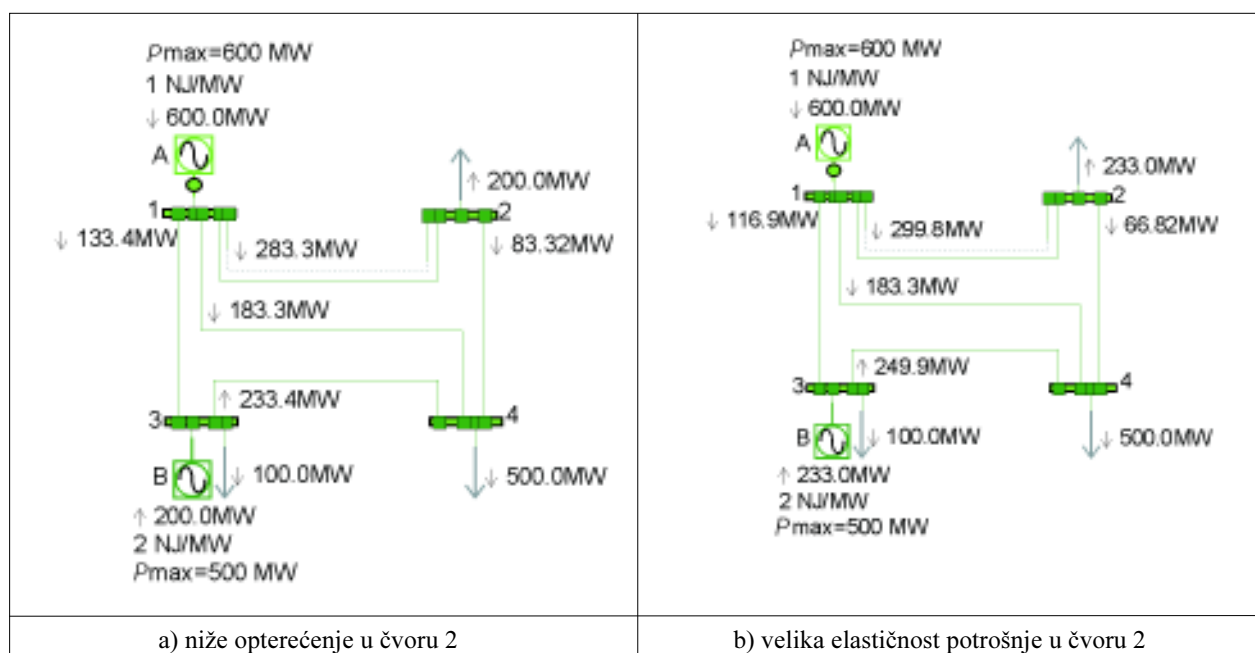
Promotrimo dalje situaciju koja pokazuje pogrešku u donošenju odluke o investiranju radi nesigurnosti opterećenja (visina opterećenja i cjenovna elastičnost potrošnje). Neka je ostvarena niža stopa porasta potrošnje (opterećenja) u čvoru 2. Opterećenje čvora 2 neka iznosi 200 MW u trenutku nastanka vršnog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

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

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

3. STOHAISTIČKO MODELIRANJE ULAZNIH PODATAKA

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



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

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

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

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

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

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

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

3.1. Ekonomski faktori

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

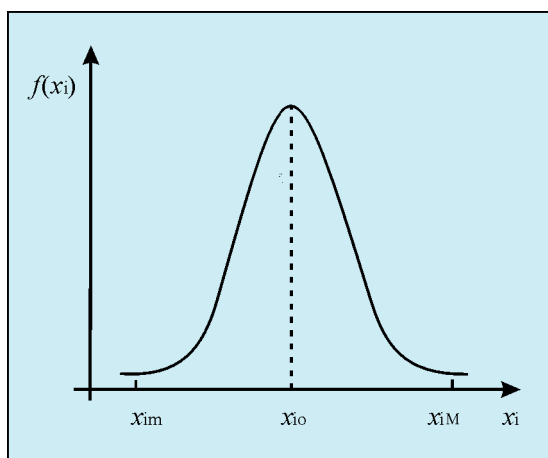
U skladu s tim financijske transakcije, koje su ulazne varijable kod raznih analiza prijenosne mreže, su po svom karakteru slučajne varijable. One su u većini slučajeva međusobno stohastički nezavisne. Pri tom se od prijenosnih kompanija očekuje da kontinuirano poboljšavaju financijske efekte, tj. posluju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

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

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

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

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



Slika 6. Razdioba slučajnih varijabli

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

Prikazana funkcija vjerojatnosti ima svoju matematičku formu.

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

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

gdje je N_{iu} ukupni broj izrazitih skupova.

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

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

Pri tom su u našem slučaju:

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

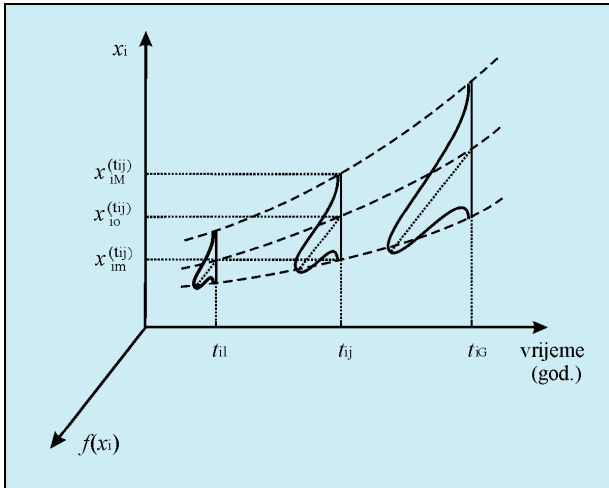
⋮

Na isti način se mogu prikazati i druge poznate distribucije.

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

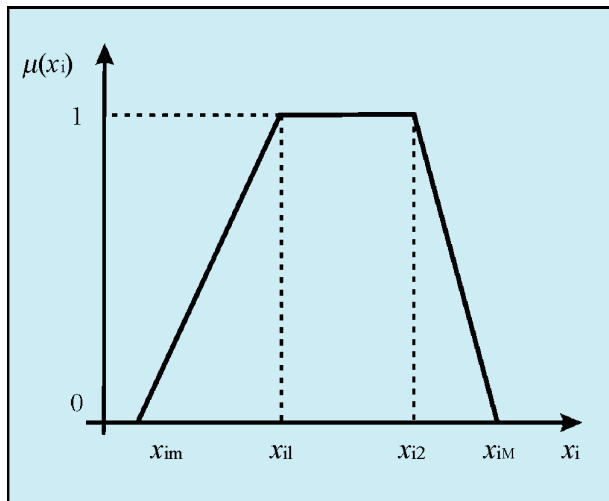
Ako se koristi simulacijski model onda se generatorom pseudoslučajnih brojeva uzimaju vrijednosti ovih slučajnih varijabli.

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



Slika 7. Izraziti skupovi kroz vremensku dimenziju

trokutni oblici. Na sljedećoj slici je prikazan trapezni oblik.

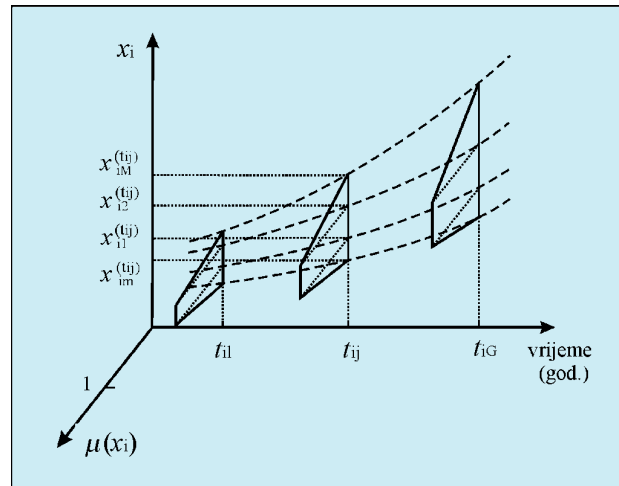


Slika 8. Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu

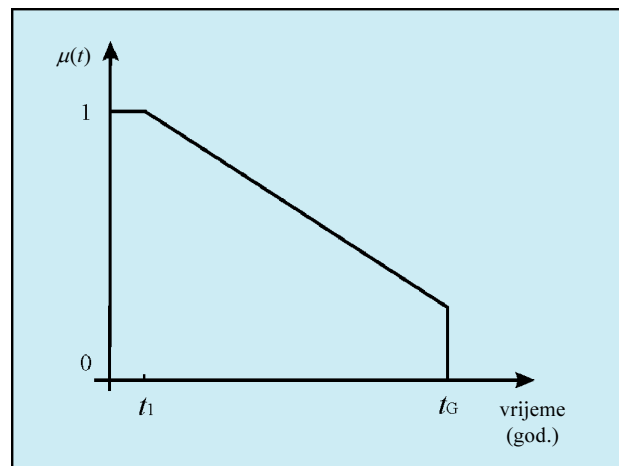
Prikazana funkcija pripadnosti ima svoju matematičku formu:

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

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



Slika 9. Neizraziti skupovi kroz vremensku dimenziju



Slika 10. Funkcija pripadnosti vremenskom neizrazitom skupu

3.2. Tehnički faktori

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

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

- topološka,
- vremenska,
- numerička.

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

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

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

gdje je:

p_i – raspoloživost i-tog elementa,

q_i – neraspolaživost i-tog elementa,

N_g – ukupni broj elemenata mreže.

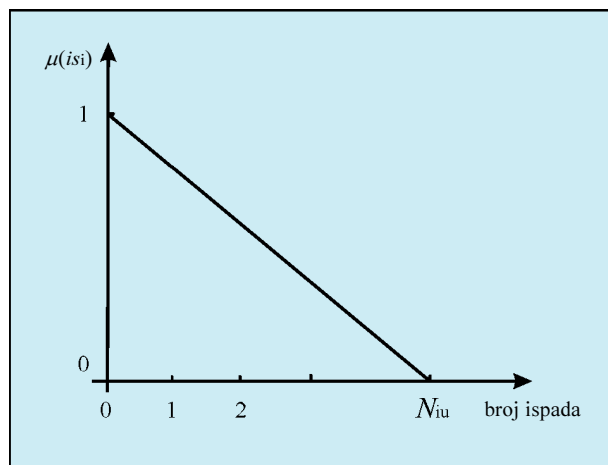
Kod korištenja simulacijskog modela odabir da li će neki element biti u pogonu (raspoloživ) obavlja se generatorom pseudoslučajnih brojeva jedinične uniformne razdiobe.

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

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

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

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



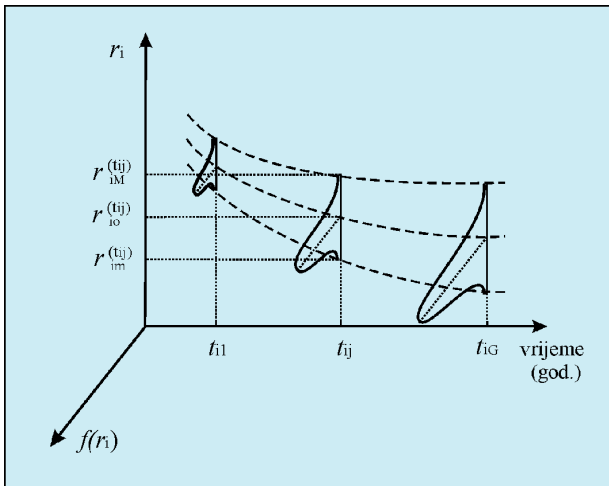
Slika 11. Funkcija pripadnosti ukupnog broja ispada elementa

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

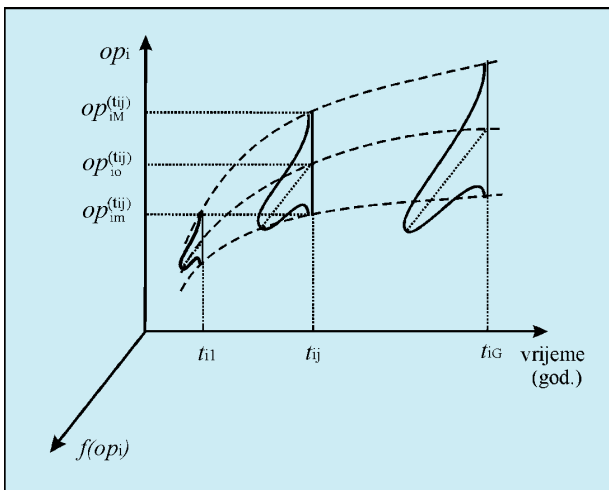
Godišnji porast opterećenja može se tretirati kao element izrazitog ili neizrazitog skupa. Ako se uzima kao element izrazitog skupa, onda se prikazuje pomoću očekivane vrijednosti (r_o) i standardne devijacije (σ). Pri tom se najčešće uzima da je distribuiran po normalnoj razdiobi kako je to prikazano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

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

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

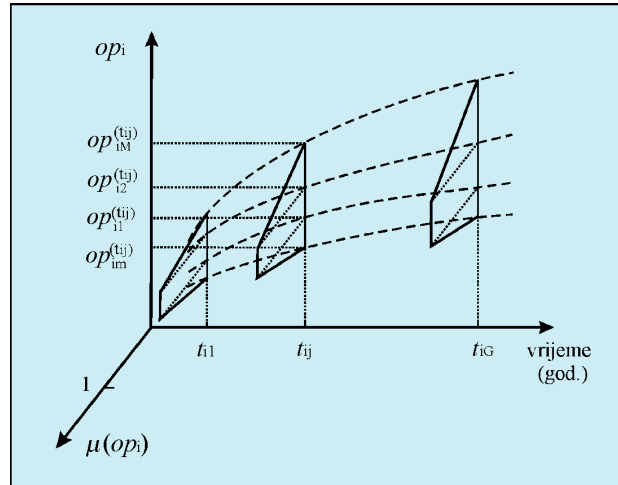


Slika 12. Trend godišnjeg porasta opterećenja tijekom analiziranog vremenskog intervala



Slika 13. Razmatrano opterećenje tijekom analiziranog vremenskog intervala

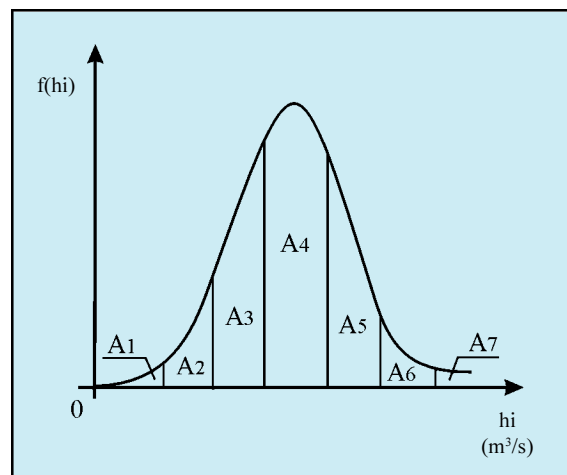
Vremenska komponenta može pripadati neizrazitom vremenskom skupu s adekvatnom funkcijom pripadnosti koja ima oblik kao na slici 10. Budući da je prognoziranje bilo koje fizikalne veličine neizvjesnije što



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

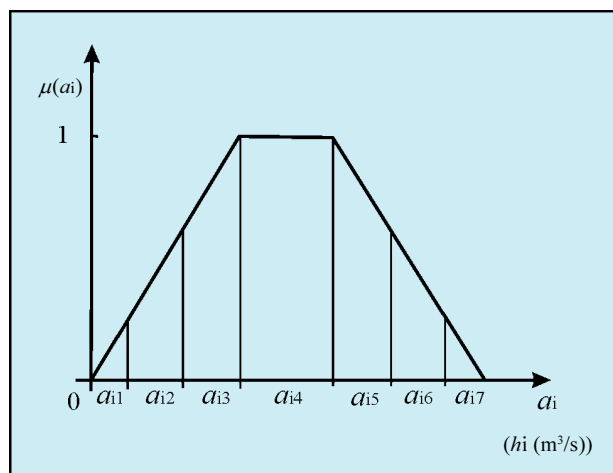
se više udaljavamo od sadašnjosti, to će iznosi funkcije pripadnosti biti sve manje.

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



Slika 15. Logaritamsko-normalna razdioba dotoka (hidrologije)

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



Slika 16. Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu hidrologije

3.3. Ekološki faktori

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

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

4. ISTOSMJERNI TOKOVI SNAGA S OPTIMALNIM ANGAŽMANOM ELEKTRANA

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

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

Kod istosmjernih tokova snaga vrijede sljedeće relacije:

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

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

Izraz (6) napisan u matricnom obliku izgleda:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

gdje su:

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

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

P_{Gi} – djelatna snaga generatora u čvoru i

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

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

θ_i, θ_j – kutovi napona u čvorovima i, j

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

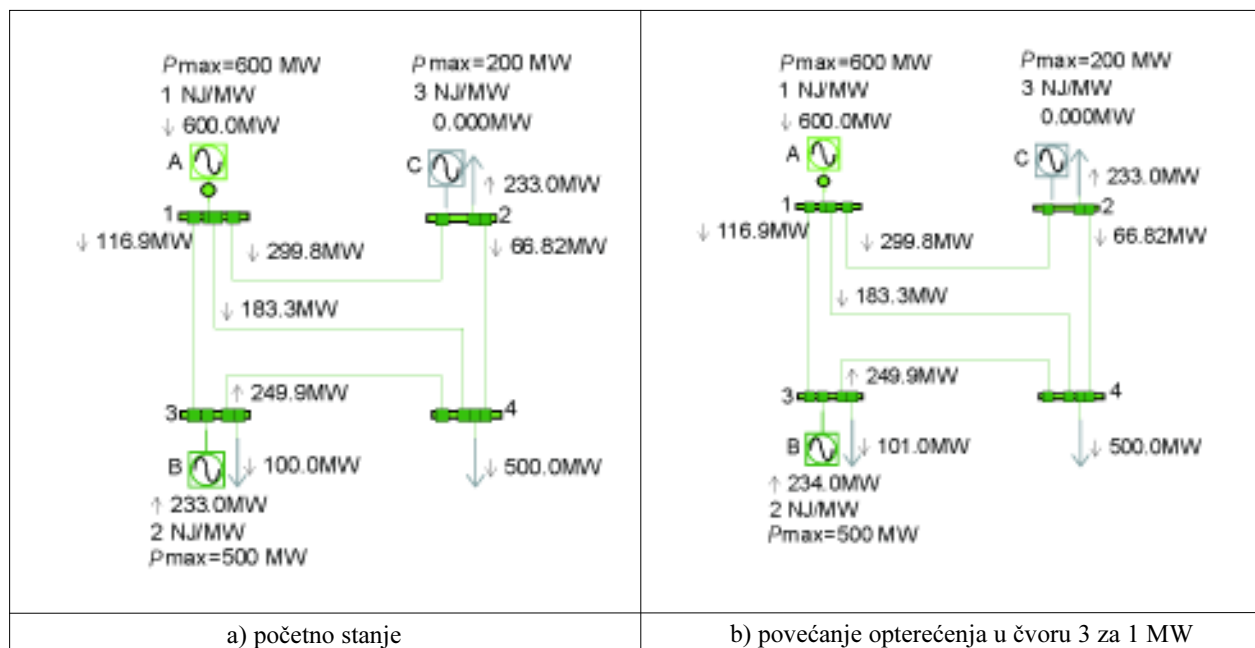
5. LOKACIJSKE MARGINALNE CIJENE

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

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

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

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

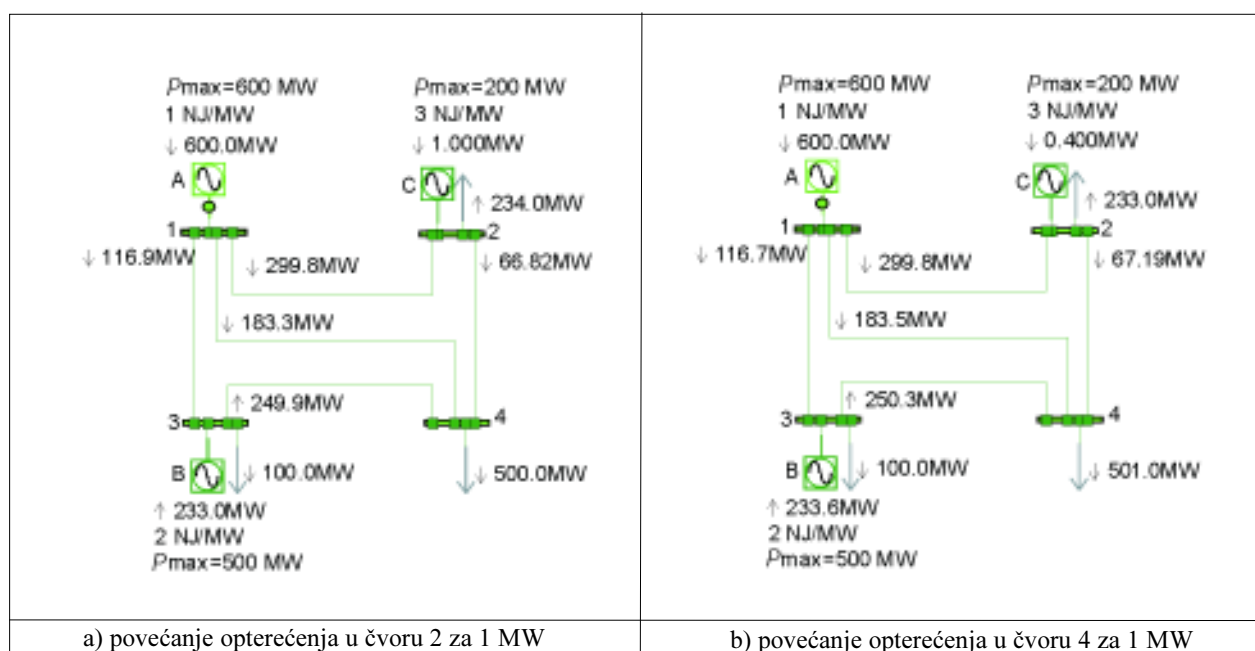


Slika 17. Određivanje lokacijskih marginalnih cijena

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

odnosno:

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

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

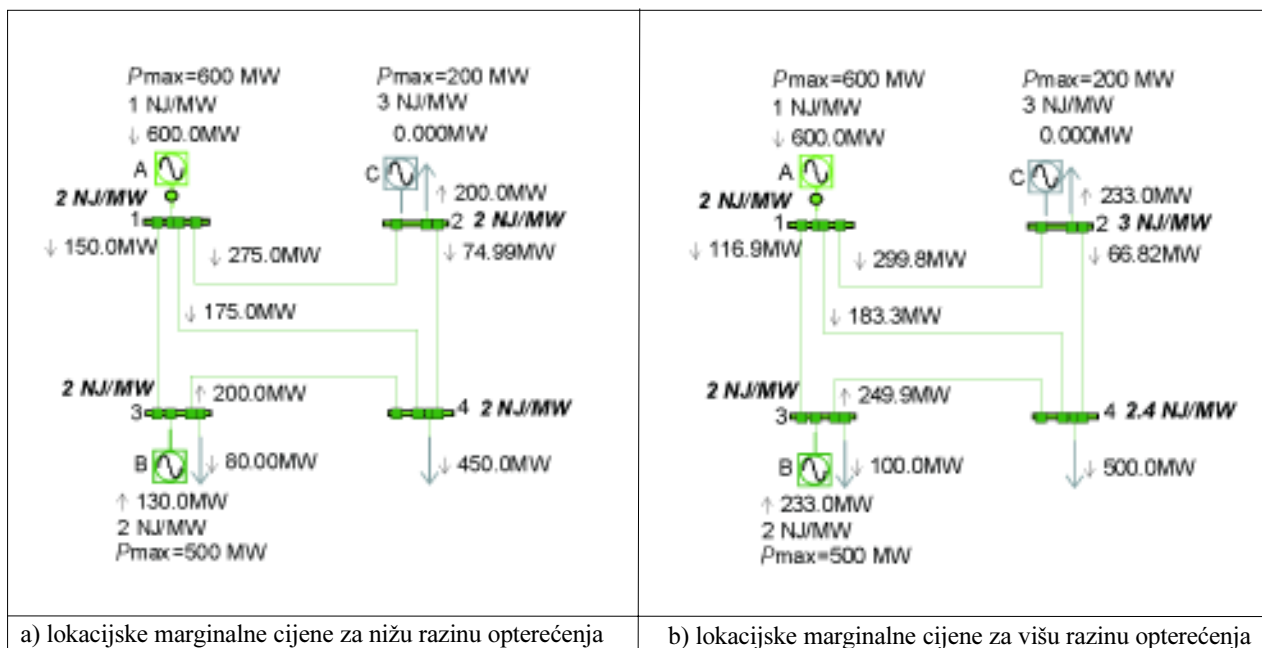
$$TCC = \frac{dOC}{dP_{ij}^{max}} \tag{13a}$$

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

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

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

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



Slika 19. Lokacijske marginalne cijene na test mreži

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

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

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

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

Ukupan iznos koji operator daje generatorima iznosi:

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

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

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

ili preko (13c) kao:

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

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

6. METODOLOGIJA PLANIRANJA I PRIMIJENJENI KRITERIJI

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Uz dodatno ograničenje:

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

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

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

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

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

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

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

Kao kriterij planiranja tada se koristi sljedeći izraz:

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

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

7. PRIMJENLJIVOST OPISANE METODOLOGIJE I KRITERIJA PLANIRANJA U HRVATSKIM UVJETIMA

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

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

8. ZAKLJUČAK

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

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

LITERATURA

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

TRANSMISSION NETWORK DEVELOPMENT PLANNING IN MARKET CONDITIONS (PROBABILISTIC APPROACH)

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

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

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

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

Naslov pisaca:

Mr. sc. Davor Bajš, dipl. ing.
 prof. dr. sc. 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.

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.

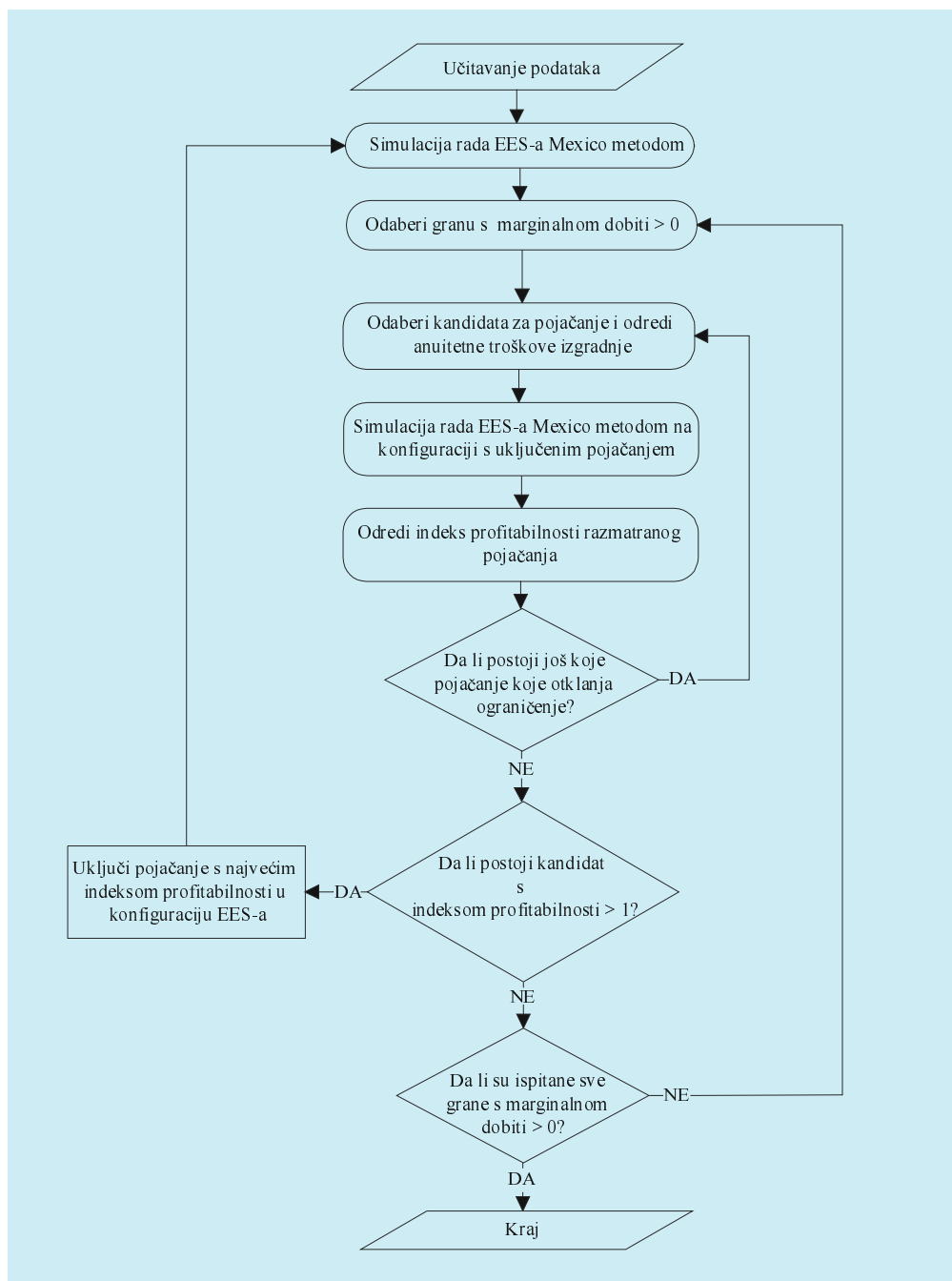
Korištenje istosmjernih tokova snaga u proračunima isključuje bilo kakav uvid u problematiku tokova reaktivnih snaga u mreži i naponskih prilika (reaktivna snaga se uzima u obzir samo kroz smanjenje dozvoljenog opterećenja grana, obično na $0,95 I_{max}$). Gubici koje izaziva reaktivna komponenta struje 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

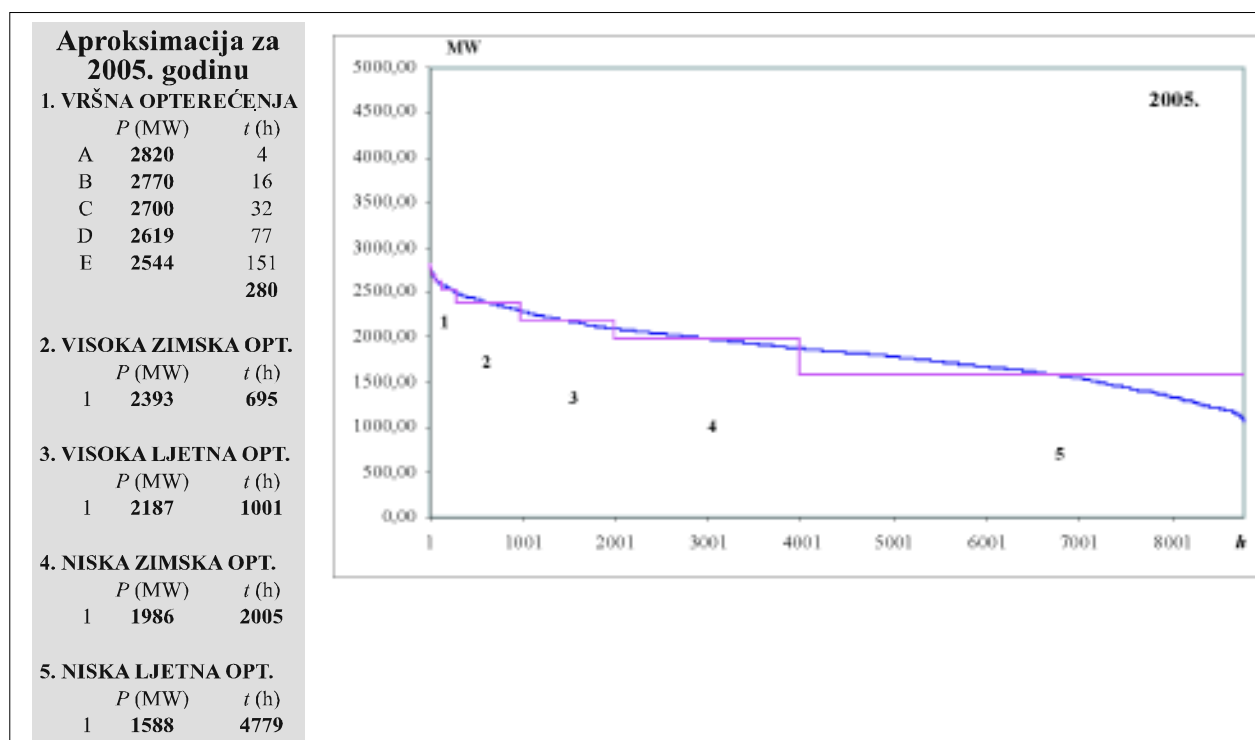
može povećati njihova neraspoloživost (razdoblje dotrajlosti). To se posebno odnosi na 110 kV vodove u mreži koji su najstariji i koji zahtijevaju revitalizaciju po kriteriju usporedbe starosti s očekivanom životnom dobi. Posljednjih godina u literaturi se pojavilo nekoliko radova koji obrađuju problematiku 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

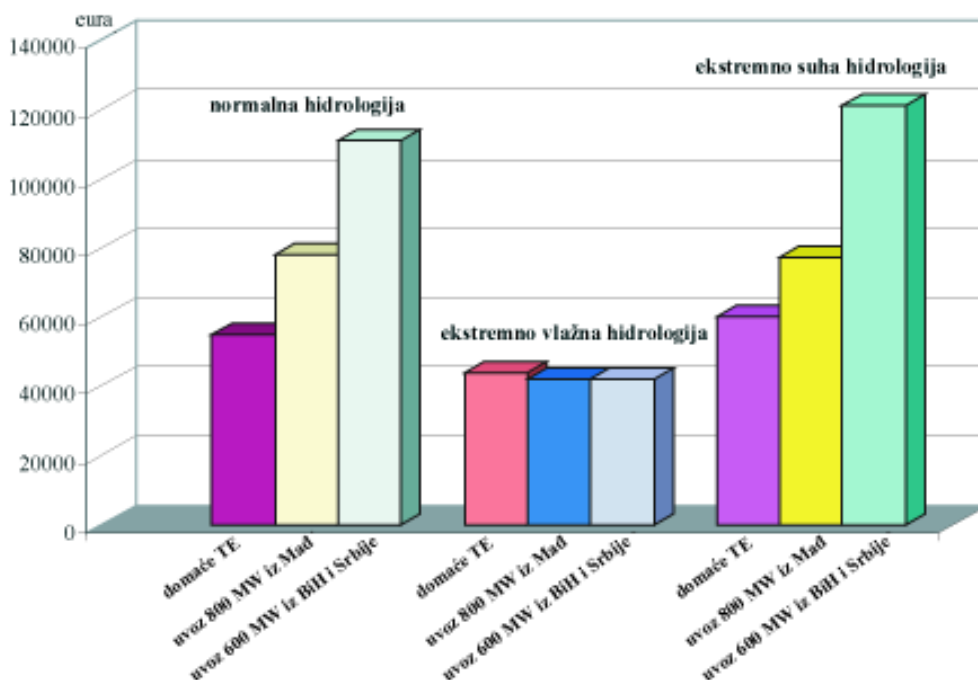
3. DV 110 kV Imotski – Grude – Š. Brijeg – Mostar
4. transformator 220/110 kV HE Zakučac
5. DV 110 kV TETO – Rakitje
6. DV 110 kV Plomin – Lovran
7. DV 110 kV Međurić – Daruvar
8. transformatori 220/110 kV Konjsko.

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.

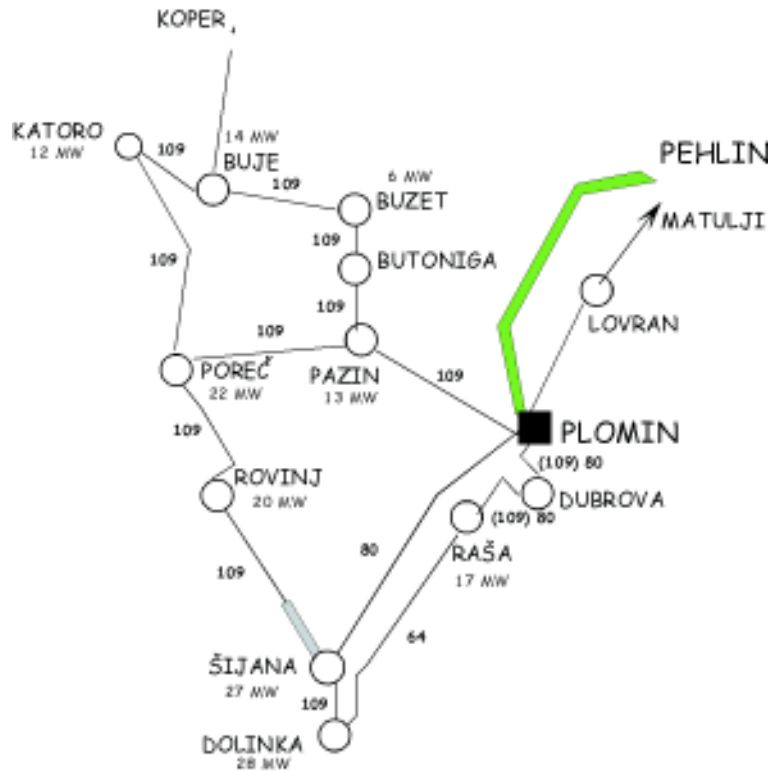
7. KANDIDATI ZA POJAČANJA MREŽE

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 neraspodjivost grana). Mogući veći sabirnički kvar u 110 kV postrojenju TE Plomin isključen je iz razmatranja. Dodatni 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.

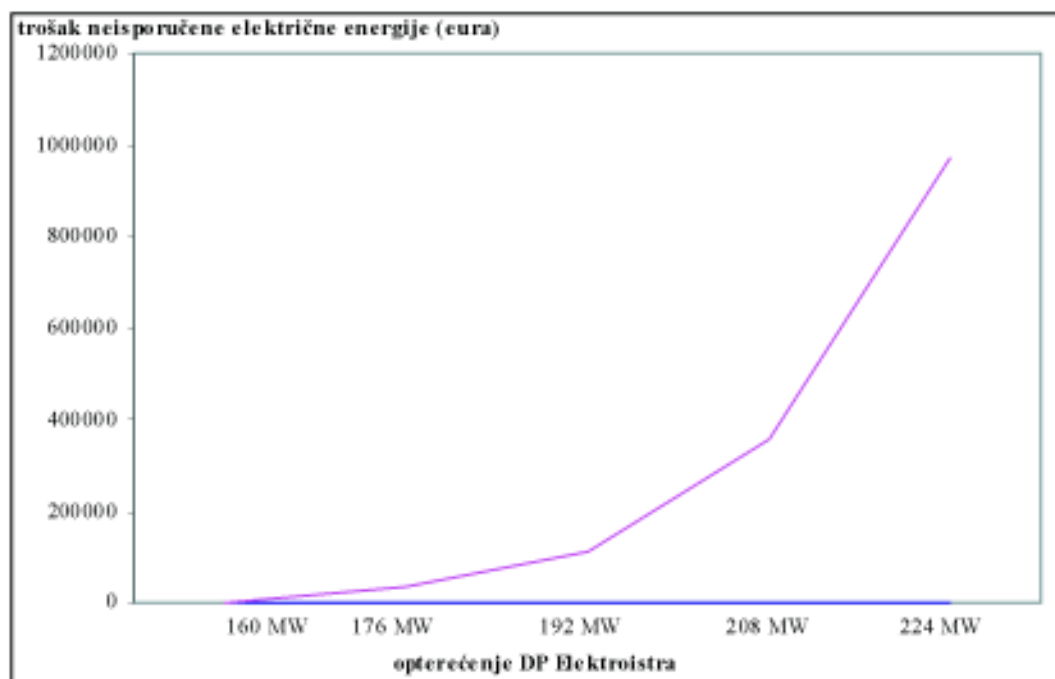
Do porasta konzuma dovoljnog da opravda investiciju u DV 2x220 kV Plomin – Vodnjan i RP 110 kV Vodnjan, sigurnost napajanja potrošača DP Elektroistra moguće je povećati sljedećim zahvatima u mreži:

- 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.

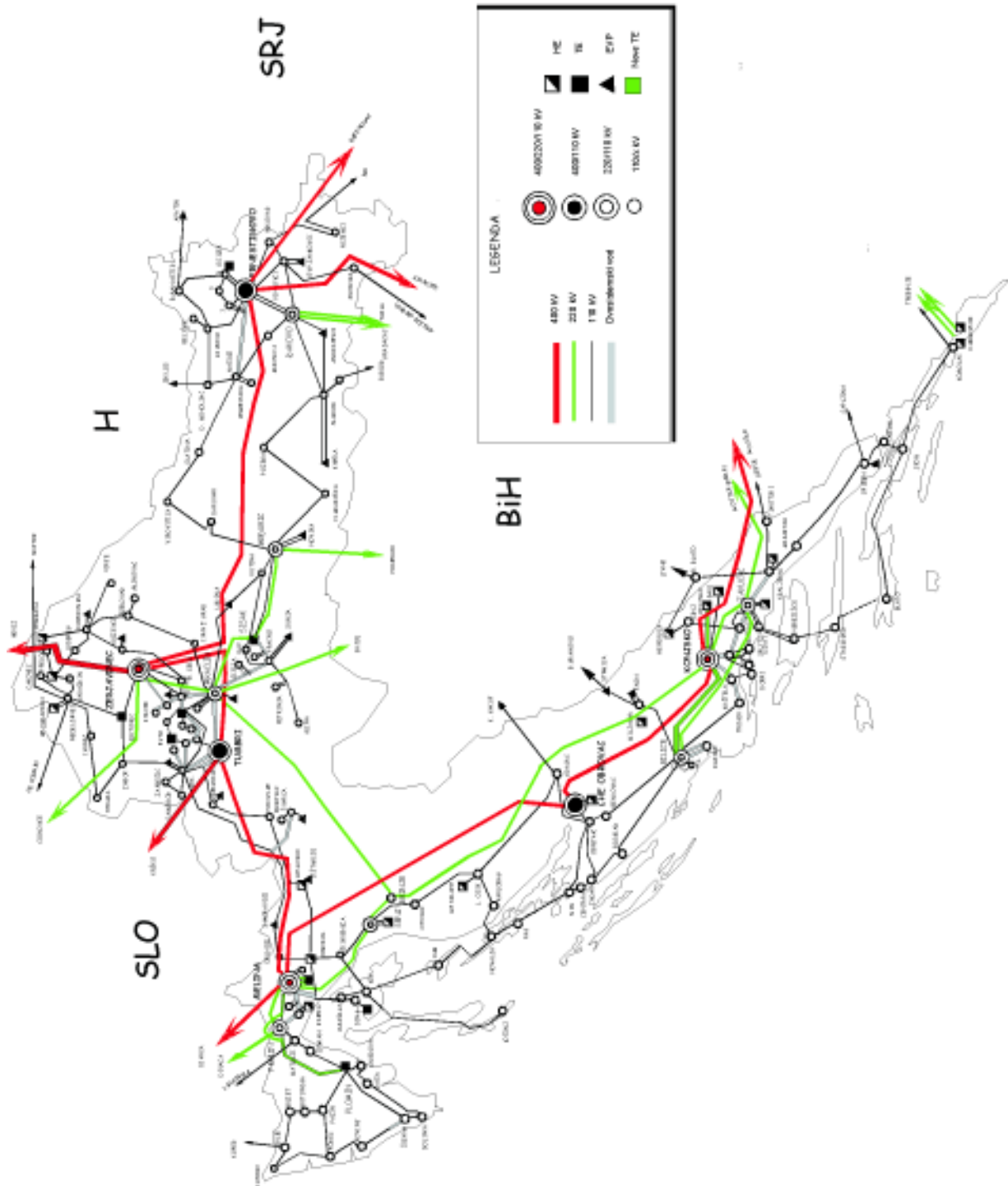
Die wirtschaftliche Rechtfertigung einzelner Geldanlagen wird, auf Grund der Differenz zwischen dem erwarteten Gewinn bei Anwendung einzelner Lösungen der Netzverstärkung und den Annuitäten der entsprechenden Kapitalanlage bewertet.

Naslov pisaca:

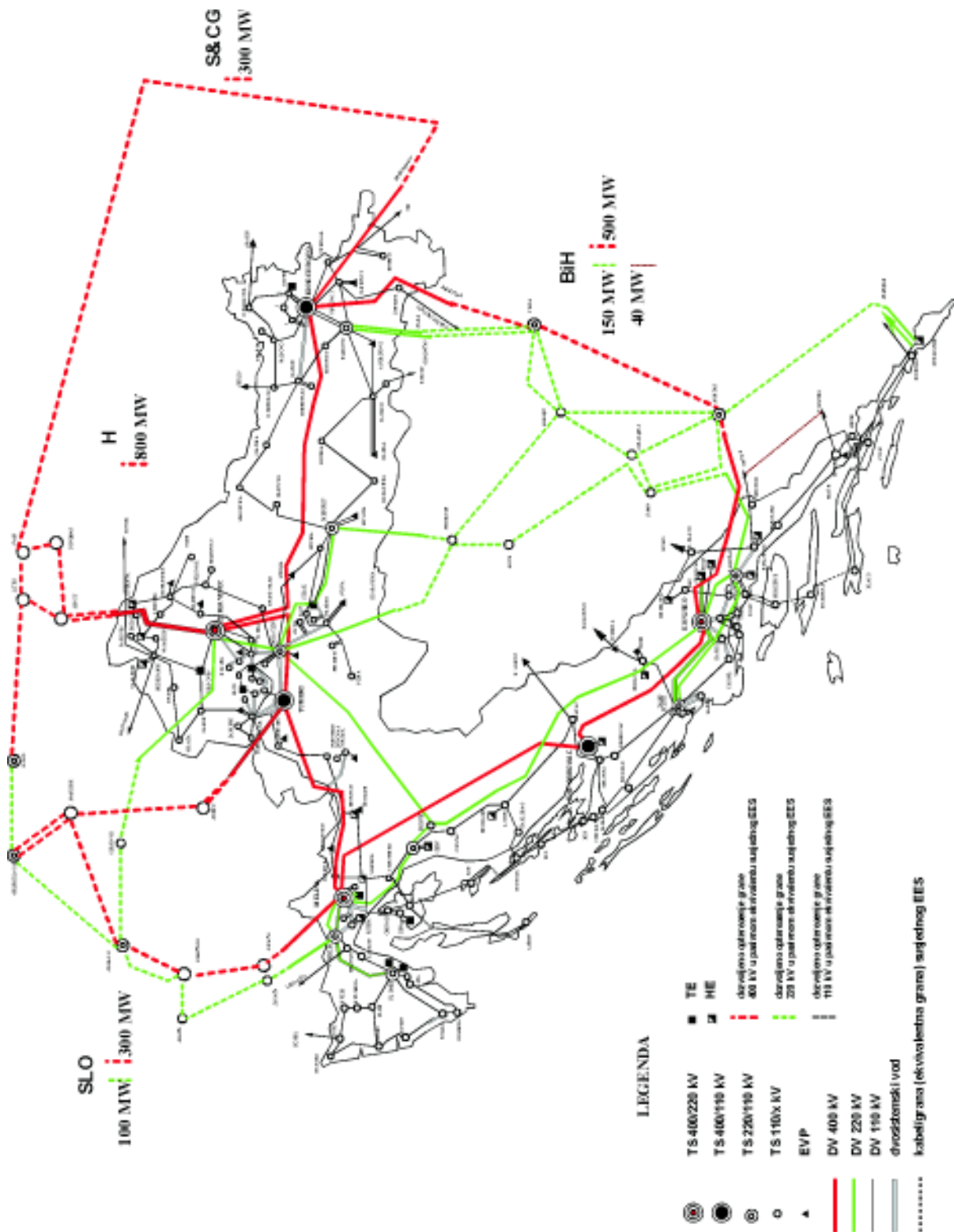
Mr. sc. Davor Bajs, dipl. ing.
prof. dr. sc. Mislav Majstrović, dipl. ing.
mr. sc. Goran Majstrović, dipl. ing.
Energetski institut "Hrvoje Požar",
Savska 163,
10000 Zagreb, Hrvatska

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		

STATUS I PERSPEKTIVE KOGENERACIJE NA BIOMASU

Dr. sc. Julije D o m a c – mr. sc. Velimir Š e g o n , Zagreb

UDK 620.91:338.49
PREGLEDNI ČLANAK

Donosi se pregled statusa i perspektive kogeneracije na biomasu. Prikazani su osnovni tehnološki i gospodarski aspekti, a dan je i pregled stanja kogeneracijskih postrojenja na biomasu u zemljama EU, s obzirom na korištenu tehnologiju i vrste biomase. U Hrvatskoj trenutno nije u pogonu niti jedno kogeneracijsko postrojenje na biomasu te su na kraju navedeni glavni uzroci za takvo stanje i predložene potrebne mjere za stvaranje povoljnog okruženja za razvoj projekata kogeneracije na biomasu.

Ključne riječi: kogeneracija, biomasa, obnovljivi izvori.

1. UVOD

Iskorištavanje energije biomase (uglavnom ogrjevnog drva i drvnog ostatka) u Hrvatskoj ima dugu tradiciju, pa se tako još 1960. godine iz biomase zadovoljavalo gotovo četvrtinu ukupnih potreba za energijom. Danas Hrvatska u prvom redu zbog tzv. netehničkih prepreka, nerazvijenosti tržišta za energiju iz biomase te nedostatka svijesti o prednostima proizvodnje energije iz biomase, korištenjem biomase pokriva samo mali dio svojih potreba za energijom, ostavljajući tako neiskorišten znatan prirodni potencijal koji posjeduje, [1].

Trenutno u Hrvatskoj nije u pogonu niti jedno kogeneracijsko postrojenje na biomasu, no u prošlosti je u sklopu pogona drvne industrije uspješno radilo nekoliko takvih postrojenja. Ipak, s obzirom na trendove u razvijenim zemljama te na očite prednosti takvih postrojenja (znatno veća energetska efikasnost, manje zagađenje po jedinici proizvedene energije i sl.), od kogeneracijskih se postrojenja očekuje najveći doprinos pri budućoj proizvodnji energije iz biomase u Hrvatskoj.

Ovakva očekivanja potpuno su u skladu i s europskim trendovima. U tom je smislu posebno važno istaknuti nedavno priopćenje Europske komisije od 26. svibnja 2004. godine o stanju i udjelu obnovljivih izvora energije u zemljama članicama EU, u kojem se navodi kako će za ispunjenje cilja zacrtanog u Bijeloj knjizi o obnovljivim izvorima energije (udio obnovljivih izvora u ukupnoj potrošnji energije od 12% do 2010. godine) biti potrebna znatno aktivnija politika vezana uz obnovljive izvore energije u toplinarstvu, gdje se od biomase očekuje daleko najveći doprinos, [2]. U priopćenju se također navodi da će Europska komisija, ukoliko to bude potrebno, predložiti zakonsku regulativu o obveznom udjelu obnovljivih izvora energije u proizvodnji topline.

Može se primijetiti da Hrvatska već sada ima znatan udio obnovljivih izvora energije u ukupnoj energetskej bilanci i to u prvom redu zbog znatnog korištenja energije iz hidroelektrana. Procjenjuje se da će u Hrvatskoj velike hidroelektrane u 2010. godini imati udio od oko 35% proizvodnje električne energije, što znači da je udio obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije za Hrvatsku iznad prosječnog iznosa od 22% zahtijevanog direktivom EU (Direktiva 2001/77/EC). Međutim, važno je uočiti da u ciljanom udjelu obnovljivih izvora postoje velike razlike između pojedinih zemalja EU. Tako zemlje bogate hidroenergijom imaju ciljane udjele u 2010. znatno više od ostalih zemalja: primjerice Austrija 78%, Švedska 60%, Portugal 39%. Imajući u vidu relativnu ograničenost naših vodotoka, kogeneracija na biomasu dobiva stoga dodatno na značenju.

Za Hrvatsku je provedena opsežna analiza troškova i dobiti korištenja obnovljivih izvora energije (biomasa, vjetar, mali vodotoci, geotermalna i Sunčeva energija) za proizvodnju električne energije u budućnosti. Minimalni udio obnovljivih izvora koji bi se do 2010. godine mogao uključiti u proizvodnju električne energije određen je uzimajući u obzir tzv. socijalne i neizravne troškove proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva (engl. *external costs*) u proizvodnu cijenu. Studija je izrađena u suradnji s tvrtkom *Frontier Economics*, u sklopu projekta Svjetske banke *Croatia – Renewable Energy Resources Project*, [3]. Rezultati analize troškova i dobiti za Hrvatsku pokazuju da su kogeneracijska postrojenja na biomasu u pravilu najisplativija u usporedbi sa svim ostalim tehnologijama i potencijalnim lokacijama za korištenje obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj.

Za buduću proizvodnju električne energije iz biomase u Hrvatskoj moguće je predvidjeti nekoliko scenarija

razvitka, a ukupan potencijal oko 30-ak identificiranih projekata za proizvodnju električne energije, bilo u elektranama, bilo u energanama na biomasu (kogeneracija) procijenjen je na oko 1 TWh/god. Slično drugim obnovljivim izvorima, kao rezultat poduzetničke inicijative električnu energiju iz kogeneracije na biomasu mogu proizvoditi nezavisni proizvođači, i to podjednako privatni poduzetnici i lokalne zajednice (tzv. decentralizirana proizvodnja), ali uvođenjem određenih tržišnih mehanizama, što je već u tijeku, i elektrane HEP-a. Sve to upućuje na značenje ove tehnologije u budućem razvitku elektroenergetskog sustava i razvitku energetskog tržišta u Hrvatskoj.

2. TEHNOLOŠKI I GOSPODARSKI ASPEKTI KOGENERACIJE NA BIOMASU

Najčešći oblik biomase koji se koristi za proizvodnju energije jest drvena biomasa kao kruto gorivo za izgaranje, zbog toga što je ima najviše, ali i zbog toga što su tehnološka rješenja za energetsku pretvorbu izgaranjem drva u osnovi slična onima za ugljen. Postoje ipak neke razlike između drva i ugljena koje imaju utjecaj na konstrukciju kotla, a očituju se u većoj vlažnosti drva (25 – 30% za sušeno, 50 – 55% za svježije) u odnosu na ugljen (do 10%) te veći udio hlapivih sastojaka (sastav potpuno suhog drva: 70 – 75% hlapivih sastojaka, 20 – 25% ugljika, 1 – 2% pepela; sastav ugljena: 35% hlapivih sastojaka, 55 – 60% ugljika, 5 – 10% pepela). Pri korištenju krute biomase kao goriva u kogeneracijskim postrojenjima uobičajeni proces pretvorbe je *Rankineov* ciklus. Iako se intenzivno radi na razvoju novih tehnologija, praktički sva industrijska postrojenja na biomasu još uvijek koriste *Rankineov* ciklus.

Za postrojenja male i srednje snage (tipično do 5 MW_e), izgaranje goriva iz krute biomase provodi se najčešće na rešetki, koja omogućuje miješanje goriva i kontroliran dovod zraka. Izgaranje na rešetki je pouzdana i dokazana tehnologija, a razne izvedbe omogućuju relativno visok stupanj kontrole i efikasnosti. Nedostatak izgaranja na rešetci očituje se kod goriva nejednolike kvalitete i s visokim udjelom vlage, kada postizanje ravnomjernog sagorijevanja predstavlja poseban problem. Ravnomjerno i potpuno sagorijevanje povećava efikasnost i smanjuje emisiju štetnih plinova. Tehnologija izgaranja u fluidiziranom sloju (engl. *fluidised bed*), u odnosu na izgaranje na rešetci, pruža znatno veću fleksibilnost u pogledu zahtjeva na kvalitetu i vlažnost goriva. Korištenjem ove tehnologije, za goriva s visokim udjelom vlage (preko 60%) i neujednačene kvalitete moguće je postizanje efikasnosti kotla i do 90%, uz znatno smanjenje štetnih emisija. Osnovni nedostatak tehnologije izgaranja u fluidiziranom sloju je visoka cijena, tako da se ovakvi sustavi obično koriste u postrojenjima veće snage (preko 5 MW_e).

Organski *Rankineov* ciklus (engl. *Organic Rankine Cycle*, *ORC*) predstavlja modifikaciju *Rankineova* cik-

lusa, u kojem se umjesto vode kao radni medij koristi organski fluid. Izvor topline isparava organski fluid, koji se nakon toga provodi u turbinu. Nakon ekspanzije u turbini, organski fluid se kondenzira te ponovo dovodi na ulaz isparivača. *ORC* proces je prikladan za proizvodnju električne energije iz krute, tekuće i plinovite biomase, ali i iz otpadne topline, što ga čini posebno zanimljivim za kogeneracijska postrojenja. Trenutačno je ova tehnologija u fazi razvoja i ispitivanja, tako npr. u Finskoj postoji nekoliko kogeneracijskih postrojenja koja koriste *ORC* tehnologiju, raspona snage od 350 do 3500 kW_e.

Korištenje krute biomase kao goriva ima prednosti u smislu jednostavne i pouzdane tehnologije pretvorbe, ali i nedostatke u relativno niskoj efikasnosti pretvorbe te visokim troškovima transporta po energetskoj vrijednosti goriva. Kao rješenje navedenih nedostataka nameću se tehnologije pretvorbe biomase u plinovita i tekuća goriva: rasplinjavanje, piroliza, anaerobno truljenje te proizvodnja tekućih biogoriva (bioetanol i biodizel).

Integrirano rasplinjavanje u kombiniranom ciklusu (engl. *Integrated gasification combined cycle*, *IGCC*) pokazalo se uspješnim kao tehnologija za proizvodnju električne energije ili kogeneraciju korištenjem fosilnih goriva. Ovo je ujedno i najperspektivnija tehnologija rasplinjavanja biomase, zbog toga što omogućuje postizanje efikasnosti proizvodnje električne energije i do 50%, a budućim razvojem očekuje se smanjenje investicijskih troškova čime bi se omogućila izgradnja postrojenja na komercijalnoj osnovi. Upravo zbog visokih investicijskih troškova trenutačno u svijetu ne postoji komercijalno postrojenje integriranog rasplinjavanja u kombiniranom ciklusu na biomasu, ali postoji već niz demonstracijskih postrojenja od kojih se kao dva najveća mogu izdvojiti kogeneracijsko postrojenje u švedskom gradu Värnamu te elektrana ARBRE pokraj Yorka u Engleskoj. Postrojenje u Värnamu u pogonu je od 1996. godine i predstavlja prvo *IGCC* postrojenje na biomasu u svijetu, instalirane snage 6 MW_e i 9 MW_{th}. Rasplinjavanje drvnog ostatka obavlja se u fluidiziranom sloju, a proizvedena toplina predaje se u gradski sustav područnog grijanja. Postrojenje ARBRE ima instaliranu snagu od 8 MW_e te također koristi rasplinjavanje u fluidiziranom sloju, a godišnje potroši oko 40000 t drva, pretežno iz brzorastućih nasada vrba. Na osnovi iskustva dobivenog iz spomenutih demonstracijskih postrojenja procijenjeno je da bi komercijalno *IGCC* postrojenje na biomasu trebalo imati instaliranu snagu između 35 i 70 MW_e.

Piroliza je, kao i rasplinjavanje, termokemijski proces s ograničenim dovodom zraka, odnosno kisika, čiji je cilj proizvodnja tekućeg biogoriva nazvanog bio-ulje ili pirolitičko ulje. Dobiveno pirolitičko ulje po svom sastavu slično je sirovoj nafti, odnosno sastavljeno je od velikog broja različitih sastojaka (parafini, fenoli,

esteri, masne kiseline, itd.), a može se koristiti kao nadomjestak fosilnim gorivima za proizvodnju topline u toplinama ili u termoelektranama. Daljnjom preradom pirolitičkog ulja moguće je dobiti niz kemikalija i goriva koje se inače dobivaju u rafinerijama nafte. Piroliza biomase ima znatan potencijal jer je pirolitičko ulje moguće transportirati naftovodima i tako znatno sniziti troškove prijenosa goriva, čime se rješava jedan od ključnih problema korištenja biomase, ali je također kao sirovinu za pirolizu moguće koristiti vrlo različite materijale (npr. moguće je pirolizirati otpad). Jedan od osnovnih problema i nedostataka pirolize je taj što je pirolitičko ulje po svom sastavu vrlo raznoliko, ovisno o uvjetima proizvodnje i svojstvima ulazne sirovine, a skladištenje na duži rok (preko 6 mjeseci) mijenja sastav ulja. Općenito se može reći da je tehnologija pirolize još uvijek u razvoju i postoji relativno mali broj komercijalnih postrojenja, tako da će biti potrebna dodatna ulaganja u istraživanje i razvoj.

Gospodarski aspekti i isplativost kogeneracijskog postrojenja na biomasi, osim o korištenoj tehnologiji, u velikoj mjeri ovise o lokalnim uvjetima u kojima se postrojenje nalazi, posebice s obzirom na osiguranje potražnje odnosno potrošnje proizvedene topline i cijenu goriva. Kogeneracijska postrojenja općenito imaju veće investicijske troškove od izgradnje pojedinačne elektrane i toplane odgovarajuće snage, ali zbog veće efikasnosti imaju i manju potrošnju energije. Tablice 1 i 2 prikazuju usporedbe sadašnje i predviđene efikasnosti i proizvodne cijene električne energije za tri tehnologije kogeneracijskih postrojenja na biomasi: Rank-

ineov ciklus s parnom turbinom, rasplinjavanje s plinskim motorom te pirolizu s dizel motorom. Vidi se da usprkos većoj efikasnosti proizvodnje električne energije, i rasplinjavanje i piroliza još uvijek imaju veću ukupnu proizvodnu cijenu od postrojenja koje koristi Rankineov ciklus.

3. PREGLED STATUSA I PERSPEKTIVA KORIŠTENJA KOGENERACIJE NA BIOMASU

3.1. Zemlje članice Europske unije

Relevantni dokumenti EU

Temeljni dokument koji određuje politiku Europske unije prema obnovljivim izvorima energije je **Bijela knjiga o obnovljivim izvorima**, [5]. Bijela knjiga se nadovezuje na Zelenu knjigu o obnovljivim izvorima usvojenu 1996. godine, radi poticanja diskusije o problematici njihovog korištenja. Kao jedan od važnijih zaključaka navodi se da su, unatoč značajnom potencijalu, obnovljivi izvori trenutačno nejednako i nedovoljno iskorišteni u Europskoj uniji. Njihov udio u ukupnoj potrošnji energije iznosi oko 6% te se u budućnosti predviđa značajan porast. Osnovni cilj na nivou Europske unije na području obnovljivih izvora, određen u Bijeloj knjizi, je do 2010. godine povećati njihov udio u ukupnoj potrošnji energije na 12%. Važno je naglasiti da je biomasa izričito prepoznata kao najvažniji obnovljivi izvor, odnosno onaj izvor koji će najviše do-

Tablica 1. Sadašnja i predviđena efikasnost kogeneracijskih postrojenja na biomasi, [4]

	Rankineov ciklus		Rasplinjavanje		Piroliza	
	Sadašnje	Buduće	Sadašnje	Buduće	Sadašnje	Buduće
Instalirana električna snaga (MW _e)	2	2	5	5	6,2	6,2
Instalirana toplinska snaga (MW _{th})	6,8	5,8	6,0	5,7	6,5	6,5
Električna efikasnost	17,5	23,0	23,9	32,4	24,7	31,5
Ukupna efikasnost	88,0	90,0	85,0	90,0	58,5	66,0
Omjer električne i toplinske instalirane snage	0,30	0,35	0,83	0,88	0,95	0,95

Tablica 2. Sadašnja i buduća proizvodna cijena električne energije iz kogeneracijskog postrojenja na biomasi, [4]

	Sadašnja cijena, uz 5000 sati rada godišnje (US\$/MWh)	Sadašnja cijena, uz 7000 sati rada godišnje (US\$/MWh)	Buduća cijena, uz 5000 sati rada godišnje (US\$/MWh)	Buduća cijena, uz 7000 sati rada godišnje (US\$/MWh)
Rankineov ciklus	7,5	5,5	7	5
Rasplinjavanje	11,5	9	8	6
Piroliza	13	12,5	9,5	8,5

Napomena: instalirane snage postrojenja jednake su kao i u tablici 1.

prinijeti ostvarenju zacrtanog cilja te je u Bijeloj knjizi predviđeno da će 2010. godine biomasa pokrivati gotovo 8,5% ukupne potrošnje energije. Trenutačno najisplativiji, a zasigurno i najperspektivniji način korištenja biomase za proizvodnju energije jest korištenje u kogeneracijskim postrojenjima, odnosno istodobnom proizvodnjom električne energije i topline. Procijenjena proizvodnja energije iz biomase korištene u kogeneracijskim postrojenjima u Bijeloj knjizi iznosi oko 26 Mtoe (0,302 TWh), što odgovara instaliranom kapacitetu od otprilike 20 GW_e ili 60 GW_{th}.

Relevantne direktive Europskog parlamenta i Vijeća Europe koje se odnose na kogeneraciju iz biomase su sljedeće:

- **Direktiva o promociji proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora** (*Directive 2001/77/EC*), koja na osnovi rezultata u Bijeloj knjizi o obnovljivim izvorima energije, za 2010. godinu propisuje udio od 22% električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora za Europsku uniju, te pojedinačne udjele za svaku zemlju članicu.
- **Direktiva o promociji kogeneracije** (*Directive 2004/8/EC*) naglašava važnost kogeneracije kao jedne od mjera povećanja energetske efikasnosti, odnosno smanjenja potrošnje energije. Direktiva postavlja obvezu zemljama članicama da procijene nacionalni potencijal visoko efikasne kogeneracije te osmisle strategiju poticanja projekata te uklanjanja prepreka. Iako se u direktivi ne navodi eksplicitni ciljani udio električne energije iz kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije, neslužbeni cilj koji je više puta spomenut u dokumentima Europske komisije je povećanje tog udjela sa 9% iz 1997. godine na 18% do 2010. godine (*Document COM (97) 514 Final*). Procjenjuje se da bi se uz takav udio ostvarile uštede u ukupnoj potrošnji energije između 3 i 4%.

Promatrana kroz perspektivu navedene dvije direktive, kogeneracijska postrojenja na biomasi zaslužuju posebnu pozornost stoga što poticanje njihove izgradnje doprinosi ispunjavanju uvjeta navedenih u obje direktive.

Obilježja kogeneracije na biomasi u EU

Udio električne energije iz kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije za Europsku uniju prije proširenja (EU-15) iznosio je oko 10%, s tim da je potrebno napomenuti da postoje velike razlike između pojedinih zemalja (primjerice u Danskoj udio električne energije iz kogeneracije iznosi gotovo 50% ukupne proizvodnje, u Nizozemskoj 38%, dok je u Irskoj i Grčkoj taj udio oko 2%). Razlike su uvjetovane povijesnim razvojem elektroenergetskog sustava, političkim prioritetima, prirodnim resursima te razlikama u klimatskim prilikama. Prema podacima navedenim u završnom izvješću o projektu *Future Cogen*, provedenom od strane Europske udruge za promociju kogeneracije

(*European Association for Promotion of Cogeneration – COGEN Europe*), sadašnji udio električne energije iz kogeneracije je bitno ispod potencijalnog, koji se procjenjuje na oko 40% do 2010. godine, [6].

U novim zemljama članicama EU kogeneracija ima još značajniju ulogu, posebno u proizvodnji topline za područno grijanje, te udio električne energije iz kogeneracije iznosi oko 19%. Ipak, velik dio postrojenja je zastario i kao gorivo koristi pretežno ugljen ili teško loživo ulje.

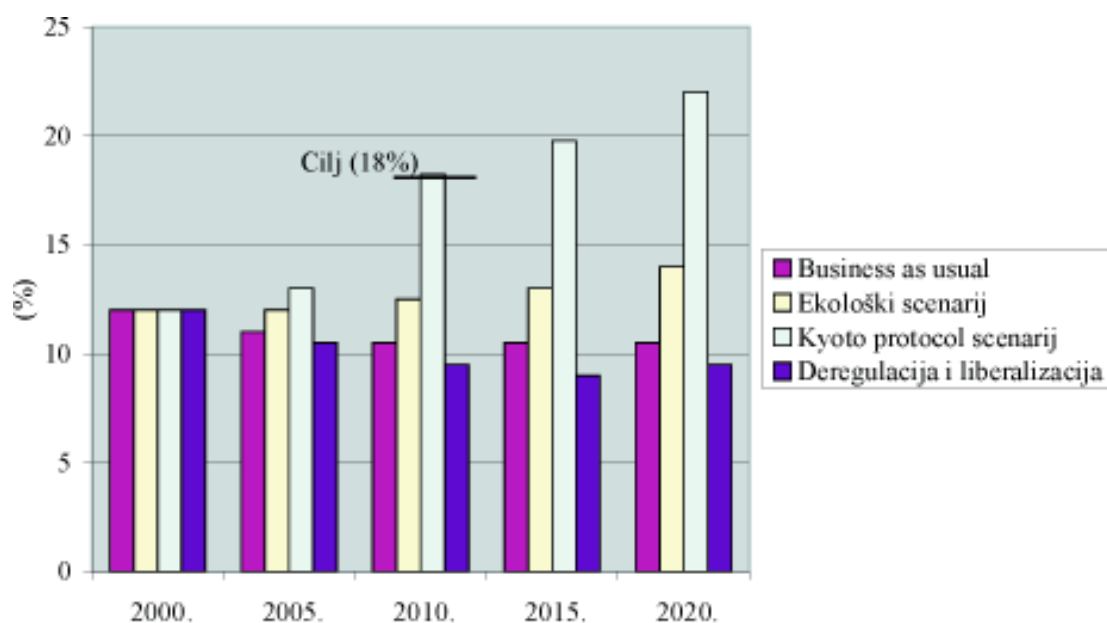
U sklopu projekta *Future Cogen*, s ciljem utvrđivanja mogućnosti ostvarenja cilja od 18% udjela električne energije iz kogeneracije do 2010. godine, izrađena su i analizirana četiri scenarija. Analiza je izvršena korištenjem računalnog modela SAFIRE, na kojem su provedene potrebne izmjene i dopune radi povećanja detaljnosti modeliranja. Prva tri scenarija pretpostavljaju ratificiranje protokola iz Kyota unutar zemalja EU te proizlazeću provedbu potrebnih mjera za smanjenje emisije stakleničkih plinova, dok se u posljednjem scenariju pretpostavlja da se primjena protokola odgađa za 10 godina. Promatraju se sljedeći scenariji:

- 1) Nastavak sadašnje politike (*Present Policies*, odn. *Business as Usual*) prema energetske sektoru, posebno u odnosu na kogeneraciju, pretpostavljen je u prvom scenariju. Dovođenje liberalizacije europskog energetske sektora očekuje se oko 2010. godine te su u analizu uključene i očekivane promjene, a pretpostavljena je umjerena brzina tehnološkog razvoja.
- 2) Scenarij povećane ekološke svijesti (*Heightened Ecological Awareness*) baziran je na sadašnjoj politici, ali pretpostavlja dodatne poticaje za 'zelene' tehnologije. Poticaji se baziraju na uključenju određenih vanjskih prednosti (tzv. pozitivnih eksternalija) kogeneracije u cijenu energije, kroz uvođenje poreza na CO₂ te nešto brži tehnološki razvoj.
- 3) Scenarij svjetskog razvoja nakon Kyoto Protokola (*Post-Kyoto World*) pretpostavlja potpuno uključivanje pozitivnih eksternalija kogeneracije u cijenu energije te povećane investicije u 'čiste' tehnologije, u skladu s preuzetim obvezama navedenim u Protokolu. Fleksibilni mehanizmi financiranja omogućuju ulaganja u mikro-kogeneracije, a također i kogeneracije koje koriste gorive ćelije. Energetska i ekonomska politika izrazito podržava decentraliziranu proizvodnju.
- 4) Scenarij deregulacije i liberalizacije (*Deregulation and Liberalization*) pretpostavlja nastavak liberalizacije tržišta energijom, ali bez zaštite manjih decentraliziranih proizvodnih postrojenja. Tržištem električne energije dominiraju nekoliko velikih centraliziranih proizvođača koji imaju vrlo jak utjecaj na cijenu električne energije. Konačan rezultat ovog scenarija je nekonkurentnost kogeneracije.

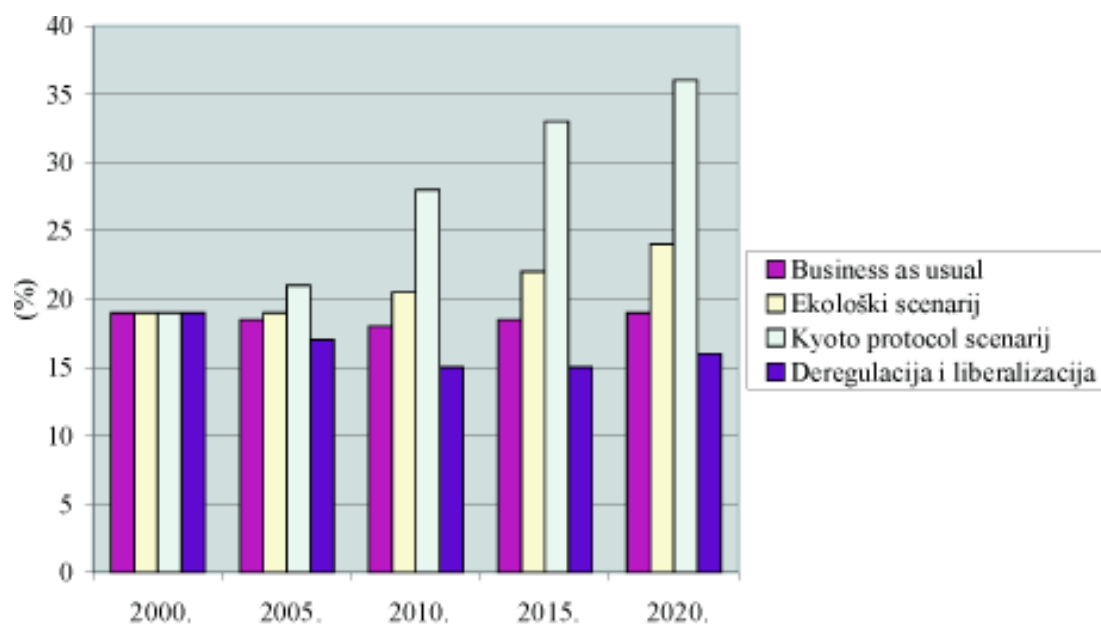
Glavni rezultati analize prikazani su na slikama 1-6. Prikaz rezultata dan je odvojeno za zemlje članice EU

prije proširenja (EU-15) te za nove zemlje članice. Temeljni zaključak provedene analize prikazan je na slikama 1. i 2.: znatnije povećanje udjela električne energije iz kogeneracije ostvaruje se jedino u slučaju potpunog vrednovanja prednosti kogeneracije te intenzivnog ulaganja u *čiste* tehnologije. U prvom i zadnjem scenariju dolazi do pada udjela električne energije iz kogeneracije, zbog toga što se nova kogeneracijska postrojenja relativno sporo ili uopće ne grade, slike 3. i 4., dok pretpostavljeni porast potrošnje električne energije iznosi 30% između 1995. i 2010. godine. Na slikama 5. i 6. prikazan je instalirani kapacitet proizvodnje električne energije iz kogeneracije po gorivi-

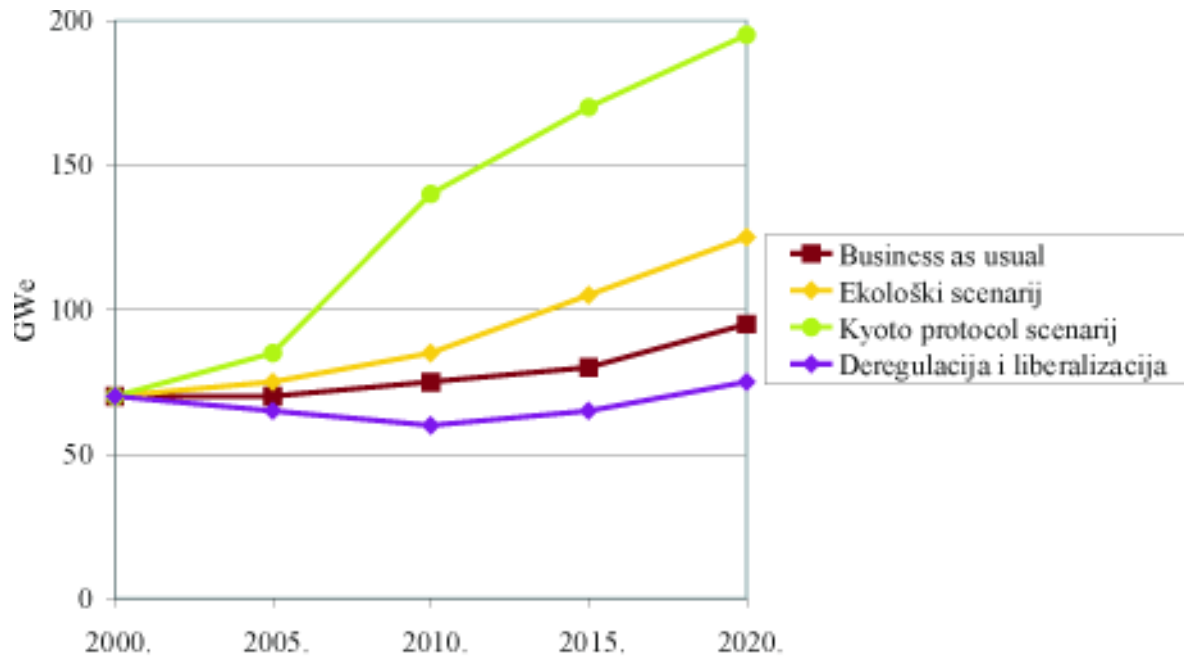
ma, za *Post-Kyoto World* scenarij, jedini u kojem dolazi do ispunjenja cilja od 18% udjela električne energije iz kogeneracije u 2010. godini. Iako je prirodni plin dominantno gorivo za kogeneraciju, koje u 2010. godini pokriva nešto manje od 60% instaliranog kapaciteta, potrebno je primijetiti značajnu pretpostavljenu ulogu biomase u ispunjenju cilja. Naime, u 2010. godini u zemljama EU-15 se iz biomase pokriva gotovo jednaki instalirani kapacitet kao i iz lakog lož ulja i dizela, a nastavak scenarija do 2020. godine pretpostavlja da će biomasa po zastupljenosti biti na drugom mjestu, iza prirodnog plina.



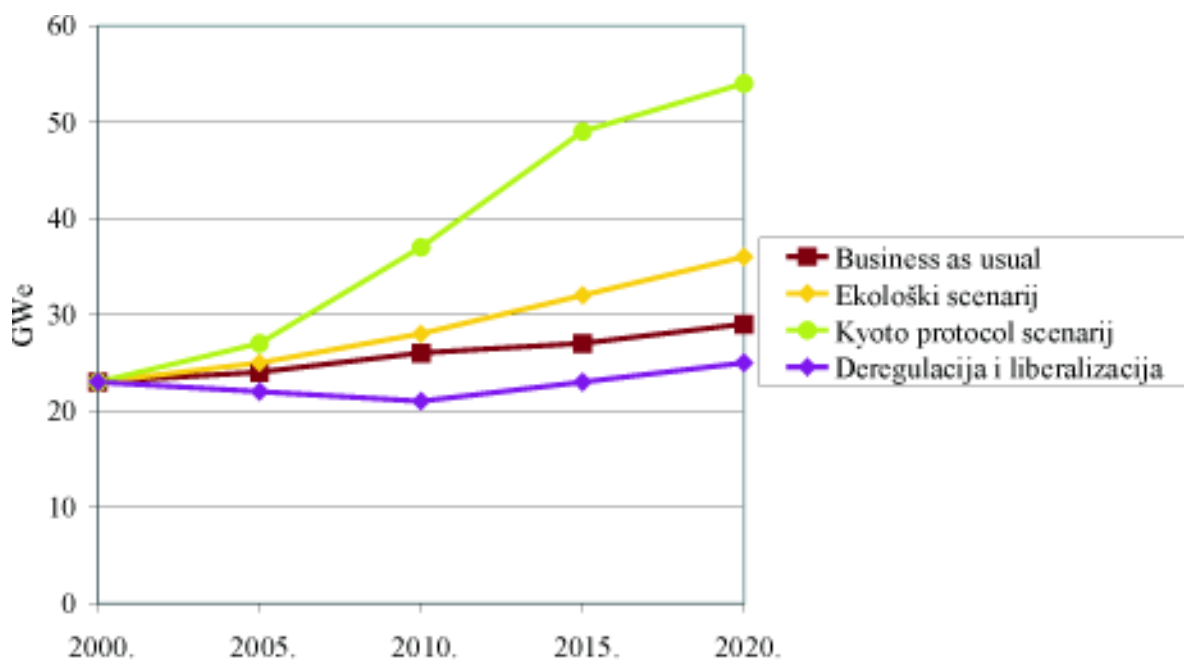
Slika 1. Udio električne energije iz kogeneracije u ukupnoj potrošnji električne energije za EU-15, četiri scenarija, [6]



Slika 2. Udio električne energije iz kogeneracije u ukupnoj potrošnji električne energije za nove zemlje članice EU, četiri scenarija, [6]



Slika 3. Instalirani kapacitet proizvodnje električne energije iz kogeneracije za EU-15, četiri scenarija, [6]

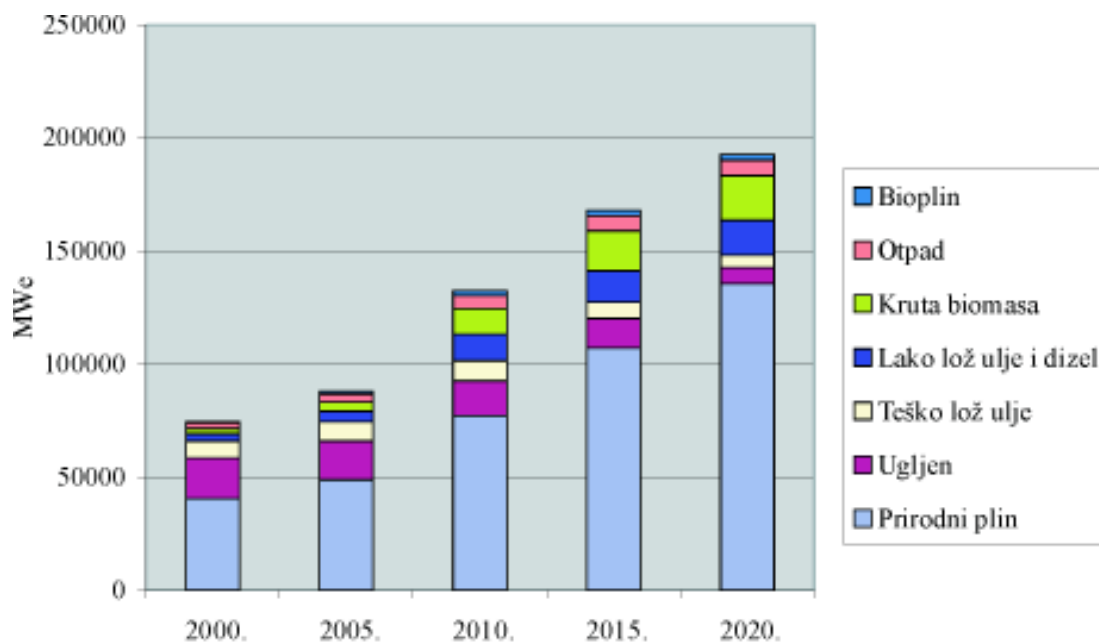


Slika 4. Instalirani kapacitet proizvodnje električne energije iz kogeneracije za nove zemlje članice EU, četiri scenarija, [6]

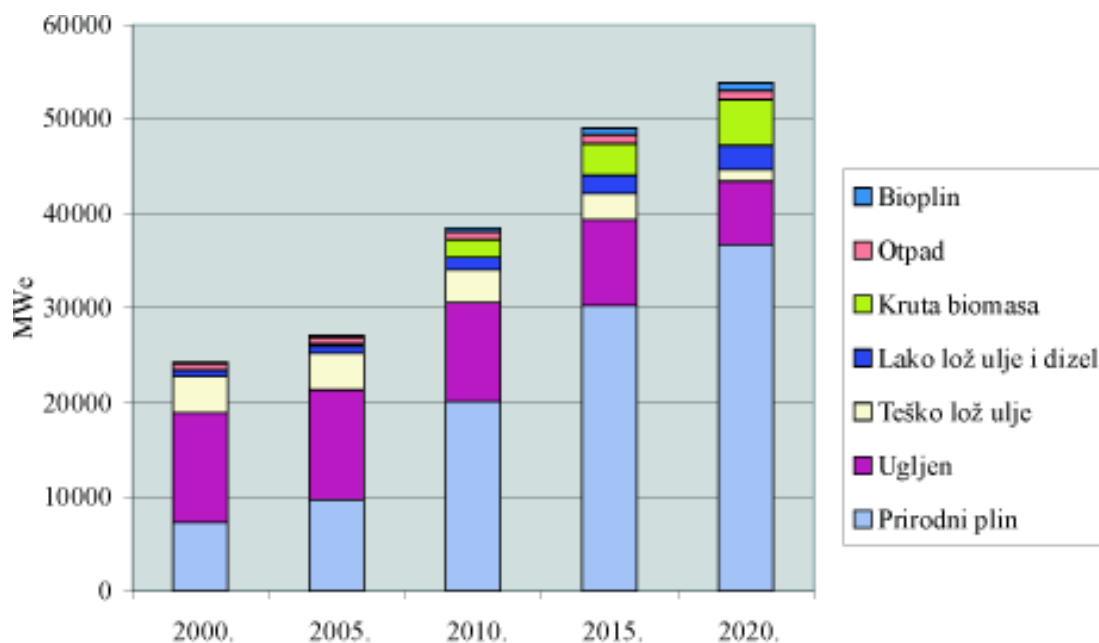
Uviđajući značenje biomase kao goriva za kogeneraciju, u sklopu znanstveno-istraživačkog programa Europske unije *Fifth Framework*, pokrenut je projekt *Biomass Cogeneration Network – BIOCOPEN*. U projektu sudjeluje devet zemalja članica EU, a bavi se analizom mogućnosti i perspektive korištenja biomase kao goriva u kogeneracijskim postrojenjima. Kao glavni cilj projekta navodi se pružanje tehničkih i gospodarskih podataka o kogeneraciji na biomasu, sagledavanje

ključnih aspekata vezanih uz provedbu projekata te u konačnici pridonosnje povećanom tržišnom prodoru kogeneracije na biomasu kroz smanjenje troškova. U sklopu projekta provodi se analiza tržišta za kogeneraciju na biomasu s naglaskom na utvrđivanje:

- postojećih kogeneracijskih postrojenja na biomasu;
- tehničkog potencijala biomase kao goriva za kogeneraciju;



Slika 5. Instalirani kapacitet proizvodnje električne energije iz kogeneracije po gorivima u zemljama EU-15, za Kyoto protocol scenarij u 2010. godini, [6]

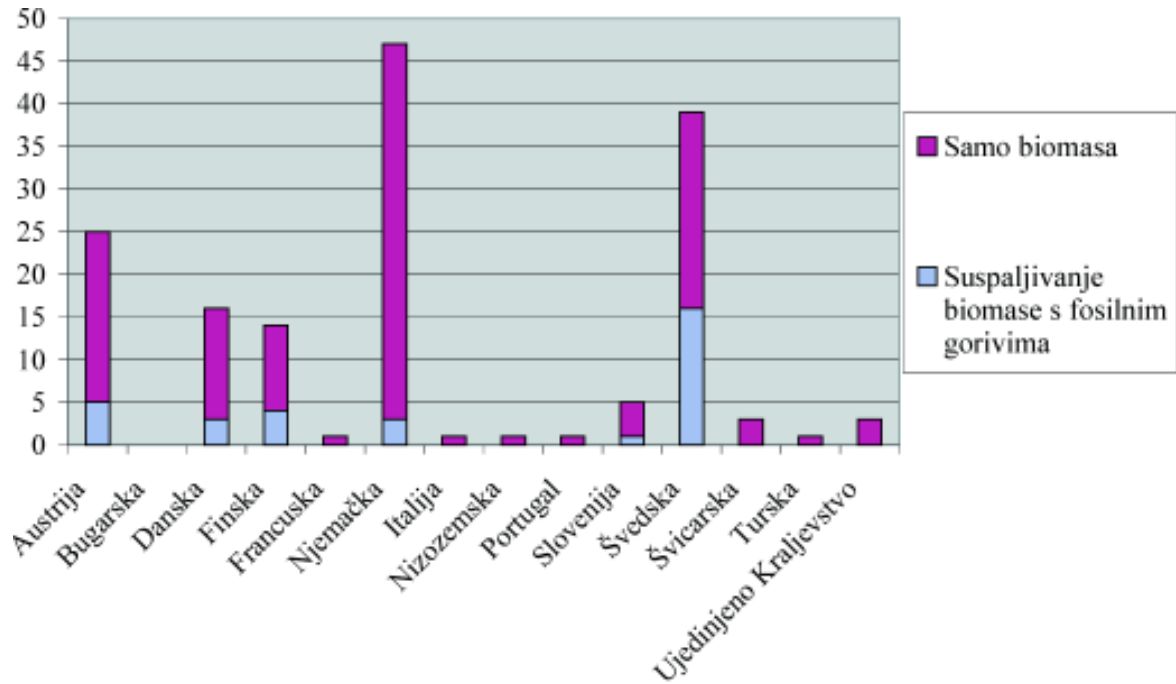


Slika 6. Instalirani kapacitet proizvodnje električne energije iz kogeneracije po gorivima u novim zemljama članicama EU, za Kyoto protocol scenarij u 2010. godini, [6]

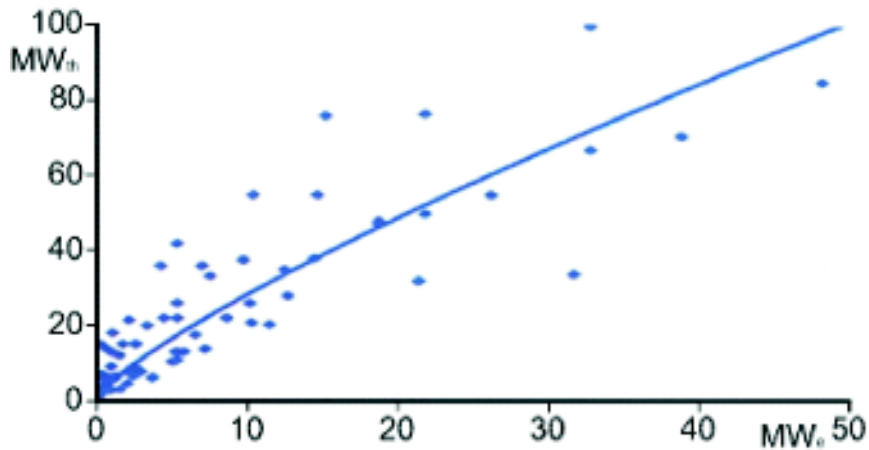
- prepreka i poticaja za provedbu projekata kogeneracije na biomasu.

Rezultati početne faze analize pokazuju da u zemljama EU postoji oko 90 komercijalnih kogeneracijskih postrojenja na krutu biomasu te još dodatno oko 70 demonstracijskih i pilot postrojenja, [7]. Većina postrojenja nalazi se u zemljama s razvijenom šumarskom industrijom, slika 7. Instalirana snaga kogeneracijskih pos-

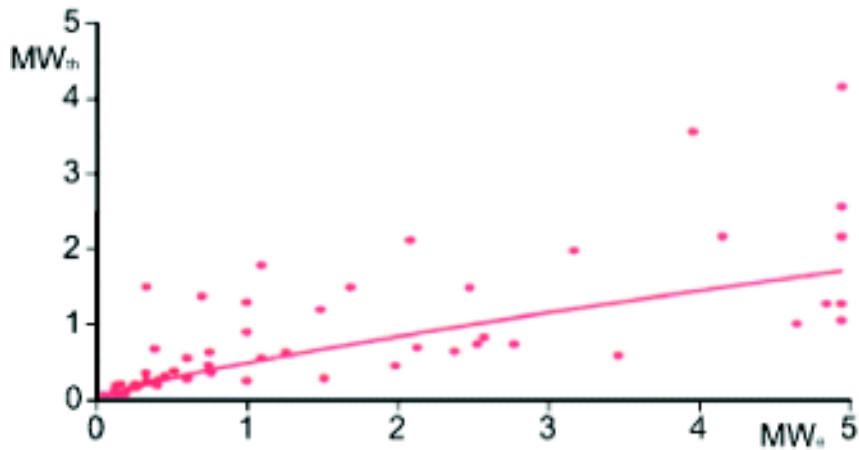
trojenja na biomasu relativno je mala u usporedbi s onima na fosilna goriva te u najvećem broju slučajeva ne prelazi 10 MW_e, slike 8. i 9. U pravilu se manja postrojenja snage do 1 MW_e nalaze u zemljama u središnjem i južnom dijelu Europe, dok se u nordijskim zemljama nalaze postrojenja veće snage. Najveće kogeneracijsko postrojenje na biomasu u Europi, instalirane snage 240 MW_e te ukupne snage kotla 590 MW nalazi se u finskom gradu Jakobstadu, a kao gorivo koristi



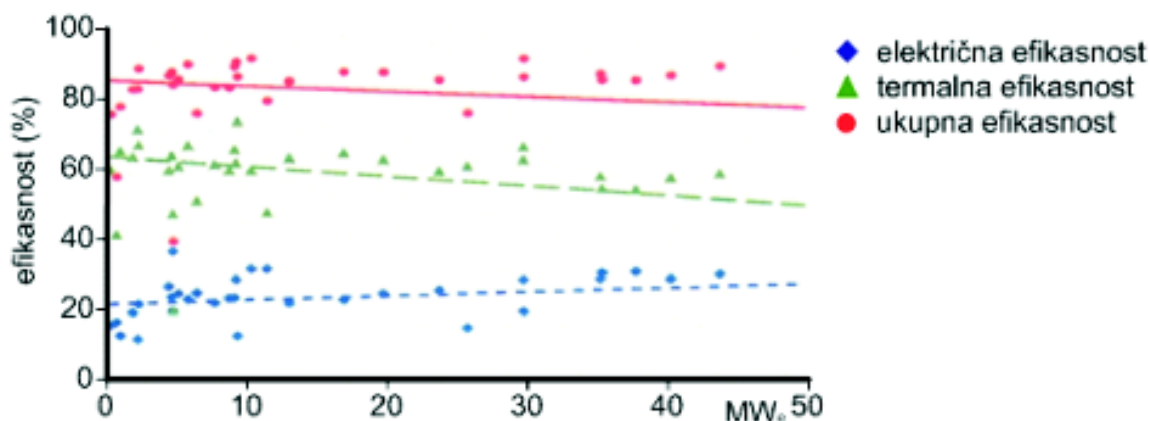
Slika 7. Broj kogeneracijskih postrojenja na biomasi u odabranim zemljama, [7]



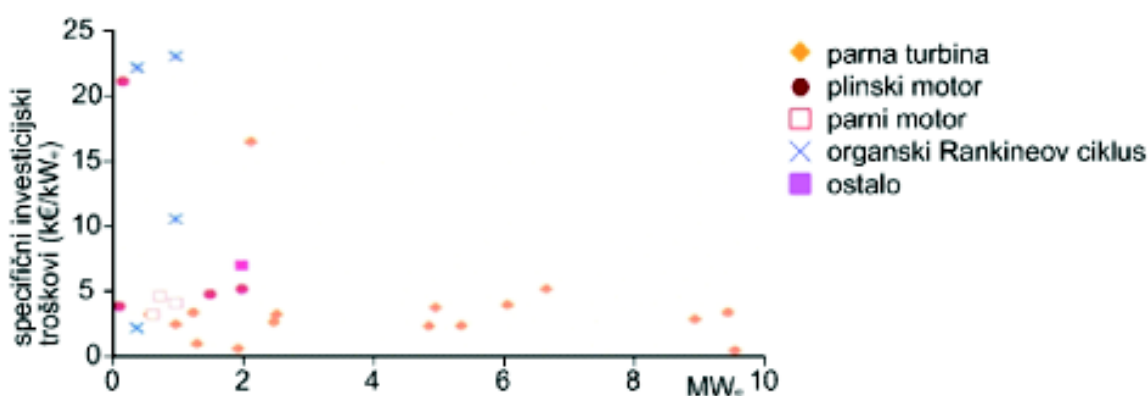
Slika 8. Snaga promatranih kogeneracijskih postrojenja na biomasi, do 50 MW_e, [7]



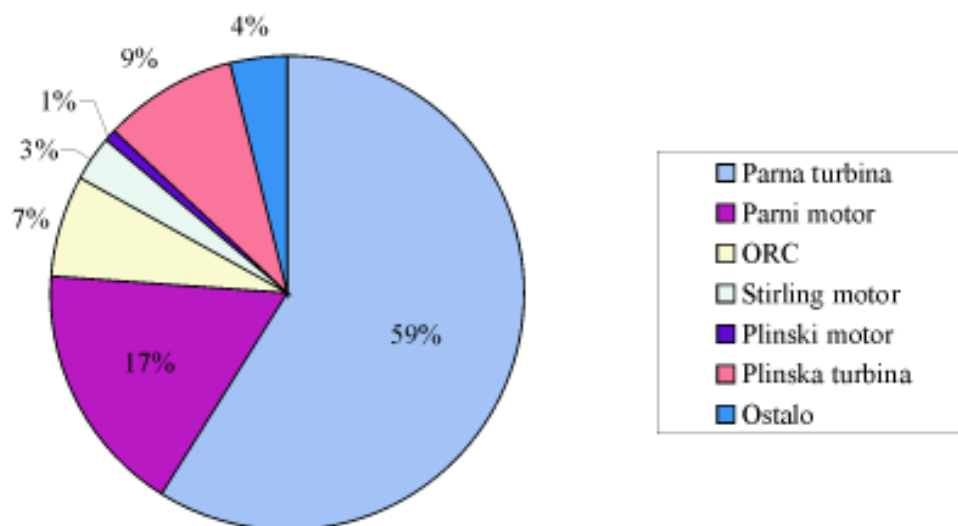
Slika 9. Snaga promatranih kogeneracijskih postrojenja na biomasi, do 5 MW_e, [7]



Slika 10. Efikasnost promatranih kogeneracijskih postrojenja na biomasu, [7]



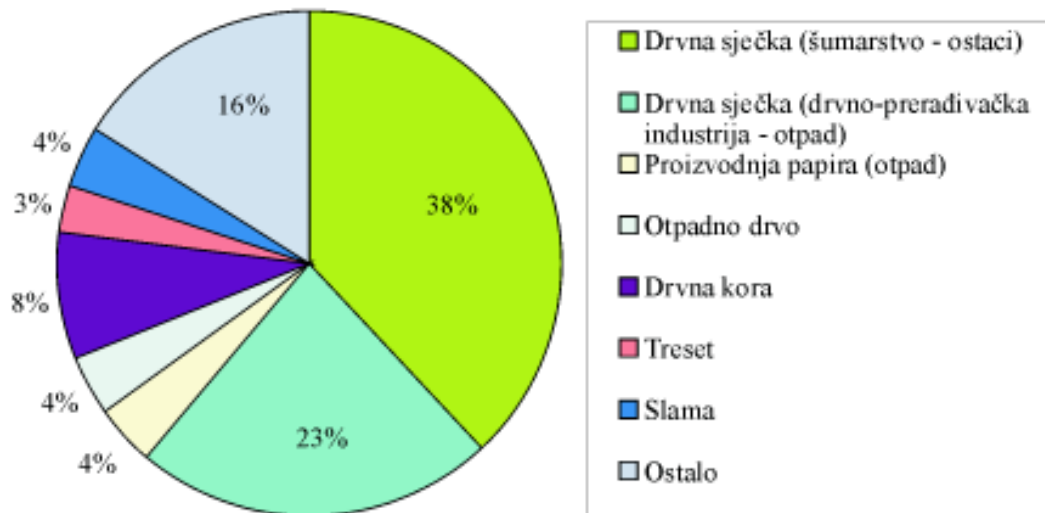
Slika 11. Specifični investicijski troškovi kogeneracijskih postrojenja na biomasu, [7]



Slika 12. Udio tehnologija u kogeneraciji na biomasu za odabrane zemlje, [7]

mješavinu drvene kore, piljevine, sječke i treseta. Električna, odnosno ukupna efikasnost kogeneracijskih postrojenja na biomasu kreće se između 10 i 30%, odnosno 80 i 90%, slika 10., a specifični investicijski troškovi variraju ovisno o korištenoj tehnologiji, slika 11. Kao najveći nedostatak kogeneracije na biomasu

identificirani su upravo visoki investicijski troškovi, koji se u slučaju korištenja provjerene i zrele tehnologije parne turbine dostižu iznose i od preko 3000 €/kW_e. Tehnologije od kojih se u budućnosti očekuje da bi mogle imati važnu ulogu, kao što su Stirlingov motor te korištenje organskog *Rankineovog* ciklusa (ORC) za



Slika 13. Udio pojedine vrste biomase u ukupnoj potrošnji za kogeneraciju u odabranim zemljama, [7]

sada su u demonstracijskoj i pilot fazi tako da su takva postrojenja za sada malobrojna, slika 12. Korišteno gorivo je u većini otpad i ostaci i šumarske i drvno-prerađivačke industrije, u obliku sječke, piljevine i drvene kore, slika 13. U manjoj mjeri koristi se i otpad iz poljoprivrede (slama), industrije papira (crni lug), gradski otpad i drugo.

3.2. Stanje u Hrvatskoj

Prva kogeneracija na biomasi u Hrvatskoj podignuta je 1881. godine u Đurđenovcu, u pilani grofa Ladislava Pejačevića. Tamo je uz parni stroj montiran generator od 120 kW, koji je radio samo nedjeljom, jer je radnim danom parni kotao radio za pogon pilane. Ovaj je generator temelj prve elektrifikacije Đurđenovca jer su i stanovi rukovoditelja imali rasvjetu, a za pogon su se koristili otpaci iz pilana. Od tada do danas u pogonu je bilo nekoliko kogeneracijskih postrojenja na biomasi, ali su ona zbog različitih razloga izvan pogona (Klas d.d. Nova Gradiška – uništeno tijekom rata, DIP Đurđenovac – izvan pogona zbog teškoća u poslovanju itd.).

Tijekom posljednjih godina, suprotno općem trendu na području EU, ali i izrazitom interesu gospodarstva i poduzetnika, u pogonu nije nijedna kogeneracija na biomasi u Hrvatskoj. Uzroke takvom stanju treba tražiti u sljedećem:

- Nakon donošenja energetske zakona u 2001. nastala je potpuna zakonska praznina zbog nedonošenja podzakonske regulative koja je gotovo u potpunosti zakočila ove projekte.
- U Hrvatskoj, ali čak i na razini Europske unije još nije potpuno razjašnjeno u kojoj je mjeri toplinarstvo dio energetske sektora, a koliko je komunalna djelatnost, kako najispravnije vrednovati i razliko-

vati proizvodnju električne i toplinske energije iz takvih postrojenja te kako poticati kogeneraciju na obnovljive izvore. U nekoliko hrvatskih gradova (Slavonski Brod, Delnice, Ogulin, Velika Gorica) razmišljalo se o uvođenju biomase kao goriva u centraliziranim sustavima opskrbe, ali je realizacija do sada izostala zbog organizacijskih, financijskih, ali i specifičnih lokalnih problema.

- Nepostojanje tržišta biomase u Hrvatskoj, a samo je po sebi jasno da pouzdana opskrba energetske postrojenja biomasom predstavlja nužan preduvjet njihovog rada.
- Nepostojanje tradicije područnog grijanja izvan velikih urbanih centara, visoki troškovi izgradnje toplinskih mreža, razvijena plinifikacija (čak i regija s niskom gustoćom potrošnje, izrazito pogodnih za područno grijanje na biomasi).
- Viši investicijski troškovi postrojenja na biomasi u odnosu na ostala kogeneracijska postrojenja (zbog drugačije izvedbe ložišta i sustava za ubacivanje biomase).

Usprkos navedenim preprekama, u Hrvatskoj i danas postoji znatan interes investitora u kogeneraciju na biomasi. Kao tipični primjer mogućnosti za uspješnu kogeneraciju na biomasi može se uzeti drvna industrija – drvno-prerađivačka poduzeća imaju potrebu za toplinom (sušenje drva, grijanje prostorija) i električnom energijom, a preradom drva nastaje dovoljna količina drvnog otpada koji služi kao gorivo. Projekti koji su u različitom stanju dovršenja su sljedeći:

- Belišće d.d. – Belišće (vlastita potrošnja električne i toplinske energije),
- Spačva d.d. – Vinkovci (vlastita potrošnja električne i toplinske energije),
- Drvenjača d.d. – Fužine (vlastita potrošnja električne i toplinske energije),

- Česma d.d. – Bjelovar (vlastita potrošnja električne i toplinske energije),
- HEP Toplinarstvo - Grad Velika Gorica (područno grijanje, predaja električne energije u mrežu).

U potpunom izostanku bilo kakvih poticajnih mjera za kogeneraciju na biomasi od strane države, vrijedi istaknuti da **Uredba o državnim potporama** (NN 121/03) između više područja predviđa dodjelu potpora i za područja istraživanja i razvoja (do 100% za temeljna, do 50% za primijenjena i do 25% za razvojna istraživanja te do 75% za studije tehničke izvedivosti) te zaštitu okoliša. Za zaštitu okoliša potpora je predviđena i posebno za energetske efikasnost i istodobnu proizvodnju električne i toplinske energije (kogeneracija), te za obnovljive izvore energije, velikim poduzetnicima, do visine 40% opravdanih troškova, a malim i srednjim poduzetnicima do visine 50% opravdanih troškova. Ovaj iznos potpore se može povećati za 10% opravdanih troškova za državnu potporu za ulaganja u obnovljive izvore energije koji u cijelosti zadovoljavaju energetske potrebe zaokružene zajednice, a u iznimnim slučajevima za ulaganja u obnovljive izvore energije, moguće je odobriti i veći udio državne potpore ako se dokaže da je državna potpora prijeko potrebna.

4. ZAKLJUČAK

Republika Hrvatska, kao zemlja s velikim šumskim potencijalom (44% kopnenog šumskog teritorija), značajnom ulogom poljoprivrede te brojnim drveno-predrađivačkim pogonima, ima na raspolaganju velike količine biomase različitog podrijetla koje se mogu koristiti za proizvodnju energije. Prema različitim scenarijima (razvoj poljoprivrede i šumarstva, uvođenje novih tehnologija i mehanizama podrške i sl.) očekuje se da će tehnički potencijal biomase u 2030. godini iznositi između 50 i 80 PJ. Dosad se koristila svega manja količina raspoložive biomase (12,24 PJ u 2001. godini) i to većinom na energetske neefikasan način za grijanje kućanstava, a biomasa nije zauzimala značajnije mjesto u energetske politici, [8].

Zemlje članice Europske unije danas su svjesne značenja obnovljivih izvora energije. Tome značajno pridonosi i stalna podrška obnovljivim izvorima od strane Europske komisije, a koja se ogleda u postavljanju ciljeva, Direktivama koje obvezuju članice te brojnim programima financijske i institucionalne podrške. Zemlje članice, međutim, u pravilu ne čekaju da ih za korištenje obnovljivih izvora obveže Europska komisija – prednosti njihova korištenja poznate su i političarima i javnosti. Tada podrška obnovljivim izvorima ne samo da postaje sastavni dio državne politike i dio programa političkih stranaka Europske unije već postaje i dio civilizacijskog naslijeđa lokalnih zajednica i cjelokupnog stanovništva koje takve projekte zahtijeva, podržava i provodi. Na taj se način otvaraju nova radna mjesta, pridonosi razvitku ruralnih područja, otvaraju nove

mogućnosti zarade za poljoprivrednike, smanjuje uvoz energije kojom je Europa siromašna, čuva vlastiti okoliš i smanjuje globalna emisija stakleničkih plinova te pridonosi zdravlju ljudi u urbanim područjima.

Zbog svega toga nije neobično da su tzv. *male* zemlje prve prepoznale prednosti obnovljivih izvora. Tako Finska četvrtinu svojih potreba za energijom pokriva iz biomase, Danska već godinama intenzivno razvija program vjetroelektrana, a Austrija se ubrzano približava udjelu od 80% električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora. U svim ovim zemljama, ali i na području cijele Europske unije, kogeneracija na biomasi ima istaknuto mjesto među obnovljivim izvorima energije.

Kogeneracijska proizvodnja električne energije iz biomase dokazana je i komercijalno uspješna tehnologija koja se široko primjenjuje na području Europske unije. Iako je prvo kogeneracijsko postrojenje na biomasi u Hrvatskoj podignuto još 1881. godine, danas će za uspješan razvitak ovog sektora još biti potrebno:

- Uskladiti već prihvaćenu i legislativu koja je u pripremi s opisanim Direktivama:
 - o Nacrt prijedloga **Zakona o toplinarstvu**, upućen u rujnu 2003. u redovitu proceduru usuglašavanja sa svim nadležnim institucijama, je rađen u suradnji Ministarstva gospodarstva, HEP-Toplinarstva d.o.o. i Energetskog instituta *Hrvoje Požar*, a s Nacrtom prijedloga Zakona su upoznati i predstavnici trgovačkih društava koji obavljaju toplinske djelatnosti iz Zagreba, Varaždina, Slavenskog Broda, Karlovca i Rijeke. Predloženi nacrt Zakona ne prepoznaje u dovoljnoj mjeri proizvodnju toplinske energije iz obnovljivih izvora iz toplana/kotlovnica ni iz kogeneracije;
 - o Nacrt **Pravilnika o povlaštenom proizvođaču**, izrađen još 2002. godine, definira vrste postrojenja temeljem kojih se energetske subjektima može priznati taj status, uvjete i postupak za stjecanje statusa te sadržaj i opseg prava i obveza. Kogeneracijska postrojenja predloženim pravilnikom imaju status povlaštenog proizvođača, a definira se i zahtijevani pokazatelj efikasnosti pretvorbe primarne energije u električnu energiju i korisnu toplinsku energiju te pokazatelj energetske efikasnosti kogeneracije, koji se izražava kao relativna ušteda iskorištenja energije goriva u odnosu na ekvivalentnu proizvodnju u odvojenim referentnim postrojenjima.
- Navedena legislativa trebala bi biti samo prvi korak, a osim toga je potrebno definirati i zakonski osigurati sljedeće:
 - o postupak priključenja na mrežu;
 - o postupak i cijene za rezervnu i vršnu električnu energiju;
 - o definiranje otkupnih cijena za električnu energiju;

- o postavljanje ciljanog udjela kogeneracijske proizvodnje (sa i bez biomase);
- o odrađivanje i definiranje eventualnih poticajnih mjera.

Za proizvodnju električne energije iz biomase u Hrvatskoj moguće je predvidjeti nekoliko scenarija razvitka, a ukupan potencijal oko 30-ak identificiranih projekata za proizvodnju električne energije, uglavnom se odnosi na kogeneraciju i procjenjuje na oko 1 TWh/god. Sve navedeno upućuje na značenje ove tehnologije koja je u ovom trenutku razvitka elektroenergetskog sustava, ali i ukupnog energetskog tržišta u Hrvatskoj, nedovoljno poznata i nedovoljno iskorištena.

LITERATURA

- [1] J. DOMAC, B. FREDERICKS, "Bioenergy in Croatia". Market study. BTG e.V. & Energy Institute *Hrvoje Požar*, 2002.
- [2] The share of renewable energy in the EU, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, COM(2004) 366 final, 2004.
- [3] Frontier Economics Ltd., Cost Benefit Analysis for Renewable Energy in Croatia, Final Report, izvješće pripremljeno za HBOR i World Bank/GEF, 2003.
- [4] Renewables for Power Generation – Status & Prospects, International Energy Agency, 2003.
- [5] Energy for the Future: Renewable Sources of Energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan, COM(97) 599, Final, 1997.
- [6] The Future of CHP in the European Market – The European Cogeneration Study, Final Publishable Report, XVII/4.1031/P/99-169, 2001.
- [7] Jungmeier, Gerfried, et al., Survey of Existing CHP Plants with Solid Biomass in Europe, 2st World Conference on Biomass for Energy and Industry, Rome, 2004.
- [8] J. DOMAC, et al., "BIOEN – Program korištenja energije biomase i otpada": Nove spoznaje i provedba. Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.

STATUS AND PERSPECTIVES OF BIOMASS COGENERATION

In the paper a review of status and perspective of biomass cogeneration is given. Basic technological and economic aspects are shown as well as a review of biomass cogeneration plants in EU countries in view of the technology used and biomass type. In Croatia there is no biomass cogeneration plant at the moment so in the conclusion the main reasons for that situation are given and some measures are proposed to make a suitable framework for biomass cogeneration project development.

LAGE UND AUSSICHTEN BIOMASSE NUTZENDER KOGENERATIVEN VERFAHREN

Gegeben wird eine Übersicht der Lage und der Aussichten kogenerativer Energieerzeugung mit der Biomasse als Energiequelle. Vorgelegt werden grundlegende verfahrenstechnische und wirtschaftliche Anblicke, sowie eine Übersicht der Lage kogenerativer Anlagen auf Grund der Biomasse in den EU-Ländern mit Rückblick auf verwendete Verfahren und auf Arten der Biomasse. Gegenwärtig gibt es in Kroatien gar keine kogenerative Anlage auf der Grundlage der Biomasse. Am Ende sind Hauptursachen für diese Sachlage angeführt, sowie Maßnahmen zur Schaffung günstiger Voraussetzungen für die Entwicklung diesbezüglicher Projekte vorgeschlagen.

Naslov pisaca:

**Dr. sc. Julije Domac, dipl. ing.
mr. sc. Velimir Šegon, dipl.ing.
Energetski institut "Hrvoje Požar"
Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska**

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 07 – 02.

DEREGULACIJA I LIBERALIZACIJA TELEKOMUNIKACIJA U EU

II. dio: Novi regulatorni okvir

Irena Malbaša – mr. sc. Suzana Javornik Vončina, Zagreb

UDK 621.396.9
PREGLEDNI ČLANAK

Prikazuje se nastavak procesa liberalizacije telekomunikacijskog tržišta Europske unije započetog osamdesetih godina prošlog stoljeća. Sadrži pregled novog regulatornog okvira EU koji je stupio na snagu u svibnju 2003., s kratkim osvrtom na različitosti prema starome okviru, te na situaciju u telekomunikacijama u Hrvatskoj.

Članak daje pregled odredbi novog regulatornog okvira EU vezanog uz telekomunikacije koji je stupio na snagu u svibnju 2003., a rezultat je revizije starog deregulacijskog okvira iz 1998. opisanog u prvom dijelu serije. Sadrži kratak osvrt na različitosti prema starome okviru, kao i osvrt na hrvatsku regulativu u kontekstu značajki starog i novog deregulacijskog okvira EU.

Ključne riječi: Europska unija, telekomunikacije, liberalizacija, znatnija tržišna snaga, tržišno natjecanje, nacionalna regulatorna tijela.

1. UVOD

Telekomunikacijski sektor desetljećima je bio u rukama države, te uživao monopolistički položaj na tržištu sve do osamdesetih godina prošloga stoljeća, kada je Europska Komisija, kao prvi korak prema liberalizaciji tržišta, izdala Zelenu knjigu (*engl.* Green Paper) o zajedničkom tržištu telekomunikacijskih usluga i opreme. Već 1998. telekomunikacijsko je tržište diljem Europe uglavnom bilo liberalizirano¹.

Veliki tehnološki napredak u području telekomunikacija doveo je do potrebe za revizijom starog regulatornog okvira iz 1998., te je Europska unija nizom direktiva usvojila pravila za primjenu tržišnog natjecanja, tehnološku neutralnost, međusobno povezivanje i osnovnu uslugu u elektronskim komunikacijama. Te direktive zapravo predstavljaju temelj liberalizacije u sektoru telekomunikacija.

Novom regulacijom želi se postići jedinstven i elastičan pristup regulaciji elektroničkih komunikacijskih mreža i usluga. S tim u svezi uvodi se jedinstvenost telekomunikacija, javnog emitiranja i informatičkog sektora, te uvodi natjecanje u sva područja sektora. Nadalje, tamo gdje već postoji tržišno natjecanje, osigurava se samo dostupnost minimuma usluga po prihvatljivoj cijeni i zaštita potrošača (starom se regulatornom okviru pri-govaralo, između ostalog, i zbog nedovoljne zaštite potrošača, a naročito u području usluga s dodanom vri-

jednošću. Pravna nesigurnost postojala je i u području zaštite privatnosti, tj. kako primijeniti opće propise o zaštiti potrošača u informatičkom društvu).

Ova se nova regulacija ne odnosi na sadržaj usluga koje se dobivaju preko elektroničkih telekomunikacijskih mreža korištenjem elektroničkih komunikacijskih usluga (kao što su sadržaji emitiranja, financijske usluge i sl.)

Novi regulatorni okvir stupio je na snagu 25. srpnja 2003., a sastoji se od [1]:

- Direktive 2002/21/EC Europskog Parlamenta i Vijeća o jedinstvenom regulativnom okviru za elektronske komunikacije, mreže i usluge (*Framework Directive*) i četiri posebne direktive:
- Direktive 2002/20/EC Europskog Parlamenta i Vijeća od 7. ožujka 2002. o ovlaštenju za elektronske mreže i usluge (*Authorisation Directive*),
- Direktive 2002/19/EC Europskog Parlamenta i Vijeća od 7. ožujka 2002. o pristupu te međusobnom povezivanju elektroničkih telekomunikacijskih mreža i pripadajuće opreme (*Access Directive*),
- Direktive 2002/22/EC Europskog Parlamenta i Vijeća od 7. ožujka 2002. o osnovnim uslugama i pravima korisnika koja se odnose na elektronske i komunikacijske mreže i usluge (*Universal Service Directive*),
- Direktive 2002/58/EC Europskog Parlamenta i Vijeća od 12. srpnja 2002. o osobnim podacima i zaštiti privatnosti u telekomunikacijskom sektoru (*Directive on privacy and electronic communications*).

¹ O tome više S. Javornik Vončina, I. Malbaša: "Deregulacija i liberalizacija telekomunikacija u EU", *Energija* br. 3, Zagreb, 2004.

Odredbe navedenih direktiva ne zadiru u ovlaštenja svake od država članica da poduzmu nužne mjere kako bi osigurale sigurnost, zaštitu javnosti, te u tom pogledu i pokrenule istragu, otkrivanje i kažnjavanje kriminalnih radnji, uključujući i propisivanje posebnih obveza pružateljima elektroničkih komunikacijskih usluga. U skladu s odredbama odvajanja regulatornih i operativnih funkcija, države članice garantiraju neovisnost nacionalnih regulatornih tijela ili tijela koja osigurava-

ju nepristranost u njihovom odlučivanju. Potreba za neovisnošću ne zadire u institucionalnu autonomiju i obveze država članica koje proizlaze iz njihovog ustava, te odredbe o neutralnosti u skladu s njihovim zakonodavnim odredbama, a koje se odnose na individualno vlasništvo. Svaka strana koja sudjeluje kao subjekt u odlučivanju kod nacionalnog regulatornog tijela ima pravo žalbe tijelu koje je neovisno. To tijelo, barem u posljednjem stupnju, mora biti sud.

Glavne poluge novog regulatornog okvira su:

- regulatore osposobiti kako bi mogli ići ukorak s naprednim tehnološkim razvojem i promjenama tržišta
- smanjenje intenziteta regulacije kada tržište postane dovoljno konkurentno
- osiguranje pravnog lijeka na odluke nacionalnih regulatornih tijela, pri čemu tijelo koje odlučuje, barem u posljednjem stupnju, mora biti sud
- ojačati tržište EU jakim mehanizmima za koordinaciju
- pojednostavljenje pravila na tržištu (smanjenje golemog broja raznoraznih propisa – vidi tablicu 1.), ali ono ne smije ići na štetu potrošača
- poticanje tržišnog natjecanja
- zadržavanje obveze osnovne usluge

- novi regulatorni okvir treba i dalje pružati stabilnu regulaciju, kako bi sudionici na tržištu mogli investirati s povjerenjem
- povećanje broja radnih mjesta (što je jedan od najvećih ciljeva nove regulacije)
- tehnološka neutralnost
- primarnu odgovornost za ostvarivanje ciljeva novog regulatornog okvira imat će nacionalna regulatorna tijela (NRAs, engl. National Regulatory Authorities)
- novi regulatorni okvir treba pokrivati svu telekomunikacijsku infrastrukturu i pridružene usluge, te se temeljiti na zajednički provedenim konzultacijama (smatralo se da će to pomoći da novi regulatorni okvir bude "snažniji" od prethodnog, te tako i sposobniji za izazove veoma brzog razvoja tržišta i tehnologije)

Tablica 1. Pregled telekomunikacijskih direktiva starog i novog deregulacijskog okvira EU

Novi deregulacijski okvir	Stari deregulacijski okvir (propisi ukinuti novim direktivama)
FRAMEWORK DIRECTIVE	Direktiva 90/387/EEC o otvorenom pristupu mreži
	Odluka Vijeća 91/396/EEC, od 29. srpnja 1991. o uvođenju jedinstvenog europskog broja za hitne pozive
UNIVERSAL SERVICE DIRECTIVE	Odluka Vijeća 92/44/EEC od 5. lipnja 1992. o primjeni otvorenog pristupa mreži za najam vodova
ACCESS DIRECTIVE	Odluka Vijeća 92/264/EEC od 11. svibnja 1992. o uvođenju standardnog međunarodnog pristupnog telefonskog koda
	Direktiva 95/47/EC o TV standardima
AUTHORISATION DIRECTIVE	Direktiva 97/13/EC o koncesijama i dozvolama
	Direktiva 97/33/EC o međusobnom povezivanju
DATA PROTECTION DIRECTIVE	Direktiva 98/10/EC Europskog parlamenta i Vijeća od 26. veljače 1998. o glasovnoj telefoniji
	Direktiva 87/372/EEC GSM
	Direktiva 90/544/EC ERMES
UNBUNDLED LOCAL LOOP REGULATION	Direktiva 91/287/EEC DECT
	Odluka 97/710/EC S-PCS
	Odluka 99/128/EC UMTS
	Direktiva 97/66/EC o zaštiti podataka

Od samog početka liberalizacije telekomunikacija 1998., zabilježena je veća prodaja telekomunikacijskih usluga u Europi, i to za oko 24%; od 182 milijarde eura u 1999. prodaja je 2001. skočila na oko 225 milijardi eura. Sam je mobilni sektor povećao prihode za oko 32%. Potrošačima se ponudio širok raspon usluga i operatera, što je istodobno dovelo do padanja cijena. Cijene međunarodnih poziva smanjile su se za oko 40%, a nacionalni pozivi postali su jeftiniji za oko 50% [2].

2. DIREKTIVA O JEDINSTVENOM REGULATORNOM OKVIRU ZA ELEKTRONSKE KOMUNIKACIJE, MREŽE I USLUGE (FRAMEWORK DIRECTIVE)

Ova Direktiva ustanovljava regulatorni okvir za elektronske telekomunikacijske mreže i usluge. Također utvrđuje zadatke i status nacionalnih regulatornih tijela (njihovu neovisnost, postupanje, transparentnost), ustanovljava postupke kojima se osigurava usklađena primjena regulatornog okvira u svim državama Europske unije i uređuje pitanja povezana s dodjeljivanjem brojeva i pravom prolaza. Njome se ne zadire u obzeve nacionalnih prava glede usklađivanja s pravom Europske unije, te u odredbe Direktive o radijskoj opremi i telekomunikacijskoj terminalnoj opremi (1999/5/EC), koja je i dalje na snazi.

2.1. Nacionalna regulatorna tijela

Država članica treba garantirati neovisnost nacionalnih regulatornih tijela, kao i osigurati njihovu pravnu odvojenost i funkcijsku neovisnost od svih organizacija koje pružaju elektronske komunikacijske mreže, opremu ili usluge. Država članica koja zadrži vlasništvo ili kontrolu nad poduzećima koje pružaju elektronske komunikacijske mreže i/ili usluge, mora osigurati učinkovito strukturalno odvajanje regulatorne funkcije od aktivnosti koje proizlaze iz prava vlasništva ili kontrole, te osigurati da nacionalna regulatorna tijela provode zadatke iz svoje nadležnosti neovisno i transparentno. Što se tiče financiranja samoga regulatora, Direktivom o ovlaštenju za elektronske mreže i usluge (*Authorisation Directive*) predviđena je mogućnost da nacionalno regulatorno tijelo odredi naknadu koju će plaćati pružatelji elektronskih mreža i usluga koji imaju opće ovlaštenje za obavljanje tih usluga, a za potrebe financiranja nacionalnog regulatora. Naknade moraju biti ograničene isključivo na pokrivanje troškova funkcioniranja regulatora, kao što su troškovi međunarodne suradnje i harmonizacije, analize i nadzora nad tržištem, donošenje odluka, provođenje zakona i sl., te se mogu nametati poduzećima objektivno, transparentno i proporcionalno. Takav sustav financiranja ne smije narušiti tržišno natjecanje, niti prouzročiti velike barijere ulasku na tržište.

Nacionalna regulatorna tijela trebaju skupljati informacije od tržišnih subjekata kako bi učinkovito obavljala

svoje zadatke, te s tim u svezi mogu zahtijevati podatke koji su im potrebni za provjeru uvjeta koji se traže za opća ovlaštenja, prava korištenja radijskih frekvencija ili brojeva, za objavljivanje cijene i kvalitete usluga, za statističke potrebe, te analize tržišta. U svakom slučaju, nacionalno regulatorno tijelo bi trebalo obrazložiti s kojom svrhom se određeni podatak traži od pružatelja usluga. Što se tiče relevantnih podataka i informacija o pravima, uvjetima, postupcima, naknadama i odlukama, a koja se tiču općih ovlaštenja i prava korištenja, država članica mora osigurati da se te informacije objave na prikladan način i redovito ažuriraju, kako bi sve zainteresirane osobe lako i jednostavno došle do tih informacija.

Podatke treba skupljati i Europska Komisija, kako bi mogla udovoljavati obvezama u skladu s pravom Unije. Zahtjevi pri prikupljanju informacija moraju biti proporcionalni i ne smiju predstavljati nepotreban teret za poduzeća. Također, potrebno je osigurati javnu dostupnost prikupljenih podataka.

Nacionalna regulatorna tijela trebaju dodjeljivanje radijskih frekvencija provoditi u skladu s objektivnim, transparentim i nediskriminacijskim kriterijima, uzimajući u obzir demokratske, socijalne i kulturne interese koji se odnose na korištenje frekvencija. Ovdje je važno da raspodjela i dodjeljivanje radijskih frekvencija bude učinkovito provedeno.

Zadaci nacionalnih regulatornih tijela

Nacionalna regulatorna tijela trebaju unaprjeđivati tržišno natjecanje u nabavi elektroničkih komunikacijskih mreža i usluga, a posebno:

- kupcima, uključujući i one s posebnim potrebama, osigurati maksimalan izbor usluge, cijene i kvalitete;
- osigurati pouzdanost informacija, te spriječiti izigravanje tržišnog natjecanja u elektronskom komunikacijskom sektoru;
- osigurati poticanje učinkovitih investicija u infrastrukturu, te unaprjeđivanje inovacija;
- osigurati učinkovitu uporabu i dodjeljivanje radijskih frekvencija i brojeva;
- pridonijeti razvoju unutrašnjih tržišta kroz uklanjanje preostalih prepreka za nabavu elektroničkih komunikacijskih mreža i usluga u Europi, te se pobrinuti da poduzeća koja pružaju elektronske komunikacijske usluge postupaju na nediskriminirajući način;
- surađivati s drugim nacionalnim regulatornim tijelima, kao i s Europskom Komisijom na transparentan način kako bi se osigurao razvoj regulatorne prakse i usklađena primjena direktiva;
- promicanje interesa građana Europske unije kroz osiguravanje da svi građani imaju pristup osnovnoj usluzi (engl. *universal service*), kroz osiguravanje

visoke razine zaštite potrošača, a posebno osiguravanje prihvatljivih, jednostavnih, jeftinih postupaka za rješavanje sporova koji će se rješavati pred nezavisnim tijelom;

- osiguravanje visoke razine zaštite osobnih podataka i privatnosti, promicanje transparentnosti glede tarifa i uvjeta za korištenje javnih elektroničkih komunikacijskih usluga,
- zadovoljenje potreba posebnih društvenih grupa te osoba s posebnih potrebama, a osobito
- osiguravanje integriteta i sigurnosti javnih telekomunikacijskih mreža.

2.2. Transparentnost

Članak 7. Direktive zahtijeva od nacionalnih regulatornih tijela država članica da obavijeste Komisiju o regulatornim mjerama koje namjeravaju primijeniti u skladu s novim regulatornim okvirom, ukoliko te mjere mogu imati učinka na trgovinu između država članica, a odnose se na definiranje relevantnih tržišta, određivanje (ili neodređivanje) tvrtki sa znatnijom tržišnom snagom i proporcionalnost u ograničavanju tržišne snage tih tvrtki. Prema stavku 3. istoga članka, Komisija će u roku od jednoga mjeseca provjeriti mjere koje se namjeravaju provesti, te ako utvrdi da bi one mogle predstavljati prepreku tržišnom natjecanju ili ako je u dvojbi jesu li te mjere u skladu s pravom EU, naredit će njihovu odgodu i u roku od iduća dva mjeseca istražiti tržište. Tijekom tog razdoblja, Komisija će javno pozvati sve zainteresirane da daju svoje primjedbe. Nakon toga, ona ima pravo izmijeniti prijedlog te mjere ili zabraniti uvođenje mjere definirane tim prijedlogom. No, ako se Komisija ne očituje u navedenom roku, smatra se da je dala prešutan pristanak namjeri regulatora. Države članice trebaju osigurati učinkovite mehanizme kako bi pružatelji elektronskih komunikacijskih mreža i usluga protiv odluka nacionalnog regulatornog tijela, imali pravo na drugostupanjsko odlučivanje. Takvu odluku, barem u posljednjem stupnju, mora donijeti sud.

2.3. Računovodstveno razdvajanje i financijska izvješća

Države članice moraju zahtijevati od poduzeća koja pružaju javne telekomunikacijske mreže ili javne elektronske komunikacijske usluge, a koja imaju posebna ili isključiva prava u drugim sektorima osim telekomunikacijskog, da provedu računovodstveno odvajanje telekomunikacijske djelatnosti od onih drugih djelatnosti. Također se mora provesti i strukturalno odvajanje tih djelatnosti, uz mogućnost odustajanja od nametanja tih obveza poduzećima koja imaju godišnji prihod manji od 50 milijuna eura (to su, na primjer, elektroprivrede koje su izašle na tržište telekomunikacija). [3]

2.4. Znatnija tržišna snaga

Dok se prema regulatornom okviru iz 1998. smatralo da tvrtka ima znatniju tržišnu snagu ako ostvaruje 25% prihoda na relevantnom tržištu (samo se kao dodatnu mogućnost ostavilo regulatoru da, ovisno o situaciji na tržištu, odredi drukčije), novi okvir ovdje uvodi novinu: smatra se da poduzeće ima znatniju tržišnu snagu ako ono samo ili s drugim poduzećima ima takav dominantan položaj na tržištu da mu njegova ekonomska snaga omogućava da se na tržištu ponaša neovisno o konkurenciji, potrošačima i krajnjim kupcima. Kada nacionalno regulatorno tijelo utvrdi da dva ili više poduzeća na određenom tržištu imaju dominantan položaj, postupit će u skladu s pravom Europske unije te smjernicama za analizu tržišta i procjenu znatnije tržišne snage. Smjernice je objavila Europska Komisija u skladu s člankom 14. ove direktive. Kriteriji za takvu procjenu nalaze se u Dodatku 2. Direktive. Oni nisu navedeni taksativno, već predstavljaju svojevrsnu pomoć prilikom utvrđivanja znatnije tržišne snage (tu su npr. nedostatak natjecanja na tržištu, slični udjeli na tržištu, odsutnost viška kapaciteta, nedostatak tehnološkog napretka, visoke ulazne barijere, povezanost relevantnih poduzeća i sl.)

Kada poduzeće ima znatniju tržišnu snagu na određenom tržištu može se također odrediti da ono ima znatniju tržišnu snagu i na tržištu koje je blisko povezano s tim tržištem, ukoliko veze između ta dva tržišta omogućavaju da se tržišna pozicija na jednom tržištu protegne i na to drugo tržište, te tako učvrsti tržišna pozicija tog poduzeća.

S druge strane, kada nacionalno regulatorno tijelo zaključi da je tržište konkurentno, neće nametati niti zadržavati niti jednu od posebnih regulatornih obveza (ukinut će prethodno nametnute obveze, ako utvrdi da više ne postoji potreba za njima jer je tržište postalo dovoljno konkurentno) [4].

Kod donošenja odluke je li određeno tržište dovoljno konkurentno ili pak ono to nije, ključnu ulogu ima procjena znatnije tržišne snage. S tim u svezi Europska Komisija je izdala Smjernicu za analizu tržišta i procjenu znatnije tržišne snage², koja treba služiti nacionalnim regulatornim tijelima prilikom definiranja tržišta, procjene i određivanja znatnije tržišne snage, a sadrži i pravila postupanja u tim stvarima.

Definiranje relevantnog tržišta je od ključne važnosti, jer se učinkovito tržišno natjecanje može procjenjivati samo s obzirom na to tržište (pojam relevantnog tržišta odnosi se i na proizvode i usluge, i na teritorij na koji se proteže).

² Commission Guidelines on market analysis and the assessment of significant market power under the Community regulatory framework for electronic communications networks and services (2002/C OJ 165/03)

Ukoliko nacionalno regulatorno tijelo utvrdi da neki pružatelj usluga ima znatniju tržišnu snagu na određenom tržištu, može mu nametnuti barem jednu od regulatornih obveza [5]. Ključni kriterij prilikom određivanja mjera i nametanja regulatornih obveza je načelo proporcionalnosti, koje ima dobru podlogu u pravu Europske unije (ne ići dalje od onog što je nužno da se ostvari određena svrha).

Nakon što nacionalno regulatorno tijelo odredi mjeru, Komisija će provjeriti njezinu usklađenost s regulatornim okvirom i procijeniti njezin učinak na tržište.

Osim kad se radi o situacijama u kojima je potrebno što brže donijeti odluku (kad to, na primjer, zahtijevaju potrebe nacionalne sigurnosti, zaštite interesa korisnika i sl.), o predviđenoj mjeri, koja može imati znatniji utjecaj na tržište, nacionalno regulatorno tijelo mora provesti javnu raspravu na koju će pozvati sve zainteresirane da daju svoje primjedbe.

Slično tome, mogu se nametati određene obveze i pružateljima usluga koji nemaju znatniju tržišnu snagu, ali te su obveze drukčije prirode (npr. računovodstveno odvajanje kod poduzeća s isključivim pravima u drugom sektoru, obveze nužne za primjenu prenosivosti brojeva, zaštita okoliša, zaštita podataka i privatnosti, obveze prema međunarodnim ugovorima).

2.5. Rješavanje sporova

Nacionalno regulatorno tijelo će na zahtjev bilo koje od stranaka u postupku izdati obvezujuću odluku za rješavanje spora u najkraćem mogućem roku, a u svakom slučaju u roku od šest mjeseci (osim u iznimnim okolnostima), a država članica treba osigurati da stranke u postupku surađuju s nacionalnim regulatornim tijelom. Svaka odluka nacionalnog regulatornog tijela donesena u postupku rješavanja sporova će se objaviti, pazeći da se ne ođaju poslovne tajne. Navedenim postupkom ne zadire se u pravo stranaka da rješavanje spora povjere nadležnom sudu. Što se tiče rješavanja spora s međunarodnim elementom, kada postoji spor u okviru nadležnosti nacionalnih regulatornih tijela s područja dvije ili više država članica, primijenit će se sljedeći postupak: svaka stranka može se obratiti nacionalnom regulatornom tijelu, koje će s drugim nacionalnim regulatornim tijelima s područja tih država članica nastojati riješiti spor uključujući i postupak medijacije (mirno rješavanje spora) te će o tome obavijestiti stranke bez odgađanja. Ako niti nakon četiri mjeseca spor ne bude riješen, te ako se postupak ne vodi na sudu i ako stranke to zahtijevaju, nacionalna regulatorna tijela poduzet će sve mjere da se riješi spor.

2.6. Tržišno natjecanje

Provedba novih direktiva promijenit će uloge telekomunikacijskih regulatora i nacionalnih agencija za zaštitu tržišnog natjecanja. Naime, kad se radi o tržišnom

natjecanju općenito, kao regulator se u svim državama EU pojavljuje tijelo koje kontrolira razinu tržišnog natjecanja (slično tome, u Hrvatskoj postoji Agencija za zaštitu tržišnog natjecanja). Međutim, nacionalna regulatorna tijela koje države članice osnivaju prema regulatornom okviru za telekomunikacije jesu odvojeni regulatori od gore navedenih (slično tome, u Hrvatskoj će biti ustanovljena Hrvatska agencija za telekomunikacije³). Ciljevi ta dva regulatora su isti: poboljšati učinkovitost tržišta. U državama članicama EU odnos između ta dva regulatora se znatno razlikuje. Problemi dolaze do izražaja kada dođe do sukoba između ta dva autoriteta. Ova dva regulatora bi trebala surađivati na području razmjene informacija (pritom ne ugrožavajući njihovu tajnost), podijeliti zadatke na transparentan način, raditi na sprječavanju preklapanja poslovanja i surađivati u slučajevima obostrane nadležnosti. Cilj njihove suradnje je sačuvati resurse i osigurati tržišno natjecanje na najučinkovitiji način, a upravo se novim regulatornim okvirom za telekomunikacije nameće uska suradnja između nacionalnih regulatornih tijela međusobno, između nacionalnih regulatornih tijela i Europske Komisije, kao i između nacionalnih regulatornih tijela i regulatora za tržišno natjecanje [6].

2.7. Revizija

Europska Komisija povremeno treba provesti postupak revizije ove Direktive, te podnijeti izvješće europskom Parlamentu i Vijeću, a najkasnije u roku od tri godine nakon početka primjene ove Direktive. S tom svrhom, Komisija može tražiti informacije od država članica koje su one dužne dati bez odgađanja.

3. DIREKTIVA O OSNOVNIM USLUGAMA I PRAVIMA KORISNIKA KOJA SE ODNOSE NA ELEKTRONSKE I KOMUNIKACIJSKE MREŽE I USLUGE (UNIVERSAL SERVICE DIRECTIVE) [7]

U skladu s Direktivom o jedinstvenom regulativnom okviru za elektronske komunikacije, mreže i usluge (*Framework Directive*), ova se Direktiva odnosi na ponudu elektroničkih telekomunikacijskih mreža i usluga krajnjim kupcima. Njezina svrha je osigurati dostupnost kvalitetnih javnih usluga u cijeloj Europskoj uniji kroz učinkovito tržišno natjecanje, veći izbor, te poduzimanje odgovarajućih mjera kada potrebe krajnjih korisnika nisu zadovoljene. Njome se reguliraju prava krajnjih korisnika, te obveze poduzeća koja pružaju javne elektronske komunikacijske mreže i usluge. Određuje se minimalni skup usluga specificirane kvalitete na koje svi krajnji korisnici imaju pravo. Taj minimalni skup usluga treba osigurati po prikladnoj cijeni, a bez narušavanja tržišnog natjecanja.

³ Osnovana novim Zakonom o telekomunikacijama (NN 122/03)

3.1. Obveze država članica

Države članice moraju osigurati da usluge određene kvalitete budu dostupne svim krajnjim korisnicima na njihovom teritoriju uz prikladnu cijenu. S tim u svezi nacionalna regulatorna tijela mogu nametnuti određene obveze poduzećima (npr. osiguravanje da javne telefonske govornice zadovoljavaju potrebe krajnjih korisnika glede geografske pokrivenosti, broja telefona, da telefoni budu prilagođeni osobama s posebnim potrebama, da kvaliteta usluga bude odgovarajuće razine). Države članice trebaju osigurati da svi pozivi u javnim govornicama prilikom korištenja jedinstvenog pozivnog broja za hitne pozive "112" budu besplatni.

Velika se pozornost posvećuje posebnim mjerama za krajnje korisnike s posebnim potrebama, kako bi se i njima osigurao pristup javnim telefonskim uslugama, uključujući pristup uslugama hitnih službi, pretraživanja telefonskih imenika i sl.

Država članica može odrediti jedno ili više poduzeća koje će pružati osnovne usluge tako da cijeli nacionalni teritorij bude pokriven tom uslugom, a može i odrediti različita poduzeća od kojih svako poduzeće može pružati različite elemente te usluge. Prilikom pružanja osnovne usluge poduzeće se mora voditi načelima učinkovitosti, objektivnosti, transparentnosti i nediskriminacije.

3.2. Financiranje osnovne usluge

Troškovi poduzeća koje pruža osnovnu uslugu mogu se podmiriti iz dva izvora:

1. državnog proračuna, ili
2. posebnog fonda za tu namjenu.

Ukoliko nacionalni regulator utvrdi da ne bi bilo pravedno za pružatelja osnovne usluge da sam snosi sve troškove te usluge, on može, uz zahtjev tog pružatelja usluge, odrediti da svi pružatelji komunikacijskih usluga u tom financiranju sudjeluju, i to bez diskriminacije i na proporcionalan i transparentan način. U tom slučaju, država članica će ustanoviti mehanizam raspodjele navedenih troškova, a sve pod nadzorom regulatora.

3.3. Rješavanje sporova

Država članica mora osigurati izvansudsko rješavanje sporova između potrošača za sporove koji mogu proizaći iz ove direktive. Takvo rješavanje sporova ne smije biti skupo, treba biti ažurno, a sporovi se moraju rješavati poštujući načelo pravednosti.

4. DIREKTIVA O PRISTUPU I MEĐUSOBNOM POVEZIVANJU ELEKTRONIČKIH TELEKOMUNIKACIJSKIH MREŽA I PRIPADAJUĆE OPREME (ACCESS DIRECTIVE) [8]

Novi regulatorni okvir, između ostalog, donosi velike promjene u načinu na koji se određuju operatori sa znat-

nijom tržišnom snagom. Jedna od novih direktiva, Direktiva o pristupu i međusobnom povezivanju elektroničkih telekomunikacijskih mreža i pripadajuće opreme (*Access Directive*), uređuje pristup elektronskim komunikacijskim mrežama i uslugama, te njihovo međusobno povezivanje. Ona služi kao smjernica nacionalnom regulatornim tijelima pri osiguravanju međusobnog rada i tržišnog natjecanja, a primjenjuje se na sve elektronske komunikacijske mreže.

Dva su glavna područja direktive:

- a) prava i obveze poduzeća za pristup mrežama i međusobno povezivanje
- b) određivanje znatnije tržišne snage, te obveza za poduzeća sa znatnijom tržišnom snagom, i to počev od analiza tržišta kako bi se utvrdio stupanj tržišnog natjecanja, koje su osnova za utvrđivanje znatnije tržišne snage.

Ona se, nadalje, bavi odnosima između dobavljača mreža i usluga. Ne primjenjuje se na krajnje korisnike, već utvrđuje regulatorni okvir za odnose između dobavljača i usluga koje bi trebale dovesti do tržišnog natjecanja, međusobne povezanosti, te pogodnosti za korisnike.

Posebno se regulira pojam znatnije tržišne snage, i to s obzirom na:

- obvezu transparentnosti koja se odnosi na računovodstvene podatke, tehničke specifikacije, svojstva mreže, uvjete za opskrbu i korištenje i cijene;
- nediskriminaciju (jednake uvjete u jednakim okolnostima)
- obveze računovodstvenog razdvajanja. (Nacionalna regulatorna tijela također mogu zahtijevati od poduzeća da učini transparentnim svoje cijene)
- obveze pristupa i korištenja posebnih mrežnih usluga, koje sjedinjuju sve obveze koje su se mogle nametati prema starom regulatornom okviru (pristup, međusobno povezivanje i zakup vodova) i novodane obveze koje proizlaze iz nove definicije pristupa (obveze sada pokrivaju šire područje usluga, kao što su virtualne mrežne usluge i roaming).

Prema novom regulatornom okviru, znatnija tržišna snaga određuje se prema načelu dominacije i to prema pravu tržišnog natjecanja Europske unije, a kao rezultat toga ne smiju se nametati navedene obveze sve dok znatnija snaga na relevantnom tržištu nije ustanovljena, odnosno čak niti ako je ona ustanovljena, ali to svejedno nije dovelo do poremećaja u slobodi tržišnog natjecanja. Temelj te odredbe nalazimo u čl. 82. Ugovora o osnivanju Europske Zajednice⁴ (*..bilo kakva zlouporaba dominantnog položaja od strane jednog ili više poduzeća na zajedničkom tržištu zabranjena je, ukoliko ima učinka na trgovinu između država članica.*)

⁴ Consolidated version of the Treaty establishing the European Community (Official journal c 325 , 24 December 2002)

5. DIREKTIVA O OVLAŠTENJU ZA ELEKTRONSKE MREŽE I USLUGE (AUTHORISATION DIRECTIVE) [9]

Cilj ove Direktive je stvaranje tržišta za elektronske komunikacijske mreže i usluge kroz ujednačavanje i pojednostavljanje zakonodavnog okvira za odobravanje elektroničkih komunikacijskih mreža i usluga.

Odredbe ove Direktive odnose se na dozvole za sve elektronske mreže i usluge, bez obzira pružaju li se one javnosti ili ne. Međutim, te se odredbe samo primjenjuju na dodjeljivanje prava za korištenje radijskih frekvencija kada to korištenje uključuje izgradnju elektroničkih komunikacijskih mreža ili pružanje usluga uz naknadu.

Glavna novina sastoji se u uvođenju općeg ovlaštenja naspram pojedinačnih dozvola, međutim, posebni se uvjeti i dalje zahtijevaju za dodjeljivanje frekvencija i brojeva. Od zainteresiranih se poduzeća može zahtijevati samo podnošenje obavijesti o namjeravanom početku rada, ako su zadovoljeni uvjeti iz opće dozvole. Poduzeća više ne moraju ishoditi nikakvu odluku upravnog ili drugog tijela prije obavljanja djelatnosti koja proizlaze iz ovlaštenja, već nakon prijave mogu odmah početi obavljati djelatnost. S druge strane, sama prijava ne treba sadržavati ništa osim izjave pravne ili fizičke osobe nacionalnom regulatornom tijelu o namjeri obavljanja elektroničkih komunikacijskih mreža i usluga.

Opće ovlaštenje daje poduzeću pravo pružanja elektroničkih komunikacijskih mreža i usluga, te pravo dogovaranja međusobnog povezivanja s ostalim pružateljima usluga u EU.

5.1. Frekvencije i brojevi

Kada je to moguće, države članice moraju dodjeljivati frekvencija i brojeva uključiti u opće ovlaštenje, a svakom poduzeću koje već pruža usluge prema općem ovlaštenju, na zahtjev se moraju dodijeliti i ona prava za koja je potrebna posebna dozvola. Donošenje tih odluka nacionalna regulatorna tijela trebaju objaviti u najkraćem mogućem roku.

Dodatni uvjeti koji mogu proizaći iz općeg ovlaštenja mogu biti samo oni navedeni u Dodatku ove direktive, a odnose se na:

- financijsko sudjelovanje u financiranju osnovne usluge;
- mogućnost međusobnog pružanja usluga, te međusobno povezivanje mreža;
- dostupnost i prenošenje brojeva (prenošenje brojeva znači da korisnici imaju pravo zadržati broj telefona kada mijenjaju operatora);
- zaštitu privatnosti i zaštitu maloljetnika;
- obvezu emitiranja nekih televizijskih i radio programa;

- zahtjeve urbanističkog planiranja (povezani s korištenjem javnog ili privatnog zemljišta);
- zaštitu potrošača,
- ograničenja koja se odnose na emitiranje ilegalnog sadržaja.

Kada država članica želi ograničiti broj koncesija za radijske frekvencije, mora udovoljiti određenim uvjetima i postupcima, kao što su to npr. konzultacije sa svim zainteresiranim stranama, objavljivanje obrazloženih odluka, te periodična revizija postojećih ograničenja (kod takvih ograničenja nužno je voditi se kriterijima objektivnosti, transparentnosti, nediskriminacije i proporcionalnosti. Postupak se provodi javnim natječajem).

6. DIREKTIVA O ZAŠTITI PODATAKA (DATA PROTECTION DIRECTIVE) [10]

Svrha ove Direktive je poboljšanje zaštite privatnosti osobnih podataka, s obzirom na tehnologije za pružanje usluga u telekomunikacijskom sektoru. Nekoliko je novih načela razrađeno ovom Direktivom.

Za neželjenu poštu marketinškog karaktera (*spamming*), nova direktiva usvaja pravilo *opt-in*, što znači da korisnici moraju dati prethodno ovlaštenje ako žele primiti takvu poštu. Isto tako, trgovcima se daje pravo da adrese elektroničke pošte (e-mail adrese), koje su prikupili prilikom prodaje, koriste za daljnje obavještanje svojih kupaca, osim ako oni izričito ne isključe tu mogućnost (*opt-out rule*). Što se tiče podataka u prometu kojima se želi privući što veći broj korisnika elektroničkih usluga ili pružanje dodatnih usluga, također je usvojeno pravilo prethodnog ovlaštenja (*opt-in rule*).

Tzv. *cookies* (podatkovni element koji Web lokacija može poslati vašem pregledniku, a koji se tada može spremirati na vašem sustavu. Neke stranice Interneta upotrebljavaju cookies, kako biste bili bolje usluženi kada se vratite na lokaciju i ne mogu se upotrebljavati ako korisnik nije obaviješten o njihovoj svrsi, kao i mogućnosti da odbije elektronički uslugu [11]).

Osnovno pitanje koje se nameće novom Direktivom o zaštiti podataka je: mogu li državne vlasti zahtijevati od pružatelja usluga pohranjivanje podataka u prometu. Naime, određeni podaci mogu postati bitni za samo provođenje zakona (od sudskih postupaka, pa sve do zaštite nacionalne sigurnosti). Stoga je u Direktivi usvojena odredba kojom se takvi zahtjevi za zadržavanjem podataka mogu nametnuti isključivo od strane država članica, dakle nacionalnim zakonodavstvom, i to samo kada je to nužno i u skladu s načelima demokratskog društva. Međutim, zadržavanje podataka nikako se ne smije poistovjetiti s objavljivanjem podataka. Podaci se mogu objaviti samo na temelju dozvole suda, u jedinim postupcima. Ono se provodi od slučaja do slučaja, a sve u skladu s načelima Europskog suda za ljudska prava.

U odnosu na novu Direktivu o zaštiti podataka, Direktiva iz 1995.⁵ je poseban propis (*lex specialis*), pa se osnovna načela i definicije iz te Direktive primjenjuju i na elektronički telekomunikacijski sektor.

7. SITUACIJA U RH

U Hrvatskoj je, od svih sektora u vlasništvu države, najveći stupanj liberalizacije postignut upravo u području telekomunikacija [12].

Najvažniji pravni izvor koji u Hrvatskoj regulira područje telekomunikacija je Zakon o telekomunikacijama⁶ koji je Sabor donio 17. srpnja 2003., a koji je stupio na snagu 7. kolovoza 2003. Navedeni zakon zamijenio je Zakon o telekomunikacijama iz 1999.⁷, a hoće li donijeti neke veće pomake na području liberalizacije, uvelike ovisi i o donošenju velikog broja provedbenih propisa, bez kojih se liberalizacija tržišta neće moći provesti.

Za područje telekomunikacija ustrojena su i dva saborska odbora – Odbor za pomorstvo, promet i veze i Odbor za informiranje, informatizaciju i medije.

Novi zakon uvodi jedinstveno regulatorno tijelo, Hrvatsku agenciju za telekomunikacije. Agencija će naslijediti nekadašnje Vijeće za telekomunikacije i Hrvatski zavod za telekomunikacije, a ustrojena je kao samostalna, neprofitna i neovisna pravna osoba s javnim ovlastima. Za svoj rad odgovara Hrvatskom saboru, te je dužna surađivati s tijelima nadležnima za zaštitu potrošača i zaštitu tržišnog natjecanja. Agencijom upravlja peteročlano Vijeće Agencije, koje imenuje i razrješava Hrvatski sabor na prijedlog Vlade Republike Hrvatske.

Prema članku 13. Zakona, odluke Vijeća Agencije su konačne. Protiv odluka, rješenja i zaključaka Vijeća Agencije nije dopuštena žalba, ali se može pokrenuti upravni spor pred Upravnim sudom Republike Hrvatske. Ovo je u skladu i sa starim i s novim deregulacijskim okvirom. Direktiva o jedinstvenom regulatornom okviru od država članica zahtijeva uspostavu pravnog lijeka na odluke nacionalnih regulatornih tijela.

Prema čl. 3. st. 5. Zakona, inspekcijski nadzor u području telekomunikacija obavlja Ministarstvo. U državama članicama Europske unije, inspekcijski nadzor u nadležnosti je regulatora.

Zakonom iz 2003. godine promijenjena je koncepcija strukturiranja usluga, čime je napravljen zaokret u strategiji otvaranja i razvoja telekomunikacijskog tržišta. Telekomunikacijske usluge definirane su prema sadržaju neovisno o mediju i tehnologiji kojom se usluge pružaju, što nije bio slučaj u starom zakonu.

⁵ Directive 95/46/EC of the European Parliament and of the Council of 24 October 1995 on the protection of individuals with regard to the processing of personal data and on the free movement of such data

⁶ NN 122/03, 158/03, 177/03, 60/04

⁷ NN 76/99, 128/99, 68/01, 109/01

Grupirane su na usluge koje se obavljaju na temelju dozvole ili koncesije i usluge koje se obavljaju na temelju prijave. Osnovna promjena odnosi na nepokretnu mrežu, u kojoj se napušta koncesijski režim i uvodi uređenje pomoću dozvola, čime se uvodi model razvoja konkurencije temeljen isključivo na uslugama: za razliku od Zakona o telekomunikacijama iz 1999., zakon na snazi definira da se pravo obavljanja javne govorne usluge, davanja u najam telekomunikacijskih vodova, telekomunikacijske mreže ili njezinih dijelova, kao i radiodifuzijskih usluga i usluga kabela distribucije stječe na temelju dozvole ukoliko za njih nije potrebna uporaba radiofrekvencijskog spektra, odnosno na temelju koncesije ukoliko je za njihovo pružanje potrebna uporaba frekvencijskog spektra. Ovo je u skladu s novim deregulacijskim okvirom. Međutim, postupak dobivanja prava obavljanja ovih usluga kada za njih nije potrebna uporaba radijskog spektra nije izdavanje općih ovlaštenja, kako predviđa novi deregulacijski okvir, već pravna osoba treba podnijeti zahtjev čiji se sadržaj detaljnije propisuje pravilnikom, a Vijeće Agencije na temelju zahtjeva izdaje pojedinačnu dozvolu.

Prema članku 63. Zakona, za cijene usluga, koje obavlja davatelj usluga za kojeg je Vijeće Agencije utvrdilo da ima znatniju tržišnu snagu na tržištu javne govorne usluge u nepokretnoj mreži i na tržištu iznajmljenih telekomunikacijskih vodova, potrebno je pribaviti prethodnu suglasnost Vijeća Agencije. Cijene usluga tvrtki sa znatnijom tržišnom snagom na tržištu javne govorne usluge u nepokretnoj mreži i na tržištu iznajmljenih telekomunikacijskih vodova moraju biti utemeljene na načelima transparentnosti i troškovne usmjerenosti i za njih je potrebno pribaviti prethodnu suglasnost Vijeća Agencije. Ovo je usklađeno s odredbama starog deregulacijskog okvira, dok novi predviđa reguliranje cijena samo ukoliko dođe do poremećaja natjecanja na tržištu zbog zlouporabe znatnije tržišne snage.

Prema članku 66. Zakona, na svaku raspoloživu adresu, odnosno broj, koji je dodijeljen operatoru ili davatelju usluga primarnom dodjelom, plaća se naknada, na temelju izdanog računa, u korist Agencije. Način plaćanja i visina naknade za uporabu adresa i brojeva pobliže se propisuju pravilnikom koji donosi ministar, pri čemu visina naknade ne smije narušavati slobodno tržišno natjecanje.

Kao što je navedeno u prvom dijelu serije, svjetska trgovinska organizacija, WTO, jedna je od institucija koje usmjeravaju i sporazumima određuju svjetske tokove ekonomske integracije. Zastupnički dom Hrvatskog sabora donio je 2000. godine Zakon o potvrđivanju Protokola o pristupanju Republike Hrvatske Marakeškom ugovoru o osnivanju Svjetske trgovinske organizacije, čime je naša zemlja postala članicom WTO-a i preuzela obveze koje se u području telekomunikacija mogu sažeti sljedećim navodima:

- uvesti mjere zaštite potrebne za osiguravanje slobodnog natjecanja

- omogućiti međusobno povezivanje
- opće obveze primjenjivati na načelu neutralnosti i transparentnosti
- osigurati dostupnost informacija o nacionalnoj regulativi i procedurama dodjele licenci
- postaviti neovisno regulatorno tijelo
- pošteno raspodijeliti nedostatne resurse
- osigurati osnovne usluge.

Sastavni dio navedenog Protokola je i Raspored specifičnih obveza u trgovini uslugama, među koje spada i trgovina telekomunikacijskim uslugama. Za osnovne telekomunikacijske usluge (izgradnja ili davanje u zakup fiksne telekomunikacijske infrastrukture za javnu i privatnu uporabu, javna govorna usluga, prijenos podataka komutacijom paketa i komutacijom kanala, teleks, telegraf, telefaks, usluge putem iznajmljenih privatnih vodova) monopol HT-a mora prestati 1. siječnja 2003. Dodatne telekomunikacijske usluge, kakva je npr. elektronička pošta, se samo do 1. siječnja 2001. moraju obavljati isključivo korištenjem infrastrukture HT-a. Slično, za usluge u pokretnoj mreži, prekogranično pružanje usluga i međunarodno povezivanje pokretnih mreža s ostalim mrežama u inozemstvu, od 1. siječnja 2001. nema ograničenja (osim navedenog monopola HT-a na pružanje usluge fiksne telekomunikacijske infrastrukture).

Zakon o telekomunikacijama sadrži odredbu koja je u koliziji s odredbom Protokola o pristupanju Republike Hrvatske Marakeškom ugovoru o osnivanju Svjetske trgovinske organizacije (WTO), potpisanog u Ženevi 17. srpnja 2000., te ratificiranog u Hrvatskom saboru 5. listopada iste godine. Samim pristupanjem WTO-u, Hrvatska se obvezala na ukidanje monopola u telekomunikacijama do siječnja 2003., no odredba Zakona o telekomunikacijama daje HT-Hrvatskim telekomunikacijama d.d. daljnji rok da "najkasnije do 1. siječnja 2005. omogućće drugim operatorima i davateljima usluga pristup svojoj izdvojenoj i lokalnoj petlji" kao i "pružiti usluge prenosivosti broja i predodabira operatora". Budući da u Hrvatskoj međunarodni ugovori koji su sklopljeni i potvrđeni u skladu s Ustavom i objavljeni, a koji su na snazi, čine dio unutarnjega pravnog poretka Republike Hrvatske, a po pravnoj snazi su iznad zakona⁸, eventualni sporovi rješavat će se ionako prema odredbama WTO-a. Također, postoji mogućnost da se u okviru WTO-a pokrene pitanje usklađenosti Zakona o telekomunikacijama s obvezama preuzetim potpisivanjem WTO-sporazuma.

Novi Zakon o telekomunikacijama usklađen je sa starijim deregulacijskim okvirom EU za telekomunikacije, a samo se u određenim dijelovima podudara s novim. Budući da RH još nije članica EU, nema niti obveze za potpunim usvajanjem novog regulatornog okvira, no želimo li što prije uhvatiti korak s Europom, trebali bismo uložiti malo više napora i na tom području.

⁸ čl. 140. Ustava RH

8. ZAKLJUČAK

Regulatorni okvir iz 1998. uspješno je izgradio uvjete za učinkovito tržišno natjecanje u telekomunikacijskom sektoru tijekom prijelaza iz monopolističkog u potpuno tržišno natjecanje. Rezultat njegove revizije je novi regulatorni okvir za elektronske komunikacijske mreže i usluge koji je, između ostalog, mnogo jednostavniji, pruža veću regulatornu stabilnost i transparentnost, drastično smanjuje ograničenja za ulazak na nacionalna tržišta kroz uvođenje općih ovlaštenja za pružanje usluga, a individualne dozvole i koncesije zadržane su samo u područjima gdje je to nužno (dodjeljivanje frekvencija i brojeva). Nadalje, upravo je njegova fleksibilnost ono što ga u mnogočemu čini različitim od njegova prethodnika. Što zapravo znači fleksibilnost? Njegove odredbe dopuštaju regulaciju samo do trenutka do kada je ona zaista i potrebna. Nakon što se na tržištu uvede i osigura natjecanje, moguće je od njega odstupiti, te se u potpunosti osloniti na opće propise Europske unije koji reguliraju tržišno natjecanje. Uvode se postupci za međusobne dogovore između regulatora država članica (nacionalna regulatorna tijela sada su obvezna surađivati međusobno, te s Europskom Komisijom o čimbenicima koji bi mogli utjecati na tržište), a Komisiji se daje pravo da zahtijeva od nacionalnih regulatornih tijela ukidanje mjera u područjima ključnim za funkcioniranje jedinstvenog tržišta. Isto tako, njegove odredbe zadiru samo ondje gdje je to najpotrebnije.

Telekomunikacijske usluge predstavljaju usluge od posebnog interesa za Europsku uniju, a usluge od posebnog interesa predstavljaju ključan element europskog društva [13]. Globalizacija trgovine i ubrzani tehnološki napredak predstavljaju sve veći pritisak tržišnom natjecanju na otvorenom tržištu.

U isto vrijeme, države članice i operatori trebaju pravnu sigurnost.

Već od osamdesetih godina prošlog stoljeća tržišta, tehnologije i potrebe korisnika se mijenjaju. Došlo je do liberalizacije, a najznačajniji faktor za uspješnu liberalizaciju (možemo reći i privatizaciju, budući da su veoma usko povezane) jesu jasni ciljevi telekomunikacijskog sektora, te usvajanje postupaka kako bi se ti ciljevi i ostvarili.

Oba deregulacijska okvira temelje se na različitim strategijama razvoja telekomunikacijskog tržišta i namijenjena su različitim tržišnim okolnostima.

Stari deregulacijski okvir namijenjen je uspostavljanju tržišnih odnosa u području nepokretne telekomunikacijske mreže i otvaranju telekomunikacijskog tržišta EU.

Novi deregulacijski okvir namijenjen je natjecateljskom tržištu na kojem su uspostavljeni stabilni tržišni odnosi. Državne vlasti često gledaju na privatizaciju kao na puko ostarivanje dodatnih dobrodošlih prihoda i pritom se ne obaziru na poticanje razvitka tržišta. Rezultat toga je često pretvaranje javnog monopola u privatni, a na štetu tržišnog natjecanja i razvitka sektora. Sve to dovodi do potrebe za reguliranjem ovog osjetljivog područja.

Novi regulatorni paket mjera za regulaciju u ovom sektoru sastoji se od ciljeva i regulatornih načela, postupaka za međusobnu suradnju na razini EU i instrumenata regulacije navedene u četiri posebne direktive. Regulatorne obveze svedene su na minimum. Opseg intervencije trebao bi se smanjivati kako se tržišno natjecanje bude povećavalo.

Jedan od glavnih razloga za uvođenje novog regulatornog okvira je smanjivanje postojećeg broja direktiva od nekih tridesetak na svega pet direktiva novog okvira. Više se također ne pravi razlika između fiksnih i mobilnih operatora, već između onih dominantnih i nedominantnih, ovisno o položaju na tržištu.

Od početka liberalizacije, tržišno je natjecanje na europskom telekomunikacijskom tržištu poticalo razvoj i inovacije, te povećavalo dostupnost mnogih usluga javnosti.

Prihvaćen je i usvojen jedinstveni pristup svim elektronskim komunikacijskim mrežama i uslugama (dok je stari okvir obuhvaćao samo telekomunikacije, novi se odnosi na *sve elektronske komunikacije*) neovisno o samoj vrsti tehnologije.

Sve u svemu, liberalizacija se na europskome tlu kreće u obećavajućem smjeru i sigurno je da je ovaj regulatorni okvir samo još jedna od stepenica. Sljedeći korak vjerojatno će se temeljiti na poboljšanju položaja samih korisnika usluga, nudeći im još veću mogućnost izbora.

LITERATURA

- [1] Directive 2002/21/EC of the European Parliament and of the Council on a common regulatory framework for electronic communications networks and services (Framework Directive) – Com(2000) 393
- [2] Eighth Report from the Commission on the Implementation of the Telecommunications Regulatory Package; COM(2002) 695
- [3] D. SABOLIĆ, “Načela deregulacije javnih industrijskih sektora – Nacionalne regulacijske agencije”, CIGRE, Šesto savjetovanje, Cavtat, 2003.
- [4] Commission Guidelines on market analysis and the assessment of significant market power under the Community regulatory framework for electronic communications networks and services (2002/C OJ 165/03)
- [5] Commission issues market power assessment Guidelines for electronic communications (http://europa.eu.int/comm/competition/liberalization/others/i02_1016_en.pdf)
- [6] Competition Authorities and Telecom Regulators: The Mix and Match of Competition, Ritva Suurnäkki (ritva.suurnakki@ficora.fi)
- [7] Directive 2002/22/EC of the European Parliament and of the Council on universal service and users' rights relating to electronic communications networks and services (Universal Service Directive) – Com(2000)392
- [8] Directive 2002/19/EC of the European Parliament and of the Council on access to, and interconnection of, electronic communications networks and associated services (Access Directive) – Com(2000)384
- [9] Directive 2002/20/EC of the European Parliament and of the Council on the authorisation of electronic communications networks and services (Authorisation Directive) – Com(2000)386
- [10] Directive 2002/58/EC of the European Parliament and of the Council concerning the processing of personal data and the protection of privacy in the electronic communications sector (Directive on privacy and electronic communications) – Com(2000)385
- [11] <http://www.ibm.com/privacy/hr/cookies/>
- [12] D. SABOLIĆ, “Načela deregulacije javnih industrijskih sektora – Zaštita tržišnog natjecanja”, CIGRE, Šesto savjetovanje, Cavtat, 2003.
- [13] Communication from the Commission: Services of general interest in Europe (2001/C 17/04)

DEREGULATION AND LIBERALIZATION OF TELECOMMUNICATIONS IN THE EU II Part: Regulatory framework

The paper gives an extension of the liberalisation process of the European Union telecommunication market that started in the eighties of the past century. It contains a review of new regulatory framework, which became active in May 2003, including a short review of differences regarding the old framework as well as the Croatian situation in telecommunications. The paper gives a review of regulations from a new regulatory framework of EU for telecommunications that became active in May 2003 and it is a result of revision of the old one from 1988 that was described in the first part of this paper. It contains a short review on differences compared to the old one as well as a review on Croatian regulation in the context of old and new EU deregulation framework characteristics.

DEREGULIERUNG UND LIBERALISIERUNG DES FERNMELDEWESENS IN DER EU II Teil: Neuer regulierungsrahmen

Es wird die Fortsetzung des in den achziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts angefangenen Liberalisierungsprozesses des Fernmeldewesenmarktes Europäischer Gemeinschaft beschrieben. Der Inhalt bezieht sich auf die Übersicht des im Mai 2003 in Kraft getretenen Regelungsrahmens, und auf die Lage des Fernmeldewesens in Kroatien. Als Ergebnis der Überarbeitung des im ersten Teil dieses Fortsetzungsartikels dargestellten ehemaligen Rahmens aus dem Jahre 1998 stellt dieser neue Artikel eine Beschreibung der Bestimmungen des im Mai 2003 in Kraft getretenen an das Fernmeldewesen gebundenen Regelungsrahmens dar. Er beinhaltet einen kurzen Rückblick auf die Unterschiede gegenüber dem alten Rahmen, sowie an die kroatische Regelung im Zusammenhang mit den Merkmalen des alten und des neuen Deregulierungsrahmens der EU.

Naslov pisaca:

Irena Malbaša, dipl. iur.
Hrvatska elektroprivreda
Direkcija za pravne, kadrovske i opće poslove
mr. sc. Suzana Javornik Vončina, dipl. ing.
Hrvatska elektroprivreda
Sektor za poslovnu informatiku
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 07 – 30.

MONTAŽA SABIRNIČKOG SUSTAVA U RASKLOPNOM POSTROJENJU 400 kV U TS 400/110 kV ERNESTINOVO

Mr. sc. Borko Frühwirth, Zagreb

UDK 621.311.1:621.316.1
STRUČNI ČLANAK

Daje se pregled proračuna i rješenje cijevnih sabirnica iz glavnog projekta, proračuna koji su se izvršili kao priprema za montažu sabirnica, izvedbeni detalji montaže i opis tijeka montaže, te pregled izmjerenih progiba nakon montaže i njihova usporedba s podacima iz proračuna.

Ključne riječi: TS 400/110 kV Ernestinovo, sabirnički sustav, montaža, izgradnja.

1. SABIRNIČKI SUSTAV RP 400 kV U TS ERNESTINOVU

Rasklopno postrojenje 400 kV u transformatorskoj stanici 400/110 kV Ernestinovo izgrađenoj i puštenoj u pogon 1977. godine sastojao se od ukupno trinaest polja. Od toga je bilo opremljeno sedam polja i to: tri vodna, dva transformatorska i dva spojna polja. Sabirnički sustav se sastojao od dva sustava glavnih sabirnica i jednog sustava pomoćnih sabirnica koji se protezao

preko vodnih polja. Izgradnjom pomoćnih sabirnica omogućeno je da se u slučaju kvara bilo kojeg prekidača u dalekovodnim poljima isti zamijeni rezervnim prekidačem u spojnom polju glavnih i pomoćnih sabirnica. Na taj način, dalekovod čiji je prekidač u kvaru ili se na njemu vrši revizija može ostati u pogonu. Spojna polja glavnih sustava sabirnica bilo je uklopljeno kao dio samog sabirničkog sustava i nalazilo se na istočnoj strani postrojenja te je time ograničavalo njegovo proširenje na tu stranu. S obzirom da se na zapadnoj strani

Aluminijska cijev $\varnothing 160/144$ mm, izrađena od AlMgSi 0.5 F22

Vanjski/unutarnji promjer 160/144 mm
Debljina stijenke 8 mm

Potporni izolator, tehničkih karakteristika:

Smještaj za vanjsku ugradnju
Nazivni napon 380 kV
Materijal porculan
Tip: SSG-1550-PE,
"Industrija elektroporculana Aranđelovac"

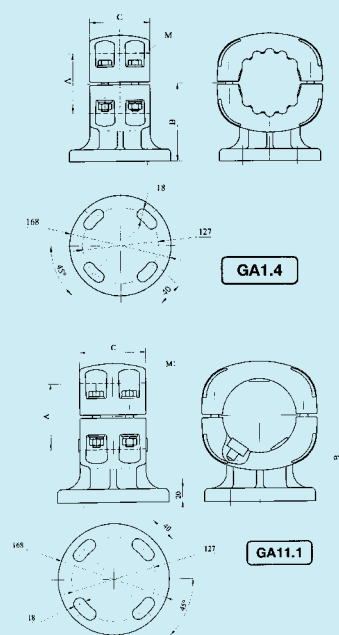
Klizni nosač 400 kV, za montažu Al cijevi $\varnothing 160/144$ mm na potporni izolator

Tip GA11.160.127, "Dalekovod"

Čvrsti nosač 400 kV, za montažu Al cijevi $\varnothing 160/144$ mm na potporni izolator

Tip GA1.160.127, "Dalekovod"

Ravna elastična stezaljka 400 kV, za spoj dvije Al cijevi $\varnothing 160/144$ mm
Tip EGA0.160.160, "Dalekovod"



Okvir 1. Pregled opreme sabirničkog sustava u skladu s glavnim projektom iz 1974. godine

Tablica 1. Opseg rekonstrukcije rasklopnog postrojenja 400 kV u TS Ernestinovo

	Prije rušenja	Prema glavnom projektu	Nakon obnove
Vodno polje	3	5	5
Pričuvno vodno polje	2	2	2
Transformatorsko polje	2	2	2
Pričuvno transformatorsko polje	1	1	1
Mjerno polje	–	–	1
Spojno polje	2	3(*)	3(*)
Mjerno-sekcijsko polje	–	1	–
Ukupno polja 400kV	10	14	14

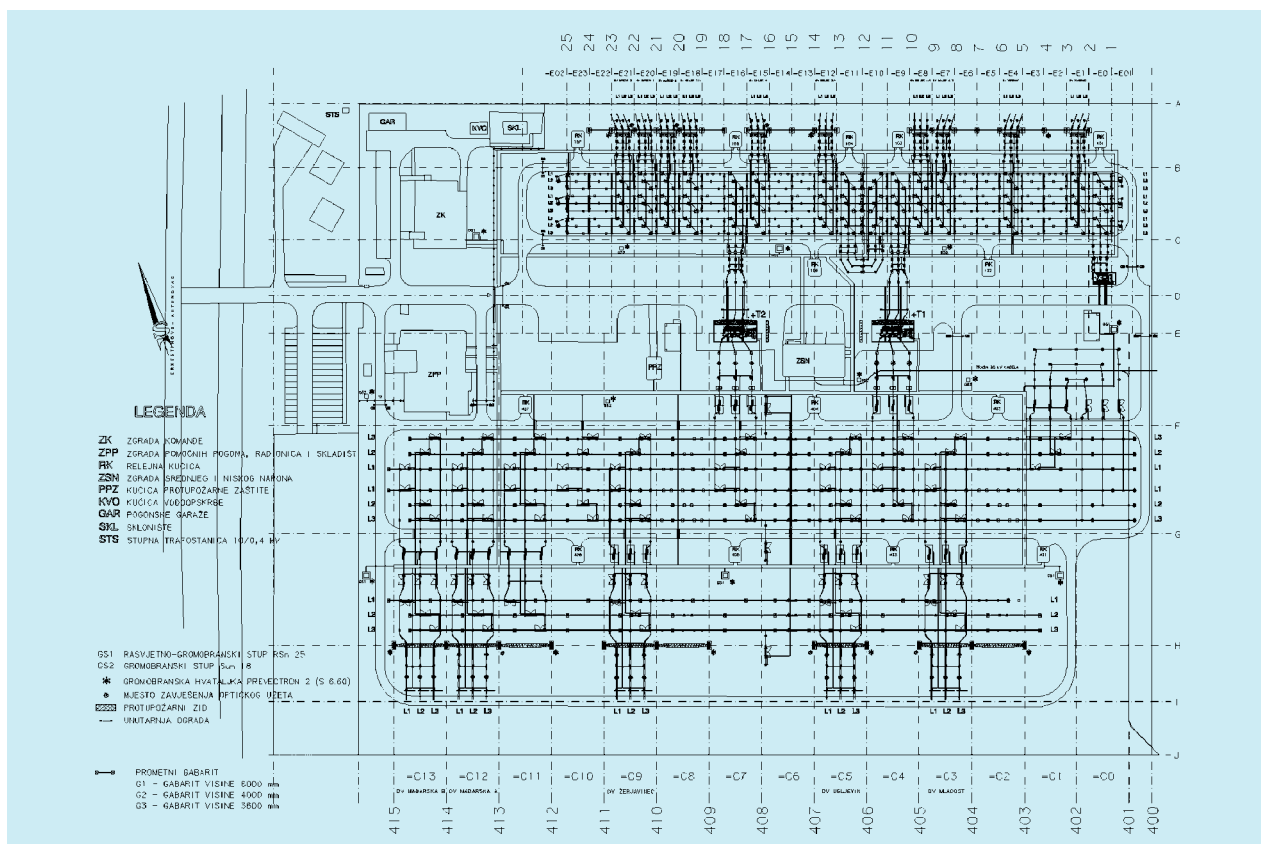
* Funkcionalno postoje dva spojna polja i to spojno polje glavnih sustava sabirnica i spojno polje glavnih sustava sabirnica s pomoćnim sabirnicama, no s obzirom da spojno polje glavnih sabirnica zauzima dvije širine polja, a kako bi broj polja odgovarao koraku od 21 m isto je deklarirano kao fizički dva polja.

postrojenja nalazi prometnica Vinkovci – Osijek dalje proširenje postrojenja nije bilo moguće.

Glavni i pomoćni sabirnički sustavi bili su cijevne izvedbe. Cijevi su bile postavljene preko više potpornih točaka, ali ne više od pet. Pri tome je srednja potporna točka uvijek bila čvrsta, međupotpore klizne, a krajnje točke elastične sa strujnom vezom. Budući da zbog ograničenja proizvodnje cijevnih vodiča i transporta do gradilišta potrebne dužine nije bilo moguće nabaviti, cijevi su bile spajane na gradilištu spojnicama na mjestima gdje su momenti naprezanja bili jednaki nuli.

U skladu s glavnim projektom iz 1974. svi krajevi cijevi bili su zatvoreni oblim kapama koje su imale mogućnost pričvršćenja antivibracionog užeta, ali ono prema projektu nije trebalo biti stavljeno, nego se napominje da ga je potrebno staviti ukoliko se pokaže da sabirnice značajno vibriraju. Kratki pregled opreme sabirnica prema glavnom projektu prikazan je u okviru 1.

U skladu s glavnim projektom, prema kojem se izvodi rekonstrukcija, TS 400/110 kV Ernestinovo OBNOVA; Knjiga: Raskloпно postrojenje 400 kV E3-C34.01.02-

**Slika 1. Pojednostavljena situacija rasklopnog postrojenja 400 kV u skladu s glavnim projektom**

E01.0; od: 20. prosinca 1998. (Usklađenje s tenderom "Ključ u ruke" od 11.2001.), koji je izradio: Elektroprojekt, projektiranje, konzalting i inženjering d.d., rasklopno postrojenje 400 kV je trebalo rekonstruirati tako da ukupan broj polja ostane trinaest. Od toga je opremljenih polja deset i to: pet vodnih polja, dva transformatorska polja i dva spojna polja. U tablici 1 je prikazan opseg rekonstrukcije rasklopnog postrojenja 400 kV.

U skladu s glavnim projektom sabirnički sustav se trebao sastojati od dva sustava sekcioniranih glavnih sabirnica i jednog sustava pomoćnih sabirnica koji je također bio predviđen sa sekcijom.

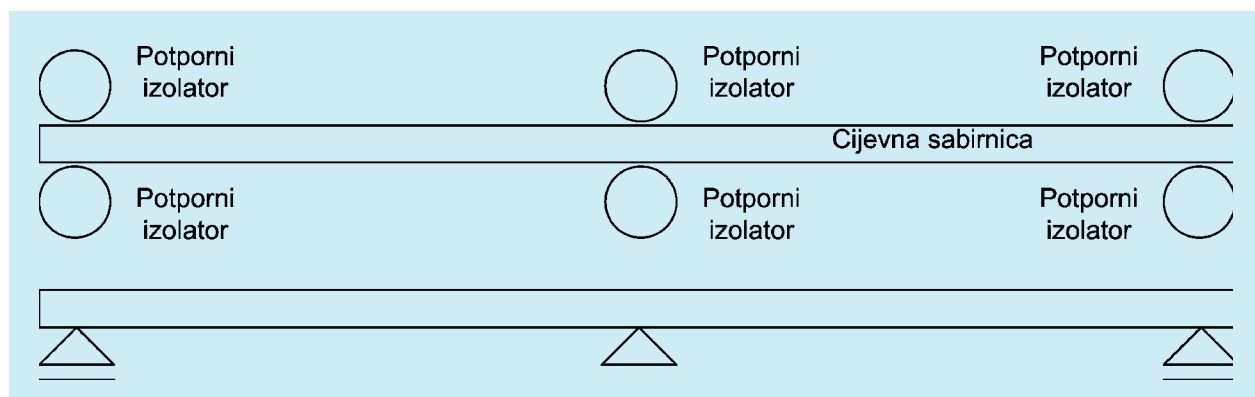
Pojednostavljena situacija rasklopnog postrojenja 400 kV u skladu s glavnim projektom prikazana je na slici 1. Kao što se iz situacije na slici 1 vidi sabirnički sustav glavnih sabirnica se proteže kroz 14 polja, a njegovo proširenje je omogućeno prema istoku rekonstrukcijom spojnog polja glavnih sabirnica koje je zauzima dvije širine polja. Sustav pomoćnih sabirnica se kao i prije pruža preko vodnih polja. Sva tri sustava sabirnica trebala su u skladu s glavnim projektom biti sekcionirana u polju =C6. Sabirnički sustavi izvedeni su u skladu s navedenim osim što nije izvedeno njihovo sekcioniranje. Tijekom izrade izvedbenog projekta koji je izradio KONČAR – Inženjering za energetiku i transport ocijenjeno je u suradnji sa stručnim službama Investitora da sekcioniranje postrojenja nije potrebno s obzirom

na potrebe vođenja postrojenja. Izbacivanje sekcije sabirničkih sustava riješeno je na način da je umjesto sekcijskog rastavljača s dva noža za uzemljenje postavljen zemljospojnik s time da je prilagodba izvedena na čeličnoj konstrukciji postolja, a u sabirnički sustav je dodan jedan raspon dužine 16,8 m. Time se postiglo i skraćivanje maksimalnog segmenta cijevi sabirničkog sustava s 23,6 m na 21 m.

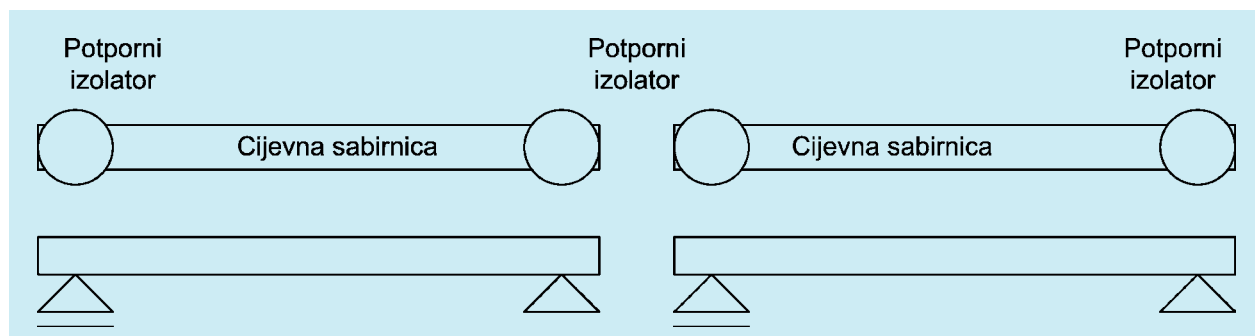
2. IZVEDBA SABIRNIČKOG SUSTAVA

Sabirnički sustavi su izvedeni cijevnim vodičima vanjskog promjera 220 mm i debljine stjenke 8 mm iz aluminijske legure E-ALMgSi 0,5 F22. Nazivna struja sabirničkog sustava je 4000 A. Ukupna visina osi cijevnih vodiča sabirničkih sustava s obzirom na kotu terena je 12,28 m. Razmak između pojedinih faza istog sustava je 6 m, a razmak između dva glavna sustava sabirnica je 8,5 m. Ukupna dužina cijevi sabirničkog sustava je oko 2,5 km.

Svaki raspon (segment) cijevnih sabirnica ovješeno je na dva potporna izolatora. Susjedni rasponi spojeni su pomoću strujnih mostova, a potporni izolatori im se nalaze na zajedničkom čeličnom postolju kao što je prikazano na slikama 2 i 3. Na ovaj način su na najmanju moguću mjeru svedeni međusobni utjecaji pojedinih razvoda i prenošenje titranja s jednog na drugi raspon.



Slika 2. Način pričvršćenja cijevnih vodiča na oslonce – izvedba prije rekonstrukcije (do 5 raspona)



Slika 3. Shema načina pričvršćenja cijevnih vodiča na oslonce – izvedba prema glavnom i izvedbenom projektu

U skladu s glavnim projektom odabrani su porculanski potporni izolatori tvrtke CERAM maksimalne prijelomne sile 6 kN.

Za ograničavanje titranja cijevnih sabirnica u slučaju vjetra malih brzina u cijevne sabirnice je obostrano položeno aluminijsko uže presjeka 500 mm² u dužini 2/3 raspona. Uže je pričvršćeno na kape koje zatvaraju cijevi. Na krajevima sabirnica postavljene su kape s antikoronarnim prstenom kako bi se dodatno smanjila izbijanja na krajevima sabirnica.

Na slici 9 je pogled na glavne sabirnice snimljen nakon izgradnje postrojenja s rasvjetnog stupa visine 25 m.

Pogled obuhvaća sva polja rasklopnog postrojenja 400 kV, osim spojnog polja.

3. PRIPREMA ZA MONTAŽU SABIRNIČKOG SUSTAVA

Montažu sabirničkog sustava koji se sastoji od čeličnih postolja izolatora, potpornih izolatora, montaže zglobnih nosača, montaže cijevnih vodiča i montaže strujnih mostova izvele su dvije tvrtke: DALEKOVOD d.d. i KONČAR – Montažni inženjering d.d. koji je montirao potporne izolatore.

Aluminijska cijev Ø 220/204 mm, izrađena od AlMgSi 0.5 F22

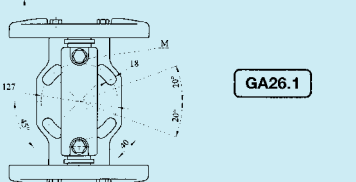
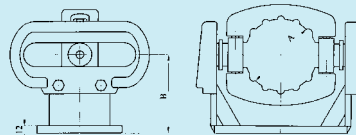
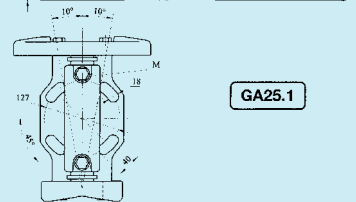
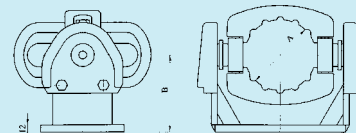
Vanjski/unutarnji promjer	220/204 mm
Debljina stijenke	8 mm
Površina presjeka	5328 mm ²
Specifična masa	2700 kg/m ³
Masa po jedinici dužine	14,4 kg/m
Modul elastičnosti	7x10 ¹⁰ N/m ²
Termički koeficijent rastezanja	23x10 ⁻⁶ 1/°C
Moment inercije	29,976x10 ⁻⁶ m ⁴
Moment otpora	27,251x10 ⁻⁵ m ³

Al 500 mm² uže

Vanjski promjer	29,1 mm
Površina presjeka	499,83 mm ²
Masa po jedinici dužine	1,379 kg/m
Modul elastičnosti	5,5x10 ¹⁰ N/m ²
Termički koeficijent rastezanja	23x10 ⁻⁶ 1/°C
Računska prekidna sila	75,06 kN

Potporni izolator, tehničkih karakteristika:

Smještaj	za vanjsku ugradnju
Primijenjeni standardi	IEC 60237, 60168, 61462
Nazivni napon	420 kV
Nazivni radni napon	400 kV
Nazivni podnosivi napon 1 min., 50 Hz (pod kišom)	520 kV
Nazivni podnosivi udarni napon 1,2/50 µs	1550 kV
Minimalna klizna staza	8500 mm
Minimalna prijelomna sila	6 kN
Minimalni prijelomni moment torzije	3 kNm
Materijal	porculan
Tip: C6-1550 II mod., "Ceram"	
Mjerna skica	SO 2999 B



Klizni zglojni nosač 400 kV, za montažu Al cijevi Φ220/204 mm na potporni izolator, klizanje ležaja od 140 mm (±70 mm).

Tip GA26.220.127, "Dalekovod"

Čvrsti zglojni nosač 400 kV, za montažu Al cijevi Φ220/204 mm na potporni izolator

Tip GA25.220.127, "Dalekovod"

Ravna dilatacijska stezaljka 400 kV, 4000 A, za spoj dvije Al cijevi Φ220/204 mm (strujna veza).

Tip EGA10.220.220.20, "Dalekovod"

Kapa 400 kV za Al cijev Φ220/204 mm s držačem za Al uže 500 mm² promjera 29,1 mm

Tip K1.220.10, "Dalekovod"

Kapa 400 kV s antikoronarnim prstenom, za Al cijev Φ220/204 mm s držačem za Al uže 500 mm² promjera 29,1 mm

Tip K1.220.470.10, "Dalekovod"

Okvir 2. Pregled opreme sabirničkog sustava nakon rekonstrukcije

Montaža sabirničkog sustava izvodi se u šest koraka:

- montaža čeličnih postolja, poravnanje i dovođenje u vertikalni položaj
- montaža potpornih izolatora, poravnanje i dovođenje u vertikalni položaj
- montaža stezaljki
- montaža cijevnih vodiča
- montaža strujnih mostova
- bušenje rupa za odvođenje kondenzata.

Svaki od navedenih koraka je više ili manje složena operacija koja zahtijeva određenu stručnost i opremljenost, ali jedan od najzahtjevnijih dijelova je samo postavljanje cijevnih vodiča čemu će u ovom članku biti posvećena najveća pozornost.

Prije početka postavljanja cijevnih sabirnica bilo je potrebno izraditi proračune koji u glavnom projektu nisu provedeni, a koji su bitni za samu izvedbu polaganja cijevnih sabirnica i određivanje dužine rezanja istih. U glavnom projektu su provedeni sljedeći proračuni sabirničkog sustava:

1. Proračun termičkih naprezanja
2. Proračun mehaničkih naprezanja (opterećenje od: vlastite težine, leda, vjetrova, kratkog spoja, kritične

brzine vjetrova (vjetar malih brzina), te kombinacije pojedinih navedenih opterećenja).

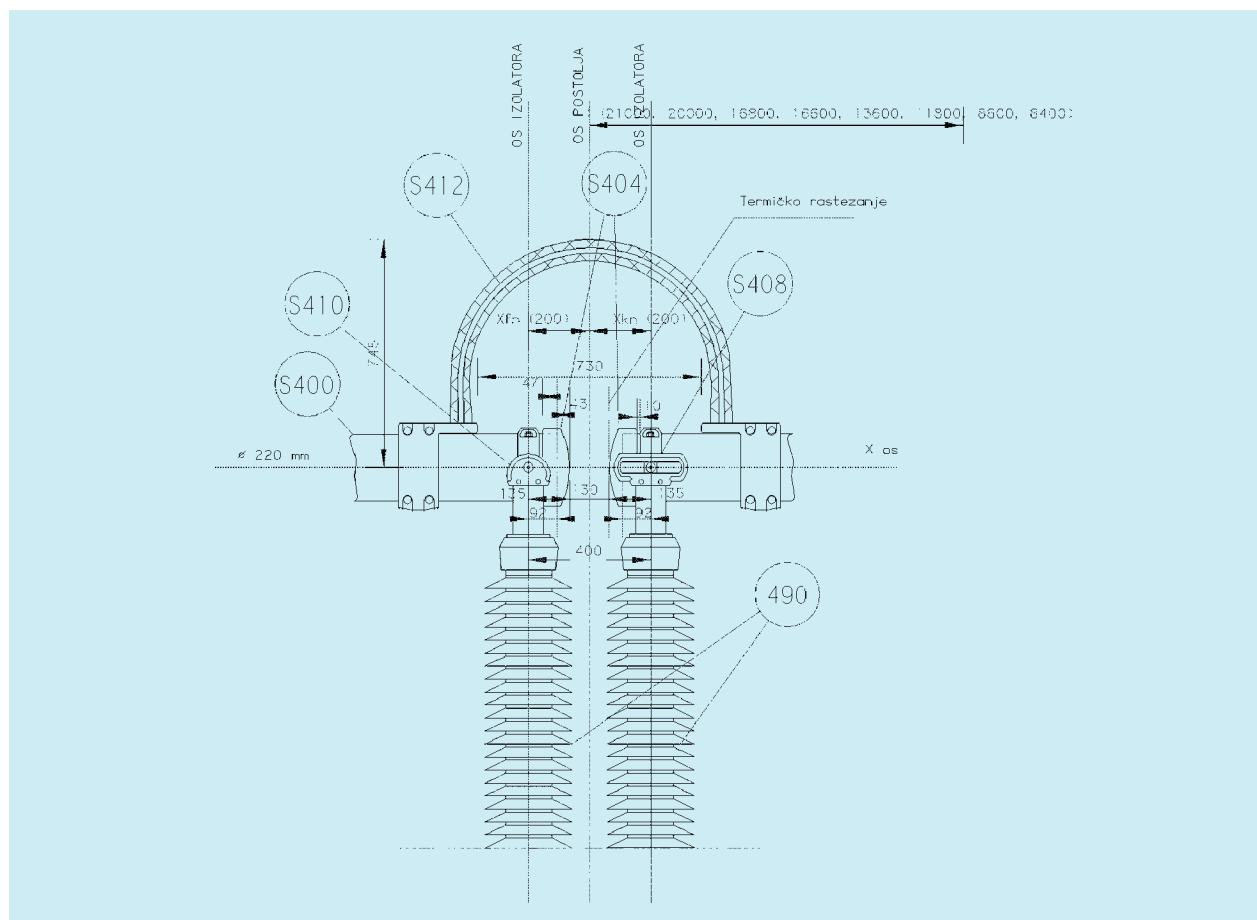
3. Kontrola rastezanja cijevi.

U glavnom projektu nije dan položaj polaganja kliznog ležaja cijevne sabirnice s obzirom na temperaturu prilikom montaže, kao ni način i dužina rezanja cijevi, te je stoga prije montaže trebalo izraditi montažne tablice koje će uzeti u obzir uvijete montaže i eksploatacije. Osim izrade tablica bilo je potrebno s montažerom dogovoriti detalje montaže kako bi se osigurala sigurna i kvalitetna montaža u danim vremenskim uvjetima. Montažne tablice su izrađene uzimajući u obzir produljenje cijevne sabirnice zbog promjene temperature za vrijeme normalnog rada i kratkog spoja, te progibe za vrijeme najtežih radnih uvjeta kao što je nastanak kratkog spoja prilikom naleta vjetrova.

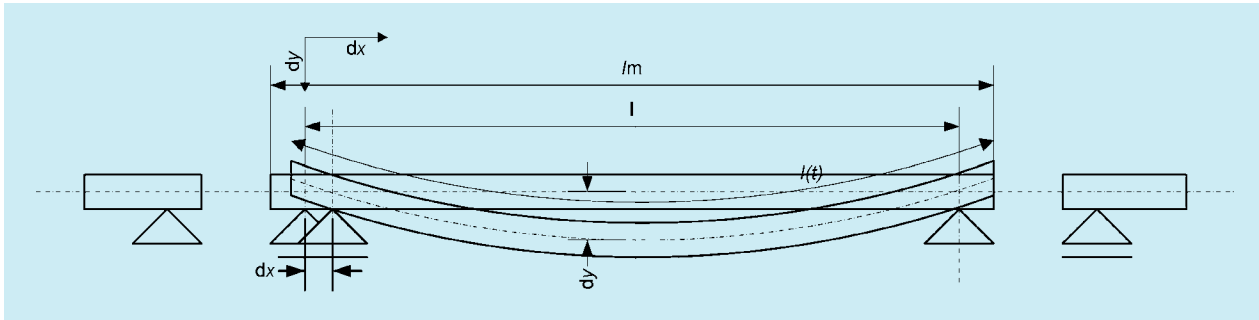
Produljenje cijevi zbog razlike temperature izračunava se prema jednadžbi:

$$\Delta l = l \cdot \alpha \cdot \Delta T \quad (1)$$

gdje je: Δl – produljenje cijevi; l – dužina cijevi; α – koeficijent linearnog rastezanja; ΔT – maksimalna razlika temperature.



Slika 4. Detalj montažnog nacrtu sabirničkog sustava



Slika 5. Shematski prikaz progiba cijevne sabirnice

Maksimalna razlika temperature je razlika između maksimalne temperature sabirnice i minimalne temperature okoline za lokaciju objekta. S obzirom na presjek cijevne sabirnice njeno zagrijavanje zbog kratkog spoja je zanemarivo ($< 1^{\circ}\text{C}$), te se kao maksimalna temperatura sabirnice uzima maksimalna radna temperatura cijevne sabirnice u skladu s glavnim projektom odnosno $+80^{\circ}\text{C}$. U stvarnosti ova temperatura vjerojatno neće biti postignuta uz nazivnu struju cijevnih sabirnica od 4000 A i očekivanu temperaturu okoline. Minimalna temperatura okoline za lokaciju objekta u skladu s glavnim projektom je -25°C i uzima se kao minimalna temperatura cijevne sabirnice.

Zbog progiba cijevnih sabirnica dolazi do pomaka kliznog ležaja u smjeru polja. S obzirom da je progib cijevi najveći za vrijeme kratkog spoja s istodobnim udarom vjetra namah postoji mogućnost udara klizača ležaja u graničnik za vrijeme takvog događaja. Ovakav udar bio bi dodatno udarno naprezanje za potporni izolator koje je moguće i potrebno izbjeći pravilnim dimenzioniranjem kliznog hoda i montažom cijevi tako da ni u kojem slučaju klizač ležaja ne može doći do graničnika. Proračun pomaka klizača ležaja izvršen je na način da je progib cijevi aproksimiran trokutom kojem su katete jednake polovici dužine cijevi između hvatišta ležaja, a hipotenuza razmaku između hvatišta ležaja.

$$\Delta x = \sqrt{l_m^2 \cdot [1 + \alpha \cdot (t - t_m)]^2 - 4 \cdot \Delta y^2} - l \quad (2)$$

gdje je: Δx – pomak klizača ležaja u odnosu na nulti (srednji) položaj; l_m – dužina između oslonaca prilikom rezanja cijevi (na temperaturi montaže); α – koeficijent linearnog rastezanja; t – temperatura cijevi pri kojoj se računa Δx ; t_m – temperatura cijevi pri montaži cijevne sabirnice; Δy – progib cijevi; l – dužina između simetrala (srednjih položaja) ležaja stezaljki.

U skladu s glavnim projektom očekivani progibi cijevnih sabirnica su bili:

- Zbog vlastite težine: 90 mm
- Zbog vlastite težine i leda: 122 mm
- Zbog vjetra velikih brzina na zaleđenu cijev: 318 mm
- Zbog kratkog spoja: 187 mm

Prilikom izrade tablice za određivanje montaže ustanovljeno je da su očekivani progibi nešto veći od navedenih u glavnom projektu i to:

- Vlastita težina: 158 mm
- Težina leda: 73 mm
- Težina antivibracijskog užeta: 20 mm
- Konstantni vjetar: 113 mm
- Vjetar na mahove: 341 mm
- Kratki spoj: 103 mm

Mjerenjem nakon postavljanja cijevnih sabirnica ustanovljeno je da su progibi zbog vlastite težine i težine antivibracijskog užeta približno jednaki onima iz montažnih tablica. Nakon montaže sabirničkog sustava izvršeno je mjerenje ukupno 24 segmenta sabirničkog sustava, svaki duljine 21 m, a dobiveni su rezultati obrađeni, te sumarno možemo navesti:

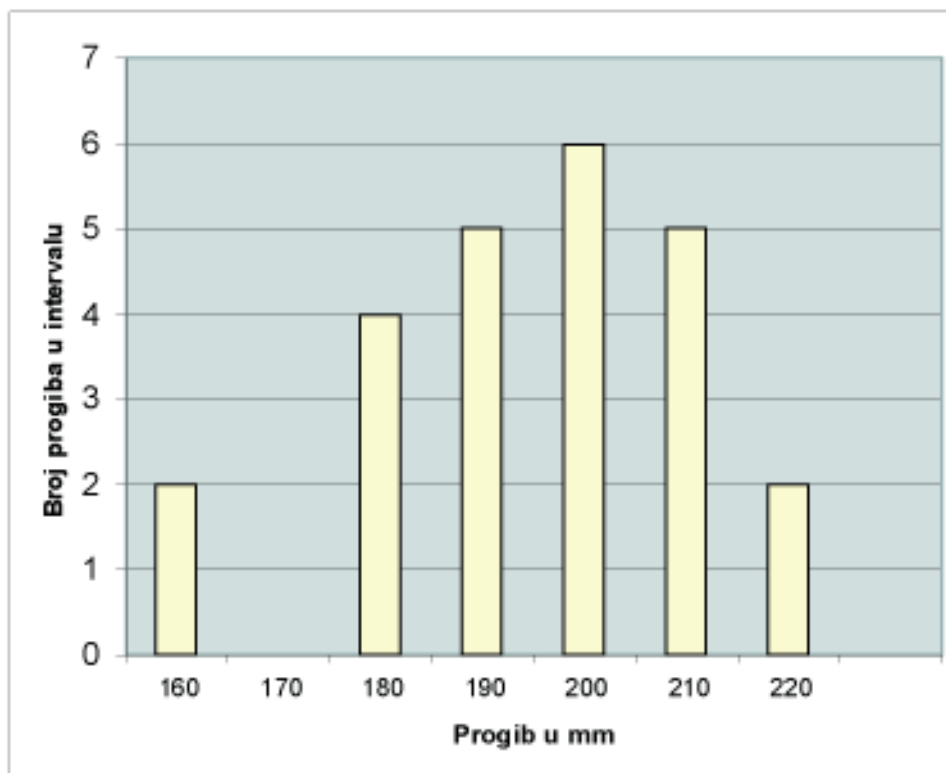
- Broj segmenata: 24
- Srednja vrijednost progiba: 190,2 mm
- Minimalna vrijednost progiba: 141 mm
- Maksimalna vrijednost progiba: 218 mm
- Srednja vrijednost progiba bez ekstrema: 191,2 mm
- Standardna devijacija: 18,1 mm

Zanimljivo je promotriti i frekvenciju pojavljivanja pojedinih vrijednosti progiba koja je prikazana u tablici 2 i na slici 6. Vidljivo je da su maksimalna odstupanja mjerenja progiba relativno velika i prelaze 20% izračunatog progiba, a da je srednja vrijednost progiba oko 7% veća od izračunatog. S obzirom na to da je mjerenje izvršeno metodom “trigonometrijskih mjerenja visina”, te da je prema analizi mjerenja zaključeno da je točnost mjerenja $\pm 1-2$ cm zbog nemogućnosti određivanja točne projekcije sabirnice, možemo zaključiti da progib odgovara očekivanom, te da bi preciznija metoda mjerenja vjerojatno pokazala i manja odstupanja od izračunatih vrijednosti. Ostaje ipak konstatacija da je rasipanje progiba relativno veliko.

S obzirom na to da klizna stezaljka **GA26.220.127** dozvoljava klizanje ležaja od 140 mm (± 70 mm), a da je maksimalno temperaturno produljenje cijevi za temperaturni raspon od -25°C do $+80^{\circ}\text{C}$ i duljinu 21 m 50,7 mm, odlučeno je da se uzmu sljedeći rubni uvjeti

Tablica 2. Frekvencija pojavljivanja pojedinih vrijednosti progiba segmenata

mm		mm	Broj segmenata	
	manje od	160	2	
od	160	do	170	0
od	170	do	180	4
od	180	do	190	5
od	190	do	200	6
od	200	do	210	5
od	210	do	220	2
veće od	220		0	



Slika 6. Grafički prikaz frekvencije pojavljivanja pojedinih vrijednosti progiba segmenata

pri kojima će udaljenosti klizača ležaja od nultog položaja biti isti:

- Najveći negativni pomak Δx_{\min} :
 - o temperatura cijevi t_{\min} : -40°C
 - o progib cijevi Δy_{\max} : $0,6\text{ m}$
- Najveći pozitivni pomak Δx_{\max} :
 - o temperatura cijevi t_{\max} : $+85^{\circ}\text{C}$
 - o progib cijevi Δy_{\min} : $0,0\text{ m}$

Kao što se iz navedenog vidi rubni uvjeti su uzeti s određenom rezervom što proračun stavlja na sigurnu stranu. Iz rezultata proračuna se vidi da točnije definiranje rubnih uvjeta nije potrebno s obzirom na odabranu kliznu stezaljku. Treba međutim napomenuti da je u prospektom materijalu tvrtke DALEKOVOD d.d. navedeno da je mogući pomak klizne stezaljke samo

80 mm (± 40 mm) što ne bi zadovoljilo potrebe na mjestu ugradnje.

Uzimajući navedene rubne uvjete u obzir može se postaviti jednačba 3.

$$\Delta x_{\max} + \Delta x_{\min} = 0 \quad (3)$$

$$\Delta x_{\max} + \Delta x_{\min} = \sqrt{l_m^2 \cdot [1 + \alpha \cdot (t_{\max} - t_m)]^2 - 4 \cdot \Delta y_{\min}^2} - l + \sqrt{l_m^2 \cdot [1 + \alpha \cdot (t_{\min} - t_m)]^2 - 4 \cdot \Delta y_{\max}^2} + l$$

$$\Delta x_{\max} + \Delta x_{\min} = \sqrt{l_m^2 \cdot [1 + \alpha \cdot (t_{\max} - t_m)]^2} + \sqrt{l_m^2 \cdot [1 + \alpha \cdot (t_{\min} - t_m)]^2} - 4 \cdot \Delta y_{\max}^2 = 0$$

Rješavanjem jednačbe 3 numeričkim metodama uz pomoć nekog programskog alata kao što je na primjer EXCEL, Mathematica ili MathCAD mogu se izračunati potrebni parametri montaže sabirnice u ovisnosti od uvjeta montaže. Za TS Ernestinovo proračun je proveden pomoću EXCEL-a, a rezultati su prikazani u obliku niza tablica na kojima je označeno bijelo odnosno radno područje, žuto područje u kojem se klizač

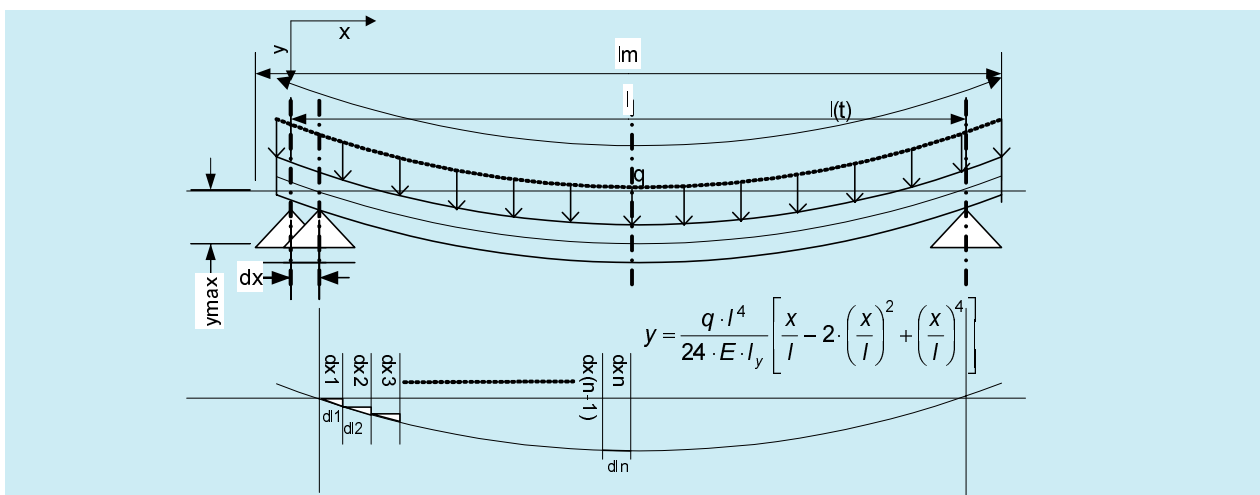
Slika 7. Primjer montažne tablice u EXCEL-u s označenim graničnim pogonskim stanjima

ležaja nalazi na manje od 10 mm od krajnje točke i crveno područje koje je izvan područja mogućnosti klizanja klizača po ležaju. Iz priložene tablice je vidljivo da je radno područje za navedenu konfiguraciju vrlo veliko te da omogućava montažu cijevi s vrlo visokom tolerancijom. Na slici 7 prikazana je montažna tablica za temperaturu montaže 0°C u kojoj se vidi da je potreban pomak montaže 3,3 mm. Vidljivo je da za manje progibe pomak klizača pri konstantnoj temperaturi nije značajan iz čega slijedi da je moguće mjerenje cijevi i u ravnom, ali i u provješenoj položaju što je znatno lakše za ostvariti. Maksimalna korekcija za progib od 0,3 m bi bila manja od 10 mm. Pomoću tablica ista se može i napraviti, ali s obzirom na veličinu radnog prostora klizača nije neophodno.

4. TOČNOST PROVEDENOG PRORAČUNA POMAKA KLIZAČA LEŽAJA

Prilikom proračuna pomaka klizača kliznog ležaja izvršena je radi pojednostavljenja aproksimacija elastične linije progiba sabirnice pomoću dva trokuta kojima je jedna kateta progib, druga pola udaljenosti između ležaja, a hipotenuza pola dužine sabirnice. Elastična linija nosača opterećenog vlastitom težinom, odnosno kontinuiranom silom, definirana je jednadžbom 4 i prikazana na slici 8.

$$y = \frac{q \cdot l^4}{24 \cdot E \cdot I_y} \left[\frac{x}{l} - 2 \cdot \left(\frac{x}{l} \right)^2 + \left(\frac{x}{l} \right)^4 \right] \tag{4}$$



Slika 8. Elastična linija statički određenog nosača

gdje je: x – udaljenost od ležaja; l – udaljenost između ležaja; q – sila koja djeluje na nosač; $E \cdot I_y$ – krutost grede.

Numeričkom metodom pomoću programskog paketa EXCEL određen je pomak dx aproksimirajući elastičnu liniju statički određenog nosača opterećenog silom q (N/m). U slučaju raspona od 20,6 m i progiba od 100 do 600 mm pogreška koja se pojavljuje između ovakvog proračuna i aproksimacijom sa dva trokuta je između 23 i 25%, odnosno točnijim proračunom se dobivaju 23-25% veći pomaci nego što se dobiju približnim proračunom s dva trokuta. Navedeno vrijedi za interval progiba od 50 mm do više od 600 mm. Iz toga se može zaključiti da uz sigurnosnu granicu (žuto područje) od 10 mm i dobivene rezultate proračuna koji pokazuju da klizač ne dolazi blizu tog područja neće doći do udara klizača u graničnik zbog pojednostavljenja proračuna. Zanimljivo je da je za ovakvu konfiguraciju i tip opterećenja grede, odstupanje pogreške pojednostavljenog proračuna relativno malo u promatranom intervalu opterećenja za određenu dužinu cijevi i da iznosi između 23 i 25%. Iz toga proizlazi da se rezultat dobiven aproksimacijom s dva trokuta može pomnožiti faktorom 1,25 i na taj način se dobiva točniji rezultat koji je još k tome i na sigurnoj strani proračuna. Treba napomenuti da sve navedeno vrijedi za dužinu cijevi od 20,6 m.

5. MONTAŽA SABIRNIČKOG SUSTAVA

S obzirom na složenost izgradnje sabirničkog sustava te na to da svaka od prethodno navedenih faza ima određenu točnost izvođenja koja se može postići ekonomski isplativim postupcima izgradnje vrlo je bitno prilikom određivanja dužine cijevi za rezanje izvršiti precizno mjerenje razmaka između srednjeg položaja stezaljki, odnosno u slučaju korištenja stezaljki GA26.220.127 simetrala potpornih izolatora. S obzirom na visinu sabirničkog sustava i tolerancije pojedinih faza radova te mogućnosti regulacije, najbolje je da se prije rezanja izvrši probna montaža cijevi te da se na samoj cijevi označi mjesto rezanja cijevi.

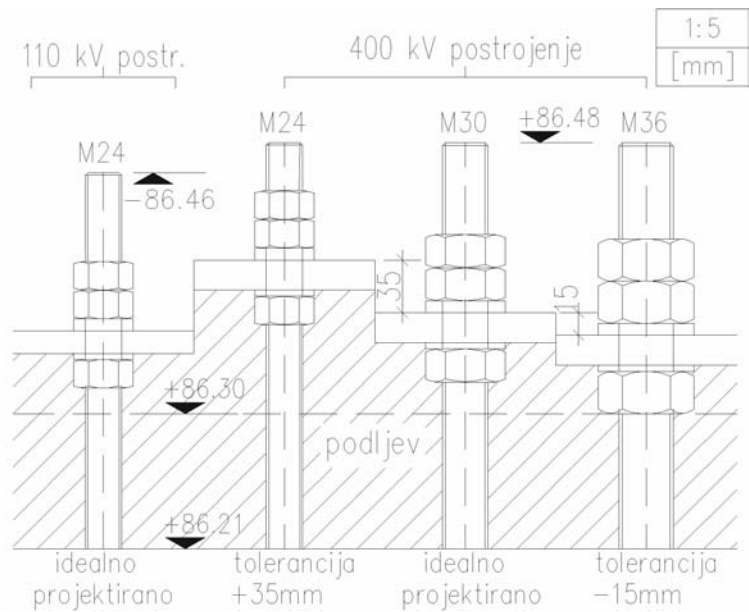
Prilikom probne montaže treba voditi računa o:

- Temperaturi montaže (temperatura cijevi prilikom mjerenja, a koja se može ovisno o vremenskim prilikama i načinu skladištenja istih znatno razlikovati od temperature okoline)
- Mjesto postavljanja klizača ležaja.

Mjesto postavljanja klizača treba odrediti na osnovi temperature montaže i uvjeta probne montaže kod čega je bitan progib cijevi sabirnice i dodatni tereti s kojima je opterećena. Naime prije probne montaže moguće se zatvoriti jednu stranu cijevi i postaviti antivibracijsko užje i kapu, ali to nije nužno napraviti.



Slika 9. Pogled na sabirnički sustav 400 kV u TS Ernestinovo



Slika 10. Princip regulacije montaže čelične konstrukcije na temelje

S obzirom na temperature koje su bile za vrijeme montaže oko 0°C i na veliku dužinu ležaja upotrijebljene klizne stezaljke dogovoreno je da će se montaža cijevi obavljati na sljedeći način:

- U cijev će se s jedne strane postaviti aluminijsko antivibracijsko uže presjeka 500 mm² koje će se prije toga izravnati tako da ravnomjerno padne uzduž 2/3 dužine cijevi. Uže će se pričvrstiti na kapu koja će se montirati na cijev.
- Cijev se diže autodizalicom i postavlja na stezaljke te se obavlja montaža cijevi u stezaljku na strani čvrste zglobne stezaljke GA25.220.127 u skladu s nacrtom na slici 4.
- Obavlja se osiguranje cijevi u drugom ležaju (stezaljci) kako ne bi došlo do njenog eventualnog pada te se cijev spušta da postigne normalan progib. Navedeno je ustvari probna montaža cijevne sabirnice na osnovi koje se određuje dužina cijevi, a iz čega slijedi mjesto rezanja cijevi.
- U prethodno postignutom položaju se klizač postavlja u dogovoreni položaj za određenu temperaturu montaže, te se obavlja stezanje klizne stezaljke. Navedeno se obavlja korekcijom probne montaže, a ponavljanjem postupka iste dok se ne postigne zahtijevani položaj kliznog ležaja.
- Nakon provjere ispravnosti montaže označava se mjesto rezanja cijevi.
- Cijev se demontira i spušta, te se obavlja njeno rezanje koje ovisi o tehnologiji montažera.
- Nakon rezanja postavlja se drugo antivibracijsko uže presjeka 500 mm² koje će se prije toga izravnati tako

da ravnomjerno padne uzduž 2/3 dužine cijevi. Uže će se pričvrstiti na kapu koja će se montirati na cijev.

- Cijev se ponovno diže i montira na stezaljke te priteže moment ključem.
- Nakon montaže sabirničkog sustava potrebno je pojedine segmente povezati strujnim mostovima, montirati ocijepa te na najnižim točkama pojedinih raspona, obično na sredini raspona, probušiti rupu promjera cca 10 mm kako bi se osiguralo istjecanje kondenzata. Na TS Ernestinovu je u dogovoru s investitorom i glavnim projektantom glavnog projekta odlučeno da promjer rupe bude 8 mm.

Kvalitetu izgradnje sabirničkog sustava određuje kvaliteta svake pojedine faze izgradnje počevši od izgradnje temelja, izrade i montaže čelične konstrukcije, potpornih izolatora i dr., no s obzirom na mogućnost izvođenja najbitnije je izborom projektnog rješenja osigurati određenu mogućnost regulacije kako bi se moglo izvršiti poravnanje postolja i izolatora po visini i vertikalnosti. Bez obzira na mogućnosti regulacije povoljno je odabrati izvedbu sabirničkog sustava s pojedinačnim rasponima i to stoga što takav način izvođenja dopušta i veće nepreciznosti prilikom izgradnje sabirničkog sustava. Ukoliko se cijev prekida na svakom rasponu, kao što je to na TS Ernestinovu, moguća je manja promjena smjera za svaki raspon što bi u slučaju korištenja kontinuirane cijevi za više raspona rezultiralo nepredviđenim naprezanjima cijevi i potpornih izolatora, te promjenom vlastite frekvencije sabirničkog sustava.

Na slici 10 prikazan je način regulacije prilikom montaže čeličnog postolja na temelje. Ovaj se način



Slika 11. Detalj sabirničkog sustava



Slika 12. Slike sa montaže cijevnih sabirnica

regulacije koristi kako bi se čelična postolja dovela u vertikalnost i visinski poravnala. Mogućnosti ovakve regulacije su relativno male. Na TS Ernestinovu je ova regulacija od -15 do +35 mm od projektirane kote postrojenja, kao što se vidi iz slike 10. Ova se regulacija tretirala kao zadnja rezerva te se nije koristila kako bi se unificirali pojedini dijelovi čelične konstrukcije što je rezultiralo velikim brojem čeličnih postolja koji se minimalno razlikuju po visini. Prilikom projektiranja bilo je potrebno voditi računa i o tolerancijama izrade pojedinih konstrukcija s obzirom na način obrade iste



Slika 13. Pogled na dio sabirničkog sustava u TS Ernestinovo nakon izgradnje postrojenja

jer na primjer i mala zakrivljenost ploče na koju se montira potporni izolator može uzrokovati njegov pomak na vrhu od nekoliko centimetara.

Na slikama 11 i 12 prikazani su detalji sabirničkog sustava, odnosno probna montaža cijevne sabirnice.

6. VREMENSKI TIJEK MONTAŽE

Bez obzira na relativno niske temperature koje su se kretale oko 0°C i zimsko vrijeme montaže sabirnica na TS Ernestinovu je jedna ekipa s jednom autodizalicom i dvije košare obavljala montažu 6 raspona glavnih sabirnica dnevno. Naravno, tome treba pribrojiti vrijeme potrebno za pripremu radova i organizaciju gradilišta te montažu strujnih mostova, odcjepa i bušenje rupa za odvodnju kondenzata. Na slici 10 prikazani su detalji probne montaže jednog segmenta (raspona) sabirničkog sustava, a na slici 11 pogled na dio sabirničkog sustava nakon izgradnje i opremanja postrojenja. Progibi koji su vidljivi na slici su oko 200 mm i u granicama su očekivanih prilikom montaže sabirničkog sustava.

7. ZAKLJUČAK

Sabirnički sustav na TS Ernestinovu u rasklopnom postrojenju 400 kV izveden je u skladu s glavnim projektom. Ovakav način izvođenja sabirničkog sustava povoljan je za izvođenje, osigurava mogućnost kvalitetnog izvođenja i zadržavanje karakteristika na osnovi kojih je izvršen njegov proračun.

Prije montaže sabirničkog sustava potrebno je odrediti rubne uvijete eksploatacije sabirničkog sustava za vrijeme normalnog pogona, ali i za vrijeme kratkog spoja i slučaja havarije te na temelju toga odrediti način i parametre montaže sabirnica. Posebnu pozornost treba posvetiti montaži cijevnih sabirnica prilikom visokih temperatura montaže te je potrebno odrediti stvarnu temperaturu cijevi koja može, a ovisno od uvjeta skladištenja, znatno odstupati od temperature zraka. Prije montaže svakog pojedinog raspona potrebno je obaviti mjerenje raspona i na temelju toga rezati cijevi.

Montaža sabirničkog sustava protekla je bez problema, a izmjereni progibi su u skladu s izračunatima prije montaže sabirnica ostaje pitanje relativno velikog odstupanja progiba od srednje vrijednosti.

LITERATURA

- [1] Prof. dr. Z. JANKOVIĆ: "Teorijska mehanika", Sveučilište u Zagrebu, Zagreb 1966.
- [2] Prof. dr. D. BAZJANAC: "Tehnička mehanika", Sveučilište u Zagrebu, Zagreb 1974.
- [3] Prof. dr. I. ALFIREVIĆ: "Nauka o čvrstoći", Sveučilište u Zagrebu, Zagreb 1978.
- [4] IEC 60865-1 Short-circuit currents – Calculation of effects Part 1, 1993-09
- [5] IEC 60865-2 Short-circuit currents – Calculation of effects Part 2, 1994-06
- [6] K. BEGOVIĆ: "Rasklopna postrojenja 400 kV u cijevnoj izvedbi"; Energija 1972, br. 3-4
- [7] "Elektroprojekt" Zagreb: TS 380/110 kV Ernestinovo, Glavni projekt električnog dijela, Rasklopno postrojenje 380 kV, Zagreb 1974.
- [8] "Elektroprojekt" Zagreb: TS 400/110 kV Ernestinovo, Obnova, Glavni projekt električnog dijela, Rasklopno postrojenje 400 kV, Zagreb 1998.
- [9] "Končar – inženjering za energetiku i transport" Zagreb: TS 400/110 kV Ernestinovo, Izvedebeni projekt, Rasklopno postrojenje 400 kV, Zagreb 2002.
- [10] M. KALEA: "TS 400/110 kV Ernestinovo – Jučer, danas, sutra", Percent, Zagreb 2001.
- [11] Mr. sc. B. FRÜHWIRTH: "The Role of Busbar Self-Frequency When Calculating Line Strain and Force to Insulators in High-Voltage Stations According to IEC 60865" (Professional paper); Energija; year 51; no. 6; December, 2002; page 497...511
- [12] B. FRÜHWIRTH, Z. IVANIŠEVIĆ, L. BERC, Z. POGLEDIĆ: "Subsequent Building in of Anchoring Bolts in S/S 400/110 kV Ernestinovo"; "CIGRÉ – Sixth Symposium"; Cavtat 10th –13th November, 2003.
- [13] B. FRÜHWIRTH, B. KRAMARIĆ, D. ZORIĆ: "Transformer Station 400/110 kV Ernestinovo – Reconstruction Of the 400 kV Switchyard"; "CIGRÉ – Sixth Symposium"; Cavtat 10th –13th November, 2003.
- [14] "Inženjerski priručnik"; Školska knjiga Zagreb

INSTALLATION OF A BUSBAR SYSTEM IN 400 kV SUBSTATION IN TS 400/110kV ERNESTINOVO

The paper gives a review of calculations and resulting pipe busbars from the main project, calculations that were made for the preparation of busbar installation, installation details and description of the installation procedure as well as measured gap after installation including their comparison with calculated data.

AUFSTELLUNG DES SAMMELSCHIENENSYSTEMS IN DER 400 kV SCHALTANLAGE DES 400/110 kV UMSPANNERWERKES „ERNESTINOVO“

In dieser Arbeit wird eine Übersicht der Berechnung und der Ausführung der Rohrsammelschienen laut dem Hauptprojekt gegeben. Die Vorausberechnung ist als Vorbereitung der Aufstellung durchgeführt worden. Ausführungseinzelheiten und die Beschreibung des Aufstellungsvorganges sowie ein Überblick der gemessenen Durchbiegungen nach der Aufstellung, und deren Vergleich mit den vorausberechneten Werten sind auch ein Teil dieses Artikels.

Naslov pisca:

Mr. sc. Borko Frühwirth, dipl. ing. Končar - Inženjering za energetiku i transport d.d. 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 06 – 16.

ODRŽAVANJE PLINSKIH TURBINA – UVJET DOBROG GOSPODARENJA PLINSKOTURBINSKIM POSTROJENJEM

Mr. sc. Miroslav Š a n d e r, Zagreb

UDK 621.438:621.311.23
PREGLEDNI ČLANAK

Troškovi održavanja i raspoloživost su dvije najvažnije brige svakog vlasnika opreme. Pomoću sustava upravljanja poslovima održavanja i sustavom upravljanja dokumentacijom trebalo bi i na plinskoj turbini uspostaviti program održavanja koji optimizira troškove vlasniku opreme (HEP) te ujedno maksimalizira raspoloživost opreme. Da bi program održavanja bio učinkovit, vlasnik mora razviti općenito razumijevanje odnosa između njegovih operativnih planova i prioriteta postrojenja, razinu pripremljenosti operativnog osoblja i osoblja za održavanje, te preporuka proizvođača opreme s obzirom na vrste pregleda, planiranje rezervnih dijelova kao i glavnih faktora koji utječu na vijek komponenti i odgovarajući pogon opreme. U ovom članku razmotrit će se operativna iskustva kao i praksa održavanja s naglaskom na vrste pregleda uz pogonske faktore koji utječu na planove održavanja. Dobro planirano održavanje opreme će rezultirati s maksimalnom raspoloživošću opreme te optimalnim troškovima održavanja. Održavanje prikazano u članku se bazira na iskustvu i literaturi poduzeća GE plinskih turbina za teške uvjete, ali isto tako uzima u obzir i druge proizvođače (Siemens-Westinghouse, Alstom). Za primjer u slikama je odabrana MS6001FA u vlasništvu HEP-a (fotografirao dipl. ing. D. Krilić i autor članka) i na nju se opća pravila u ovom članku mogu primjenjivati.

Ključne riječi: pregledi u pogonu, pregled sustava izgaranja, pregled vruće staze plina, glavni pregled, faktori održavanja i životni vijek, gorivo, temperatura paljenja, injektiranje vode / pare, izvrštavanje, normalna obustava, planiranje dijelova, vremenski intervali za preglede, planiranje osoblja za održavanje.

1. PRISTUP ODRŽAVANJU PLINSKIH TURBINA

Plinske turbine za teške pogonske uvjete konstrukcijski koriste rezultate najnovije tehnologije turbina za zrakoplove, a obično su koncipirane tako da pogone generator direktno ili preko reduktora koji se nalazi na kompresorskom kraju. Turbine se grade sa svim dodatnim uređajima da bi se omogućila brza i troškovno učinkovita montaža, a ujedno se time omogućuju jednostavna rješenja pri dogradnji u kombinirana postrojenja i IGCC (Integrirani sustav kombi postrojenja s rasplinjavanjem ugljena). Općenito postrojenje plinske turbine uključuje aksijalni kompresor s različitim brojem stupnjeva, određeni broj komora izgaranja te različiti broj stupnjeva same turbine. Slika 1 je prikaz turbine MS6001FA u vlasništvu HEP-a (sve slike u ovom članku fotografirali dipl. ing. D. Krilić i autor članka u TE-TO Zagreb) i na nju se opća pravila u ovom članku mogu primjenjivati.

Sustav izgaranja se sastoji od komora izgaranja obično smještenih oko oboda kućišta tlačnog kompresora. On uključuje saponice goriva, sustav paljenja sa svjećica-

ma, detektore plamena, te spojne plamene cijevi. Topli plinovi generirani pri izgaranju goriva u komorama izgaranja struje naletom kroz hladene prijelazne dijelove turbine.



Slika 1. Rastavljanje turbine za pregled sustava izgaranja u TE-TO Zagreb na turbini MS6001FA

U slučaju ugradnje reduktora, reduktor između turbine i električnog generatora se rješava sa zupčanicima koji prenose maksimalnu nazivnu snagu turbine. Izlazna snaga iz plinske turbine obično ide preko elastičnih spojki na pogonski zupčanik veće brzine vrtnje na reduktoru. U ležajno kućište reduktora se integralno ugrađuju termoparovi i osjetnici vibracija. U reduktoru je obično konstrukcijski dograđen stroj za okretanje osovine prilikom upuštanja turbine te za sporo okretanje prilikom prekida pogona. Budući da velika većina plinskih turbina služi u kombikogeneracijskim procesima, teži se da turbina prigoni na hladnom kraju što dozvoljava da se ispuh usmjerava aksijalno u kotao na ispušne plinove, zatim da pomoćni paketi postrojenja budu montirani u tvornici na odvojena postolja zbog lakše montaže i održavanja i da turbinska oplata izvan postolja same turbine osigurava prostor za održavanje i kontrolu buke.

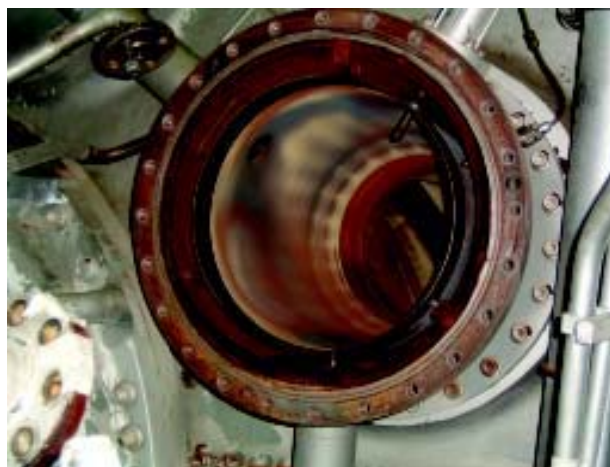
Plinska turbina se osim glavnih sklopova još sastoji od golemog broja pumpi, kompresora, ventilatora, ventila, sabirnika, mjernih osjetila, sklopki, podsklopova, uređaja itd., o kojima možemo voditi evidenciju jedino ako svaki element ima svoje jedinstveno ime. Ime svake komponente se može sastojati od kombinacije brojeva i slova, a uvodi se u sustav označavanja termoelektrane. Europski poznat i općeprihvaćeni sustav je KKS – Kraftwerksskennzeichnungssystem (1). Jednom stvorivši sustav imenovanja i označavanja pliskoturbinskog postrojenja (zapravo cijele elektrane), s njime se koristimo u procesu vođenja pogona postrojenja, ali još i više u sustavu upravljanja poslovima odražavanja (SUPO) te u sustavu upravljanja dokumentacijom (SUDOK) termoelektrane pa time i pliskoturbinskog postrojenja.

Sustav upravljanja poslovima odražavanja (SUPO) sa sustavom upravljanja dokumentacijom (SUDOK) čini dva međusobno povezana sustava (2). Pomoću sustava upravljanja poslovima održavanja ispostavljaju se radni nalozi za preventivne korektivne poslove održavanja. S njime je moguće planirati aktivnosti održavanja, moguće je pridruživati resurse, pratiti odvijanje aktivnosti i pohranjivati završene radne naloge u arhivu termoelektrane (na diskove ili trake) radi kasnijih analiza (npr. prema vrsti rada, komponenti održavanja ili uzroku kvara). Preventivno održavanje pomoću takvog sustava omogućava planiranje svakog preventivnog zahvata održavanja kroz zadatke preventivnog održavanja za pojedine objekte održavanja na turbini. Preventivni zahvati se mogu planirati vremenski ili prema stanju sklopova ili njihovom kombinacijom. Iako je to poprilično teško, moguće je stvarati normative utroška radnog vremena i materijala te izračunavati potrebne resurse za svaki zahvat održavanja ili za buduće razdoblje čime je omogućeno planiranje troškova (budžet). Sustav može obuhvatiti podatke o objektima održavanja i njihovom stanju te omogućiti arhiviranje podataka o pliskoturbinskim objektima. On može sadržavati podatke o mjerama sigurnosti koje treba provoditi pri održavanju i o mjerama zaštite okoliša. Sustav omogućava po-

vezivanje objekata održavanja s pripadajućim rezervnim dijelovima i tehničkom dokumentacijom. Također se mogu pokretati poslovi nabave od upita za ponude preko zahtjeva za nabavu do generiranja narudžbe, odnosno ugovora s dobavljačima roba ili usluga. Ukoliko je sustav dobro razrađen i vođenje pliskoturbinskog postrojenja je stručno, nabava rezervnih dijelova koje je glavni proizvođač i isporučitelj turbine kupovao od svojih podizvođača se može obavljati direktno od tih podizvođača čime se snižuju troškovi nabave i skraćuje vrijeme nabave. SUPO omogućava više razina odobravanja uz definiranje dopuštenog iznosa na zahtjevima za nabavu kako bi naručivanje bilo pod nadzorom. Pojednostavljuje se zaprimanje i ulaz rezervnih dijelova na skladište. On upravlja detaljnim podacima o materijalima na skladištu uključujući cijene i tehničke podatke potrebne za ponovnu narudžbu. Vode se min/maks zalihe koje omogućavaju signaliziranje trenutka kada treba pokrenuti nabavu, čime je osigurana raspoloživost pričuvnih dijelova upravo kada su potrebni. Uvođenje sustava upravljanja dokumentacijom uvodi i kontrolirani pristup dokumentaciji koja je vezana uz održavanje.

2. PRIPREMA ODRŽAVANJA PLINSKIH TURBINA

Pripremanje za održavanje plinskih turbina vezano na SUPO je prvi korak dobrog gospodarenja u elektrani s plinskom turbinom, jer se time vrijeme stajanja svodi na minimum. Ispravno obavljanje planiranog održavanja također osigurava direktnu korist u smanjenju prisilnih ispada te povećanoj startnoj pouzdanosti, koja se opet vraća u smanjenju nepredviđenog stajanja zbog izvanrednih situacija. Primarni faktori koji utječu na pripremu i planiranje održavanja su: turbinske konstrukcijske osobine, režim rada, vrsta goriva, program koji preporuča proizvođač, okolina u kojoj se odvija pogon, potrebe elektroenergetskog sustava, za-



Slika 2. Rastavljena komora izgaranja sa spojnim cijevima i svjećicom za paljenje (desno gore)

htjevi na raspoloživost, rezervni dijelovi koji stoje na raspolaganju, osoblje za održavanje, raspoloživa dijagnostika i ekspertni sustavi.

Dijelovi turbine koji traže najveću pozornost su vezani uz proces izgaranja te su izloženi visokim temperaturama vrućih plinova nastalih u sustavu izgaranja. Radi se o komponentama u sustavu izgaranja i na vrućoj strujnoj stazi plina, a tu spadaju plamene cijevi, kape, sklopovi sapnica goriva, spojne plamene cijevi, prijelazni komadi, turbinske sapnice, turbinski statorski vijenci te turbinske lopatice.

Temeljna konstrukcija i preporučljivo održavanje plinskih turbina svih glavnih proizvođača za teške pogonske uvjete su orijentirani prema: vremenski što duljem pogonu između pregleda i remonta, pregledu i održavanju na licu mjesta, korištenju lokalne područne radne snage za demontažu, te montaži opreme uz stručni nadzor i vođenje od strane proizvođača.

Pored održavanja osnovnog aparata plinske turbine, periodično servisiranje također zahtijevaju upravljački uređaji, oprema za mjerenje goriva, pomoćni uređaji plinske turbine, paket reduktora i generatora te drugi pomoćni uređaji. Održavanje se dakle mora koncentrirati na sljedećih pet osnovnih sustava: upravljanje i uređaji vezani uz upravljanje, izgaranje, turbina, generator te ostali pomoćni uređaji. Neraspoloživost upravljanja i uređaja vezanih uz upravljanje se općenito sastoji od ispada kratkog trajanja, dok se kod ostala četiri sustava radi o rjeđim, ali zato duljim ispadima. Za učinkovit program održavanja s točke gledišta raspoloživosti i troškova, moraju se usuglasiti pogonski planovi te prioriteta postrojenja s preporukama proizvođača pri čemu treba uzeti u obzir; broj i vrstu pregleda turbine, planiranje rezervnih dijelova te ostale faktore koji djeluju na životni vijek opreme.

Sve plinske turbine za teške pogonske uvjete imaju revizijske otvore za vizualni pregled staze plinova pomoću optičkog boroskopa i to kod srednjih kompresor-



Slika 3. Zaporni i regulacijski ventil tekućeg goriva s razdjelnikom (u sredini slike) prema komorama izgaranja

skih stupnjeva, a na turbini kod prvih, drugih, te prema potrebi ostalih turbinskih lopatica i dijelova sapništa. Ovi revizijski otvori koji se sastoje od radijalno pridruženih rupa kroz kompresorsko kućište, turbinsku ljusku i unutarnje statorske turbinske vijence (bandaže) su konstruirani tako da omogućuju penetraciju optičkog boroskopa u kompresorsko ili turbinsko područje strujne staze. Priprema boroskopskog pregleda i sam boroskopski pregled će dovesti do odluke da li je potrebna demontaža kućišta turbine i zamjena dijelova.

Boroskopski inspekcijski intervali se moraju bazirati na pogonskim režimima jedinice. Oni se također mogu bazirati na stručnom iskustvu o pogonskom režimu pojedinačnog stroja, gorivima koja se koriste te na rezultatima prijašnjih boroskopskih inspekcija. Primjena programa nadzora korištenjem boroskopa će omogućiti planiranje zastoja te planiranje nabave dijelova, što će omogućiti niže troškove održavanja i višu raspoloživost i pouzdanost plinske turbine.

3. PREGLEDI PRI ODRŽAVANJU PLINSKE TURBINE

Vrste pregleda pri održavanju se mogu općenito definirati kao pregledi u pogonu, pregledi pri stajanju u pričuvi, te pregledi u rastavljenom stanju. Pregledi u pogonu se obavljaju tako da se promatraju ključni parametri dok je turbina u pogonu. Pregledi pri stajanju u pričuvi se obavljaju kad to dozvoljava elektroenergetski sustav, tj. kada jedinica ne radi, a ti pregledi uključuju rutinsko servisiranje pomoćnih sustava i baždarenje. Pregledi u rastavljenom stanju traže otvaranje turbine za inspekciju unutarnjih komponenti koja se obavlja s različitim stupnjevima. Pregledi u rastavljenom stanju idu od pregleda sustava izgaranja preko inspekcije vruće staze plinova pa do glavnog pregleda.

Detalji svake inspekcije ili pregleda nakon kojeg slijedi i određeni zahvat se mogu opisati kao (3):

Pregledi u pogonu

Pregledi u pogonu se sastoje od kontinuiranih promatranja strojara u postrojenju za vrijeme rada jedinice. Sve počinje s uspostavljanjem pogonskih podataka bazne postave turbine za vrijeme početnog upuštanja nove jedinice te uspoređivanjem s baznom postavom poslije radova na demontaži, ugradnji novih dijelova i ponovnoj montaži. Baznu postavu možemo općenito definirati kao polazne montažne parametre (centriranje, zazori, tolerance, itd.) i pogonske parametre (tlakovi, temperature, protoci, itd.) koji su uspostavljeni pri prvim upuštanjima nove turbine, a isti su s nazivnim i garantnim parametrima ili su ta odstupanja gotovo zanemariva. Ta bazna postava služi kao referenca od koje se može mjeriti daljnje pogoršanje stanja jedinice. Podatke o turbini zapisujemo zato da bismo uspostavili normalne parametre upuštanja kao i ključne parametre stacionarnog stanja. Stacionarno stanje se definira kao uvjeti kod kojih se u prostoru kola ne događa promjena

temperature veća od 3 °C u periodu većem od 15 minuta. Podaci se moraju uzimati u redovitim intervalima te se trebaju zapisati da bi omogućili vrednovanje turbinskih performansi (stupnja djelovanja, izlazne snage) a po njima i zahtjeva održavanja. Za buduće akcije održavanja važni su sljedeći pogonski podaci: opterećenje u odnosu na ispušnu temperaturu, vibracije, protok goriva i tlak, tlak ulja za podmazivanje, ispušne temperature plina, varijacija raspodjele ispušnih temperatura plina te vrijeme upuštanja. Tu se mogu uključiti i drugi podaci. Analiza odstupanja od standardnih vrijednosti, tj. onih koje su karakteristične za određeno postrojenje pomažu u svladavanju nadolazećih nevolja, promjenama u kalibraciji ili dijagnostici oštećenih dijelova.

Opterećenje uspoređeno s ispušnom temperaturom

Potrebno je promatrati opći odnos između opterećenja i ispušne temperature te uspoređivati s prethodnim podacima. Okolišna temperatura te atmosferski tlak će imati određeni utjecaj na apsolutnu razinu temperature. Visoka temperatura ispuha je općenito indikator pogoršanja stanja unutarnjih dijelova, prevelikih propuštanja ili zaprljanog zračnog kompresora.

Vibracijska razina

Vibracijske karakteristike jedinice se moraju promatrati te zapisivati. Za vrijeme pogona događaju se manje promjene s promjenom pogonskih uvjeta. Međutim, velike promjene ili trend kontinuiranog povećanja će biti pokazatelj potrebe za korektivnom akcijom.

Protok goriva i tlak

Sustav goriva se mora pratiti zbog odnosa između goriva i opterećenja. Treba promatrati tlak goriva kroz sustav. Promjene u tlaku goriva mogu ukazivati da su prolazi goriva začepljeni ili da su mjerni elementi oštećeni ili izvan kalibracijskog područja.

Ispušna temperatura i raspršenje vrijednosti ispušne temperature

Najvažnija upravljačka funkcija koja se mora promatrati je ispušna temperatura te sustav izvrštavanja zbog prekomjerne temperature na ispuhu. Rutinska verifikacija rada te kalibracija ovih funkcija će minimizirati istrošenje dijelova na vrućoj stazi plina. Varijacije u raspršenju temperature ispuha turbine se trebaju redovito mjeriti i nadzirati. Velike promjene ili trend kontinuiranog povećanja u raspršenju temperature ispuha turbine će biti pokazatelj pogoršanja sustava izgaranja ili problema s razdiobom goriva. U slučaju trenda povećanja u raspršenju ispušnih temperatura, životni vijek dijelova vruće staze plinova će biti skraćen.

Vrijeme upuštanja

Vrijeme upuštanja je odlična referentna vrijednost prema kojoj se mogu uspoređivati i vrednovati svi ostali pogonski parametri. Krivulja startnih parametara; br-

zine vrtnje, signala goriva, ispušne temperature te ključnih stavaka kritičnog slijeda (sekvence) u odnosu na vrijeme od početnog signala starta će biti dobar pokazatelj stanja upravljačkog sustava. Odstupanja od normalnih uvjeta zahtijevaju dijagnostiku, kalibracijske promjene i određivanje stupnja oštećenja.

Vrijeme zaustavljanja

Vrijeme zaustavljanja je odličan pokazatelj centričnosti ležaja i stanja ležajeva. Vrijeme od trenutka kad je gorivo obustavljeno pri normalnoj obustavi pogona sve do trenutka kad je rotor došao u stanje mirovanja se uspoređuje i vrednuje. Pomno promatranje i nadziranje ovih pogonskih parametara će poslužiti kao baza za efektivno planiranje rada na održavanju i zahtjevima za potrebnim dijelovima pri održavanju.

Pregledi pri stajanju u pričuvi

Pregledi pri stajanju u pričuvi se obavljaju na svim plinskim turbinama, ali se osobito tiču plinskih turbina za vršna opterećenja te povremena opterećenja, gdje je startna pouzdanost od primarne važnosti. Ovaj pregled uključuje rutinsko servisiranje sustava akumulatora istosmjernje struje za havarijsku pumpu, promjenu filtara, provjeru razina ulja i vode, čišćenje releja te provjeru kalibracije uređaja. Servisiranje se može obaviti za vrijeme kad nije potrebno pokrivati vršno opterećenje, a bez prekidanja raspoloživosti turbine. Periodičko testiranje upuštanja (starta) je bitan dio pregleda pri stajanju. U dokumente kojima se služimo za vrijeme pregleda kada je turbina u stajanju i u pričuvi spadaju svaka sheme upravljanja / regulacije, tehnološke sheme toka medija te električke jednopolne sheme. Ti nacrti bi kod svih turbinskih proizvođača trebali davati vrijednosti za kalibriranje, pogonska ograničenja, pogonske karakteristike te sljedni red svih upravljačkih uređaja. Pogonsko osoblje kao i osoblje za održavanje bi trebalo redovito koristiti te informacije.



Slika 4. Pregled pri stajanju u pričuvi uključuje promjenu filtra, provjeru razine ulja, kalibraciju, provjeru elektronskih sustava, provjeru stanja akumulatorske baterije itd.

Pažljivo pridržavanje osnovnim zahtjevima održavanja ima značajni učinak na smanjenje ukupnih troškova održavanja te očuvanju visoke pouzdanosti turbine. Vrlo je bitno čuvati sve zapise o pregledima koji su napravljani te zapise o radovima na održavanju čime se stvara arhiva iz koje možemo izvući “povijest bolesti” pojedinog sustava.

Pregled sustava izgaranja

Inspekcija sustava izgaranja je relativno kratka obustava od oko tjedan dana po turbini s rastavljanjem te pregledom sapnica goriva, plamenih cijevi, prijelaznog komada, spojnih cijevi paljenja i držača, sklopa svjećica, detektora plamena, te protočnih rukavca izgaranja (3). Ovaj pregled se koncentrira na plamene cijevi izgaranja, prijelazne komade, sapnice goriva te poklopce komora za koje je općenito poznato da su među prvima koji traže zamjenu i popravak. Točni pregled, održavanje i popravak ovih stavaka će pridonijeti dužem životnom vijeku dijelova kao što su turbinska sapništa i lopatice. Plamene cijevi, prijelazni komadi te sapnice goriva bi se morale skinuti te zamijeniti s novim ili popravljenim komponentama da bi se vrijeme stajanja svelo na minimum. Demontirane plamene cijevi, prijelazni komadi te sapnice goriva se mogu poslati proizvođaču na popravak nakon što se jedinica vratila u normalni pogon pa će stajati na raspolaganju za sljedeći pregled i zamjenu. Tipični zahtjevi pri inspekciji izgaranja su: pregledati i identificirati komponente komore izgaranja, pregledati i identificirati svaku spojnu cijev za paljenje, držače i plamene cijevi, pregledati da li se u unutrašnjosti komore izgaranja nalaze krhotine te strani objekti, pregledati da li zavari košuljice komore izgaranja imaju pukotine, pregledati da li su sapnice goriva začepljene na vrhovima, pogledati eroziju vršnih rupa te sigurnosne rupe vrhova, pregledati prolaze svih fluida, zraka, tekućina, plina u sklopu sapnica u smislu začepljenja, erozije, izgaranja itd., pregledati da li se sklop svjećica slobodno giba, provjeriti stanje elektroda i izolatora, zamijeniti sve potrošne dijelove te dijelove koji su



Slika 5. Pregled sustava izgaranja – komore su rastavljene, pregled sapnica

izloženi habanju kao što su brtve, podložne pločice, matice, vijke, brtvila itd. Obaviti vizualnu inspekciju sapništa prvog stupnja turbine te boroskopsku inspekciju turbinskih lopatica da bismo vidjeli napredovanje istrošenja te pogoršanja stanja dijelova.

Pored toga obaviti boroskopsku inspekciju kompresora, u omotaču izgaranja promotriti stanje lopatičja na stražnjem kraju aksijalnog kompresora s boroskopom, vizualno pregledati kompresorski ulaz te turbinsko ispušno područje, provjeriti stanje ulaznih privodnih lopatica (IGV), IGV puškica, lopatica zadnjeg stupnja te komponenata ispušnog sustava. Provjeriti ispravni rad propuhivanja sapnica komora izgaranja te provjeriti ventile za propuhivanje. Potvrditi ispravno namještanje te kalibraciju upravljanja izgaranjem.



Slika 6. Pregled plinskog zapornog i regulacijskih ventila



Slika 7. Pregled ventila propuhivanja sapnica komora izgaranja u plinskom odjeljku (u pozadini regulacijski i zaporni ventil)

Nakon što je pregled sustava izgaranja završen, a jedinica je vraćena u pogon sa zamijenjenim novim dijelovima, mogu se demontirati, tj. skinuti dijelovi kao plamene cijevi te prijelazni komadi temeljito pregleda-

Tablica 1. Pregled vruće staze plina – ključni elementi

Pregled vruće staze plina		
Ključni dijelovi	Pregled u svrhu	Mogući zahvati
SAPNIŠTE	1. Oštećenje od stranog tijela 2. Oksidacija/erozija/korozija 3. Pukotine 4. Začepljenje rupa za hlađenje 5. Ostati vijek prevlake 6. Izobličenje sapništa 7. Abnormalno izobličenje 8. Abnormalno istrošenje 9. Nedostaci 10. Granice zazora	SAPNIŠTE
LOPATIČJE		Popravak zavora / obnova, Zamjena položaja, Nova navlaka
ULAZNE PRIVODNE LOPATICE (IGV) & PUŠKICE		LOPATIČJE
KOMPRESORSKO LOPATIČJE (BOROSKOP)		Skidanje i nova prevlaka
		Popravak zavora
		Granica zamora
		Progib bandaže
Raspoloživost na licu mjesta rezervnih dijelova je ključ za minimiziranje stajanja		
KRITERIJI	INSPEKCIJSKE METODE	
Pogonske upute	Vizualna	
Tehnička dokumentacija	Boroskop	
Terenski inženjer	Ostale metode	

ti i popraviti ako je nužno od strane osoblja termoelektrane uz stručni nadzor proizvođača na licu mjesta, ili direktno kod proizvođača. Demontirane sapnice gori-va se mogu očistiti na licu mjesta te protok isto tako provjeriti u vlastitoj radionici, ako postoji oprema za ispitivanje.

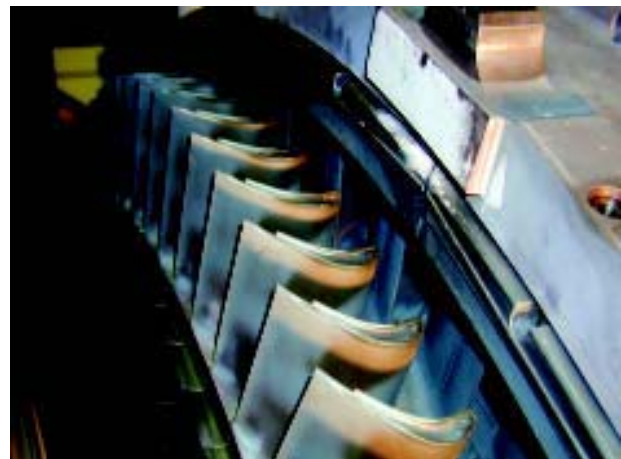
Pregled vruće staze plina

Svrha pregleda vruće staze plina je ispitati dijelove na koje nastrujava vrući plin i koji su izloženi visokim temperaturama od vrućih plinova nastalih procesom izgaranja pri čemu se pregledava i kompresor. Na zadnjim stupnjevima aksijalnog kompresora stlačeni zrak ima visoku temperaturu i taj dio je pod neposrednim utjecajem turbinskog sustava izgaranja pa se pregled kompresora obavlja kao pregled vruće staze plina. Pregled dijelova vruće staze plina kako je prikazan u tablici 1. uključuje puni opseg pregleda od sustava izgaranja te



Slika 8. U sredini prijelazni kanali vrućeg plina koji spajaju komore izgaranja (na desnoj strani) prema sapništu i lopatičju prvog turbinskog kola (na lijevoj strani)

dotatno detaljni pregled turbinskih sapništa, statorskih vijenaca i turbinskih lopatica. Za obavljanje ove inspekcije mora se odmaknuti gornja polovina turbinskog kućišta. Prije odmicanja kućišta, nužno je osigurati odgovarajuće nosače za održavanje simetrale turbine, što se čini mehaničkim ili hidrauličkim dizačima kojima ćemo održati centričnost rotora prema statoru, dobiti točne zapore između polovica kućišta te spriječiti uvijanje statorskog kućišta.



Slika 9. Lopatičje sapništa i prvog turbinskog kola rotora

Za pregled vruće staze plina, svi prijelazni komadi te sklopovi sapništa prvog stupnja se moraju demontirati. O odmicanju sklopova segmenata sapništa drugog, trećeg i viših stupnjeva se odlučuje na licu mjesta, ovisno o rezultatima vizualnog promatranja te mjerenjima zazora. Lopatice se obično mogu pregledati na licu mjesta. Također se pregledavaju pomoću fluorescentnog penetranta lopatice radi detektiranja pukotina (4). Pored toga moraju se izmjeriti unutarnje radijalne i aksijalne zračnosti turbine (otvorene i zatvorene) prilikom

pregleda vruće staze plina. Tipični zahtjevi prilikom pregleda vruće staze plina su (3):

- Pregled i zapisivanje stanja lopatica svih turbinskih stupnjeva. U slučaju da je utvrđeno da turbinske lopatice treba skinuti to treba učiniti prema uputama proizvođača. Zaštitna navlaka prvog stupnja lopatica treba ići na procjenu ostatnog trajanja te navlake.
- Pregled i zapisivanje stanja sapništa svih turbinskih stupnjeva (koliko stupnjeva turbina ima).
- Pregled i zapisivanje stanja brtvi dijafragmi zadnjih sapništa. Provjeriti jesu li brtve istrošene te je li pogoršano stanje zazora.
- Zapisati zapore na vrhovima lopatica. Pregledati zapore, istrošenje te pogoršanje stanja. Provjeriti da li ima struganja i naslaga, zatim provjeriti pukotine, eroziju, oksidaciju, na statorskim turbinskim vijencima.
- Provjeriti te zamijeniti pokvarene termoparove u prostoru turbinskog kola.
- U ulaznom sabirnom prostoru kompresora promatrati stanje prednjeg dijela kompresora. Posebnu pozornost posvetiti ulaznim privodnim lopaticama pri čemu treba vidjeti je li se pojavila korozija, postoji li istrošenje puškice koje se očituje u velikom zazoru te pucketanju privodnih lopatica.
- U ovojnoj oplati izgaranja s boroskopom ispitati stanje zadnjeg lopatičja aksijalnog kompresora.
- Vizualno ispitati turbinski ispušni prostor i vidjeti javljaju li se znakovi pukotina ili istrošenja.

Sklop sapništa prvog stupnja je izložen direktno vrućem plinu nastalom u procesu izgaranja te je izložen najvišim temperaturama u turbinskom odjeljku. Takvi uvjeti često uzrokuju oksidaciju i pukotine u sapništu što se zapravo i očekuje. Sapništa drugog, trećeg i daljnjih stupnjeva su izložena visokim opterećenjima savijanja, koja u kombinaciji s pogonskim temperaturama mogu dovesti do progiba te zatvaranja kritičnih aksijalnih zračnosti. Nepredviđena naprezanja sapništa se mogu do određenog stupnja tolerirati te su ustanovljeni kriteriji za određivanja vremena kad je potreban popravak. Može se uzeti kao opće pravilo da sapništa prvog stupnja traže određene zahvate (popravak) kod pregleda vruće staze plinova. Sapništa drugog i trećeg stupnja mogu zahtijevati obnovu da bi se uspostavili odgovarajući aksijalni zazor. Normalno se turbinska sapništa mogu popravljati nekoliko puta da bi se produžio njihov životni vijek pri čemu usporedba troškova popravka s troškovima zamjene diktira odluku o zamjeni. Navlake (premazi) igraju kritičnu ulogu u zaštiti lopatica prvog stupnja, tj. navlake osiguravaju da će se visoka čvrstoća održati te da životni vijek lopatica glede loma zadovoljava projektne kriterije. To je osobito važno kod konstrukcija hlađenih lopatica koje rade na temperaturama paljenja iznad 1080 °C. Znatna izloženost osnovnog metala nepovoljnim pogonskim uvjetima će ubrzati brzinu zamora što će dovesti do

prerane zamjene kroz interakciju povećane temperature i naprezanja te smanjenja čvrstoće materijala. Ovaj proces degradacije se razvija zbog oksidacije i nezaštićene osnovne legure.

Čak i najbolje prevlake koje stoje na raspolaganju imaju konačni životni vijek, a stanje prevlake će igrati glavnu ulogu određivanju životnog vijeka i zamjeni lopatice (5). Obnova lopatice kroz ogoljenje površine lopatice te nanošenja nove prevlake je mogućnost za produljenje životnog vijeka lopatice, ali ako je odabrano nanošenje nove prevlake ono se mora učiniti prije nego što je stara prevlaka probijena, tj. prije nego je osnovni metal izložen. Obično se nanošenja nove prevlake obavlja pri pregledu vruće staze plinova. U slučaju da nanošenje nove prevlake nije napravljeno za vrijeme inspekcije vruće staze plinova, može se pretpostaviti da će one trajati do glavne inspekcije (pregleda) kada će se lopatice morati zamijeniti. Za F klasu plinskih turbina nanošenje nove prevlake lopatica prvog stupnja se preporuča kod svakog pregleda (inspekcije) vruće staze plinova. Ekonomija nanošenja nove prevlake mora gledati na troškove nanošenja prevlake nasuprot troškova zamjene lopatica u učestalijim intervalima. Vizualna i boroskopska ispitivanja dijelova vruće staze plina za vrijeme inspekcije izgaranja, kao i mjerenja progiba sapništa će omogućiti vlasniku da nadzire stanja izobličjenih naprezanja kao i njihovo napredovanje. Predviđanja o životnom vijeku će time biti točnija, a omogućit će korisniku odgovarajuće vrijeme za planiranje zamjene ili obnove u vrijeme pregleda vruće staze plina. Važno je shvatiti da želimo li izbjeći produženje pregleda vruće staze plinova, nužno je da rezervni dijelovi budu pravodobno na radilištu prije obustave pogona zbog pregleda

Glavni pregled

Svrha glavnog pregleda je ispitivanje unutarnjih rotirajućih i statorskih komponenata od usisa stroja do ispušnog dijela stroja. Glavni pregled bi se trebao planirati u skladu s preporukama priručnika za održavanje ili pod stručnim vodstvom isporučitelja plinskoturbinskog postrojenja. Pregled uključuje sve glavne komponente od kompresora do same turbine koje su podložne pogoršanju stanja za vrijeme normalnog turbinskog pogona. Ova inspekcija uključuje prijašnje elemente pregleda izgaranja i vruće staze plina pored otvaranja kompletne plinske turbine na horizontalnim spojevima te preglede pojedinačnih komponenti (3).

Prije odmicanja kućišta jedinica se mora odgovarajuće poduprijeti. Odgovarajuća podupora simetrale korištenjem mehaničkih dizača uz postupak dizanja te podupore su nužni da bi osigurali točnu centričnost rotora prema statoru te da bi spriječili uvijanja.

Zahtjevi glavnog pregleda za sve strojeve su:

- Sve radialne i aksijalne zračnosti se provjeravaju u odnosu na njihove orginalne vrijednosti (otvorene i zatvorene).

- Kućišta i difuzori se pregledavaju radi mogućih pukotina i erozije.
- Pregledava se zaprljanost, erozija, korozija te propuštanje kompresorskog ulaza i kompresorske strujne staze. Pregledavaju se ulazne privodne lopatice pri čemu se ispituje korozija, istrošenje puškica te lomovi na lopaticama.
- Provjeravaju se zazori na vrhovima rotorskih i statorskih kompresorskih lopatica, udarna oštećenja, korozijski piting, savijanje i pukotine.
- Turbinski vijenci statora se provjeravaju na zračnosti, eroziju, struganje, pukotine, te na nagomilavanje.
- Brtve i kuke za namještanje turbinskih sapnica te dijafragme pregledavaju se na struganje, eroziju, zajed, toplinsko pogoršanje stanja.
- Turbinske lopatice se demontiraju te se obavlja nerazarujuće ispitivanje lopatica i korijena lopatica (Navlaka na lopaticama prvog stupnja se mora vrednovati radi ostatnog vijeka navlake). Lopatice prvog stupnja na koje nisu navučene navlake pri pregledu vruće staze plina se moraju zamijeniti.
- Mora se obaviti pregled rotora.
- Ležajevi i brtve se pregledavaju na zračnosti i istrošenje.
- Ulazni sustavi se pregledavaju radi korozije, napuknutih prigušivača i olabavljenih dijelova.
- Ispušni sustavi se pregledavaju radi pukotina, napuknutih prigušnih panela te izolacijskih panela.
- Provjera centričnosti – plinska turbina prema generatoru / plinska turbina prema reduktoru.

4. FAKTORI ODRŽAVANJA I ŽIVOTNI VIJEK

Svi faktori koji imaju utjecaj na životni vijek opreme korisnik mora uzeti u obzir pri planiranju održavanja (6). Ciklusi startanja ili drugim riječima učinci cikličkog pogona, temperatura paljenja (izgaranja), gorivo te razina injektiranja vode ili pare su ključni faktori u određivanju zahtjeva na interval održavanja, budući da ti faktori direktno utječu na životni vijek kritičnih dijelova plinske turbine. Uzroci gubitka funkcionalnosti turbinskih komponenata na vrućoj stazi plina pri kontinuiranom pogonu su lomovi, puzajući progib, visoko-ciklički zamor (7), korozija, oksidacija, erozija, trenje / trošenje, oštećenja od stranog tijela. Uzroci gubitka funkcionalnosti turbinskih komponenata na vrućoj stazi plina pri vršnom opterećivanju su; toplinski mehanički zamor, visoko-ciklički zamor, trenje / trošenje, oštećenje od vanjskog tijela.

Kod plinskih turbina dolazi do istrošenja i gubitka funkcije pojedine komponente na različite načine pri različitim pogonskim uvjetima. Toplinski mehanički zamor je dominantno ograničenje životnog vijeka za strojeve koji rade vršno, dok su puzanje, oksidacija, te korozija dominantna ograničenja životnog vijeka za strojeve s kon-

Tablica 2. Troškovi održavanja i životni vijek opreme su pod utjecajem ključnih faktora pogona (prema GE)

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Učinci cikličkog pogona • Temperatura paljenja (izgaranja) • Gorivo • Injektiranje pare/vode |
|---|

tinuiranim baznim pogonom. Interakcije između ovih mehanizama se intenzivno istražuju te primjenjuju u konstrukcijskim kriterijima velikih proizvođača. Poduzeće GE (većina turbina u Hrvatskoj) bazira zahtjeve za održavanje plinskih turbina na nezavisnom brojenju startova i sati. Onaj kriterij ograničenja koji je prvi postignut će određivati interval održavanja.

Alternativa GE pristupu, koji se nekad upotrebljava kod drugih proizvođača, zamjenjuje svaki startni ciklus u ekvivalentni broj operativnih sati (EOH = Equivalent operating hours) s inspekcijskim intervalima baziranim na brojenju ekvivalentnih sati. Može se reći da se GE kao veliki isporučitelj općenito ne slaže s tim pristupom. Naime on smatra da ta logika može stvoriti dojam duljih intervala održavanja, dok su u stvarnosti potrebni češći pregledi (inspekcije) održavanja.

Učinci cikličkog pogona

Uz satno bazirani kriterij održavanja podosta vlasnika turbina i proizvođača svoje odluke donosi na startno baziranom kriteriju održavanja. Za startno bazirani kriterij održavanja, moraju se razmotriti pogonski faktori vezani uz cikličke efekte generirane za vrijeme upuštanja, pogona i obustave turbine. Pogonski uvjeti drugačiji od standardnog slijeda upuštanja (starta) te obustave mogu potencijalno smanjiti životni vijek komponenata vruće staze plinova i rotora, te ako se takvo ne-standardno upuštanje i obustava često ponavljaju, zahtijevat će češće održavanje i obnovu dijelova ili zamjenu.

Ciklički učinci na dijelove vruće staze plinova

Ubrzavanje, opterećivanje, rasterećivanje te obustava generiraju promjene u temperaturi plina, a one opet izazivaju promjene u temperaturi metala. Kod brzih promjena u temperaturi plina, rubovi lopatice ili sapništa imaju bržu promjenu od debljih dijelova presjeka lopatice. Ti gradijenti proizvode toplinska naprezanja, koja, ako se učestalo ponavljaju mogu dovesti do pucanja. Ubrzavanje proizvodi prijelazna tlačna naprezanja u lopatici budući da se vodeći rub zagrijava puno brže od debljeg glavnog presjeka aerodinamičkog profila (4). Pri uvjetima punog opterećenja lopatica postize maksimalnu temperaturu metala te maksimalna tlačna naprezanja, a njima su uzrok temperaturni gradijenti normalnih stacionarnih stanja u ohlađenom dijelu lopatice. U obustavi, uvjeti se obrću pri čemu se rubovi lopatica hlade brže od glavnog presjeka što dovodi do vlačnog naprezanja na vodećem rubu.

Svaka pogonska situacija, koji značajno povećava raspon deformacija i maksimalnu temperaturu metala iznad uvjeta normalnog pogona, će djelovati tako da će smanjiti životni vijek zbog zamora te će povećati faktor održavanja baziran na broju upuštanja (startova).

Značajno povećanje u rasponu deformacija za pogone u kojima je bilo puno izvrštavanja rezultira sa znatno skraćenim životnim vijekom. Izvrštavanje turbine je u svakom pogledu veliki šok za turbinu. Jedno izvrštavanje turbine iz punog opterećenja se po iskustvu velikih proizvođača (3) izjednačava sa osam normalnih obustava turbine. Izvrštavanja iz djelomičnog opterećenja će imati smanjeni utjecaj zbog nižih temperatura metala pri započinjanju događaja izvrštavanja.

1 IZVRŠTAVANJE = 8 NORMALNIH OBUSTAVA

Slično izvrštavanjima iz djelomičnog opterećenja, izvanredni startovi te brzo opterećivanje će utjecati na intervale održavanja koji se baziraju na startovima. Radi se o povećanom rasponu deformacija koje su vezane uz startove (ili upuštanja), a posebno brza upuštanja. Izvanredni startovi u kojima jedinice kreću od stanja mirovanja do punog opterećenja u manje od pet minuta se mogu izjednačiti efektivno s životnim trajanjem dijelova od 20 normalnih startnih ciklusa. Normalni start s brzim opterećivanjem, tj. bržim od dozvoljenog se može izjednačiti efektivno s životnim trajanjem dijelova od dva normalna upuštanja (starta). Dok opisani faktori skraćuju interval održavanja baziran na startovima, pogonski ciklusi s djelomičnim opterećenjem bi dozvoljavali određeno produženje intervala održavanja. Dozvoljavamo da postoje razilaženja između glavnih svjetskih proizvođača kao i između vodećih stručnjaka, ali ona nisu tako velika da se u prvoj aproksimaciji ne bi mogli prihvatiti opisani odnosi.

Ciklički učinci na dijelove rotora

Pored komponenata vruće staze plina, zahtjevi na održavanje i obnavljanje konstrukcije rotora su također pod utjecajem cikličkih učinaka vezanih uz upuštanje, pogon i obustavu. Faktori održavanja specifični za određeni pogon (vršni, bazni) i rotorsku konstrukciju se moraju odrediti i inkorporirati u pogonsko planiranje održavanja. Kada akumulirani rotorski startovi dosegnu granicu za pregled (inspekciju) potrebno je rastavljanje te inspekcija svih rotorskih komponenti. Kod rotora su toplinski uvjeti pri započinjanju slijeda starta glavni faktor u određivanju intervala održavanja rotora te u pojedinačnom životnom vijeku rotora. Rotori koji su hladni kada započinje upuštanje razvijaju prijelazna toplinska naprezanja kako se turbina vodi na mrežu. Veliki rotor s dužim toplinskim vremenskim konstantama razvijaju veća toplinska naprezanja od manjih rotora, prolazeći kroz isti vremenski slijed upuštanja. Viša toplinska naprezanja će skratiti intervale održavanja te životni vijek zbog toplinsko mehaničkog zamora. U periodu od 1950. do 1970. kada je rast energetskog

tržišta vodio ka sve većim parnim turbinama koje rade na sve višim temperaturama u izgradnji parnih turbina je prepoznata potreba za prilagodbom vremena upuštanja. Slično kao što su se rotor parnih turbina povećavali u vremenu od 1950-tih do 1960., rotor plinskih turbina su doživljavali trend rasta u periodu od 1980. do 2000., tj. kako je tehnologija napredovala da bi zadovoljila potražnju za kombiniranim procesima i većim toplinskim stupnjem djelovanja. Sa sve većim rotorima, lekcije naučene iz parnoturbinskog iskustva, a nedavno iz plinskoturbinskog iskustva se ugrađuju u upravljanje upuštanjem (startom) za plinske turbine.



Slika 10. Rotor plinske turbine (1., 2., 3. stupanj turbinskih lopatica)



Slika 11. Turbinski rotor s prvim, drugim i trećim kolom lopatica i sa statorskim sapništima prvog, drugog i trećeg stupnja

Faktor održavanja rotora za upuštanje (start) je funkcija stajanja koje je slijedilo prethodni period pogona. Kako se vrijeme stajanja povećava, temperatura metala rotora se približava okolišnim uvjetima te se time povećava utjecaj toplinskog zamora za vrijeme startova koji će slijediti. Hladni startovi nisu jedini pogonski faktor koji utječe na intervale održavanja rotora i ži-

votni vijek rotora. Brzi startovi te brzo opterećivanje kada se turbina brzo diže na puno ili djelomično opterećenje generiraju nepovoljne toplinske gradijente te za sam rotor znače puno teže pogonske uvjete od onih kada se turbina upušta unutar zadanih i normalnih startnih vremena. Izvrštavanja sa opterećenja, a osobito izvrštavanja iza kojih slijede brzi ponovni startovi skraćuju interval održavanja rotora isto kao i vruće ponovno startanje unutar prvog sata obustave.

Temperatura paljenja (izgaranja)

Izraziti pogon u vršnom opterećenju, zbog visokih pogonskih temperatura će zahtijevati češće održavanje i zamjenu komponenata vruće staze plinova. Više temperature skraćuju životni vijek dijelova na vrućoj stazi plinova, dok niže temperature produžuju životni vijek dijelova. Time se dobiva mogućnost za izjednačavanje negativnog učinaka pogona s vršnim opterećenjem u periodima rada s djelomičnim opterećenjem. Međutim, važno je primijetiti da izjednačavanje vršnog i djelomičnog opterećenja neće dovesti do jednostavnog poravnjanja efekata. Također je važno znati da smanjenje opterećenja ne znači uvijek i smanjenje temperature. Kod primjena s kotlom na ispušne plinove, gdje generiranje pare ima utjecaja za ukupni stupanj djelovanja postrojenja, opterećenje se prvo smanjuje tako da se smanjuje količina goriva, a potom zatvaraju ulazne privodne lopatice da bi se smanjio ulazni protok zraka te istodobno održala maksimalna ispušna temperatura. Za primjenu kod kombiniranih procesa, temperatura paljenja se ne smanjuje sve dok opterećenje nije smanjeno na ispod približno 80% od nazivnog opterećenja. Obrnuto, turbina koja vozi u otvorenom procesu zadržava potpuno otvorene ulazne privodne lopatice za vrijeme smanjenja opterećenja na 80% od nazivnog opterećenja, te će doživjeti smanjenje od 111 °C u temperaturi paljenja na ovoj izlaznoj razini. Učinci na životni vijek dijelova na vrućoj stazi plinova za ove različite režime su, jasno, potpuno različiti. Učinci temperature paljenja na održavanje dijelova na vrućoj stazi plinova, kako je opisano odnose se na spaljivanje čistih goriva kao što su zemni plin i ekstra lako lož ulje, pri čemu je puzajući lom komponenata na vrućoj stazi plinova primarno ograničenje životnog vijeka te je ujedno mehanizam koji određuje utjecaj intervala održavanja vruće staze plinova. Kod teških loživih ulja s pepelom, korozija i naslage su primarni utjecaji te se javljaju različiti odnosi s temperaturom paljenja.

Gorivo

Goriva koja se spaljuju u plinskim turbinama su u rasponu od čistog prirodnog plina do ostatnih lož ulja pa itekako utječu na održavanje. Teža ugljikovodikova goriva imaju viši faktor održavanja. Teža ugljikovodikova goriva obično oslobađaju veću količinu toplinske energije zračenjem, što dovodi do smanjenja životnog vijeka komponenti u sustavu izgaranja, a često sadrže korozijske elemente kao što su natrij, kalij, vanadij i

olovo koji mogu dovesti do ubrzane vruće korozije turbinskog sapništa i lopatičja. Dodatno neki elementi u ovim gorivima mogu prouzročiti naslage, bilo direktno, ili preko spojeva koji se formiraju s inhibitorima upotrebljenim da bi se spriječila korozija. Te naslage imaju utjecaj na stupanj djelovanja te mogu voditi ka učestalijim zahvatima održavanja. Laka loživa ulja općenito ne sadrže velike količine korozivnih elemenata, ali štetni zagađivači mogu biti prisutni u gorivu nakon što je već isporučeno korisniku. Dva učestala načina zagađivanja lakog loživog ulja su: ostaci slane vode koja se miješa s teretom za vrijeme morskog transporta, te zagađivanje za vrijeme transporta u tankerima do mjesta potrošnje, a isto tako u kamionima ili cjevovodima koji su prethodno korišteni za transport zagađenog goriva, kemikalija ili benzina s olovom.

Pošiljka zagađenog goriva može prouzročiti znatne štete komponentama vruće staze plinova u plinskoj turbini. Potencijalno visoki troškovi održavanja te gubitak raspoloživosti se može smanjiti ili eliminirati:

- Dostavljanjem točne specifikacije goriva isporučitelju goriva. Za tekuća goriva, svaka pošiljka treba uključivati izvješće kojim se identificira gustoća, plamište, viskozitet, sadržaj sumpora, točka skrućivanja te sadržaj pepela u gorivu.
- Redovitim uzimanjem uzoraka goriva za analizu kvalitete goriva. Kao dio programa uzimanja uzoraka preporuča se nadzor količine vode u tekućem gorivu za vrijeme pogona pomoću prenosivog analizatora koji još uz to može očitavati vanadij, olovo, natrij, kalij, kalcij i magnezij.
- Osiguranjem odgovarajućeg održavanja sustava pripreme goriva pri izgaranju težih loživih ulja te ugradnjom opreme za pročišćavanje pri izgaranju goriva kod kojih postoji potencijalna opasnost od zagađivanja.

Pored njihove prisutnosti u gorivu, zagađivači mogu također ući u turbinu preko usisanog zraka te iz pare ili vode injektirane da bi se upravljalo NOx emisijom ili jednostavno zbog izvanrednog povećanja snage turbine. Prijenos iz isparnih hladnjaka je drugi izvor zagađivanja. U nekim slučajevima je otkriveno da ovi izvori zagađivanja uzrokuju degradaciju vruće staze plinova jednaku onoj koja se javlja sa zagađivačima u gorivu. Specifikacije proizvođača definiraju granice za maksimalnu koncentraciju zagađivača u gorivu, zraku, te vodi ili pari.

Injektiranje pare / vode

Injektiranje vode (ili pare) radi kontrole emisije ili povećanja snage može utjecati na životni vijek dijelova kao i na intervale održavanja čak i kad voda i para zadovoljavaju specifikacije proizvođača. Dodana voda utječe na fizikalna (transportna) svojstva vrućeg plina (8). Posebice viša toplinska vodljivost povećava prijelaz topline na lopatice i sapnište te može voditi ka višim temperaturama metala, a manjem životnom vijeku kako je to prikazano u tablici 3 (prema GE).

Tablica 3. Injektiranje pare / vode i životni vijek lopatica / sapnica

Injektiranje pare / vode povećava temperaturu metala dijelova na vrućoj stazi plinova
<ul style="list-style-type: none"> • Voda utječe na transportna svojstva plina k - Toplinska vodljivost C_p - Specifična toplina μ - Viskozitet • To povećava koeficijente prijelaza topline • Što povećava temperaturu metala te smanjuje životni vijek lopatica
Primjer (MS7001EA Lopatica prvog stupnja) : 3% pare (25 ppm NOx) $H = +4\%$ (koeficijent prijelaza topline) $T_{\text{metala}} = + 8 \text{ } ^\circ\text{C}$ $\text{Životni vijek} = - 33\%$
ZA KONSTANTNU TEMPERATURU PALJENJA (prema GE)

Utjecaj na životni vijek dijelova zbog injektiranja pare i vode je funkcija načina upravljanja turbinom. Upravljački sustav na najvećem broju primjena s baznim opterećenjem smanjuje temperaturu paljenja pri injektiranju vode ili pare. To stvara protutežu učinku višeg prijelaza topline na plinskoj strani pa rezultira smanjenim utjecajem na životni vijek lopatica. Međutim, na nekim postrojenjima je upravljački sustav projektiran tako da zadrži temperaturu paljenja (izgaranja) konstantnom s razinom injektiranja vode. To rezultira dodatnom snagom jedinice, ali smanjuje životni vijek dijelova. Jedinice upravljane na ovaj način se općenito primjenjuju za vršna opterećenja gdje je broj pogonskih sati godišnje nizak te gdje su vlasnici odredili da je smanjeni životni vijek dijelova opravdan s obzirom na povećanje snage.

Dodatni faktor povezan s injektiranjem vode ili pare stoji u odnosu s višim aerodinamičkim opterećenjem turbine koje je posljedica toga što injektirana voda po-

većava kompresijski (tlačni) omjer procesa (P). To dodatno aerodinamičko opterećenje može povećati brzinu progiba drugog i trećeg stupnja sapništa, što će skratiti interval popravljivanja za ove komponente. Međutim, uvođenjem legura s visokom čvrstoćom puzanja za drugi i treći stupanj sapništa, ovaj faktor se može smanjiti.

Kakvoća zraka

Troškovi održavanja i pogonski troškovi su također pod utjecajem kakvoće zraka kojeg turbina usisava. Pored pogubnih učinaka zagađivača u zraku na komponente vruće staze plina, zagađivači kao što su prašina, sol i ulje mogu prouzročiti eroziju lopatica kompresora, koroziju i zaprljanje (9). Čestice od dvadeset mikrona koje ulaze u kompresor mogu uzrokovati značajnu eroziju lopatica (4). Zaprljanje može biti prouzročeno od pod-mikronskih čestica prljavštine koje ulaze u kompresor kao i od usisavanja uljnih para, dima, morske soli te industrijskih para.

Korozija kompresorskog lopatičja uzrokuje piting površina lopatica koji dodatno povećava hrapavost površine, a također služi kao potencijalno mjesto za početak loma od zamora. Hrapavost površine i promjena aerodinamičkog profila lopatice će smanjiti protok kroz kompresor i stupanj djelovanja kompresora što smanjuje izlaznu snagu plinske turbine te ukupni toplinski stupanj djelovanja. Praksa govori da je pogoršavanje stanja aksijalnog kompresora glavni uzrok gubitku snage plinske turbine te smanjenju stupnja djelovanja. Na svu sreću puno se može učiniti kroz odgovarajući pogon i postupke održavanja radi smanjenja povratljivih gubitaka zbog zaprljanja. Na raspolaganju stoje uređaji za pranje kompresora (10). Pranje kompresora za vrijeme pogona se koristi da bismo održali stupanj djelovanja kompresora pranjem kompresora dok je pod opterećenjem, i to prije nego nastupi značajno zaprljanje kompresora. Pranje kompresora izvan pogona se koristi kad je kompresor plinske turbine toliko onečišćen da je



Slika 12. Održavanje pomoćnog sustava vode za injektiranje ako se radi s tekućim gorivom može biti itekako važno

nužno obustaviti pogon te ga pomoću detergenta oprati. Drugi postupci uključuju sustav filtriranja ulaza zraka te pranje kompresorskog lopatičja suhim ledom.

Također postoje nepovratljivi gubici. U kompresoru oni su obično prouzrokovani hrapavošću površine koja nije vezana uz naslage na površini, nego uz eroziju te trošenje vrhova lopatica. U turbini se mijenja površina grla sapništa, povećava se zazor vrha lopatice, a sa zazorom i propuštanjem. Određeni stupanj degradacije stupnja djelovanja se može očekivati i na dobro održanim turbinama. Pogoršanje rada kompresora se mora dijagnosticirati u pogonu i redovitim nadzoru i to kroz zapisivanje parametara performansi kompresora ili bolje rečeno praćenjem podataka na zaslonu računalnog sustava koji vodi turbinu.

5. PLANIRANJE DIJELOVA ZA PLINSKU TURBINU I VREMENSKI INTERVALI ZA PREGLEDE

Nedostatak odgovarajućih dijelova u termoelektrani može imati bitni utjecaj na raspoloživost postrojenja; stoga prije određenog pregleda s planiranim rastavljanjem, odgovarajući dijelovi uz pomoć SUPO-a moraju pravodobno biti pohranjeni u skladištu. Planirano stanje pri pregledu sustava izgaranja koje bi trebalo trajati samo tjedan dana, može potrajati tjednima ukoliko nema dijelova. Svaki proizvođač daje preporuke koje se tiču tipova i količina rezervnih dijelova; međutim ovisi o vlasniku kada će kupovati rezervne dijelove uzimajući u obzir odgovarajuća vremena od narudžbe do isporuke. Pravodobna briga o rezervnim dijelovima osigurava njihovu raspoloživost upravo u vrijeme kada se obavljaju planirani pregledi. Dobro je pripremiti listu zamjenjivosti za više jedinica. Elektroprivredna poduzeća nastoje posjedovati plinske turbine istog tipa upravo zbog međusobne zamjenjivosti dijelova. Proizvođači turbina mogu pomoći termoelektranama u određivanju odgovarajućih intervala održavanja za njihovu pojedinačnu primjenu. Razvijene su jednadžbe koje se mogu upotrijebiti da bi se odredili specifični intervali pregleda vruće staze plina te glavnog pregleda. Kriterij baziran na satima za vruću stazu plina se određuje iz izraza što slijedi prema GE (3):

Interval održavanja (u satima) = $24000 / \text{Faktor održavanja}$ (1)

pri čemu je Faktor održavanja u funkciji (G = Godišnji pogonski sati baznog opterećenja na plinsko gorivo, D = Godišnji pogonski sati baznog opterećenja na tekuće gorivo, H = Godišnji pogonski sati teškog loživog ulja, P = Godišnji pogonski sati vršnog opterećenja, I = Postotak injektiranja vode / pare u odnosu na ulazni zračni protok, te nekih drugih varijabli o čemu se detaljnije može naći u citiranoj literaturi. S tom jednadžbom, faktor održavanja se određuje iz omjera faktoriziranih pogonskih sati i stvarnih pogonskih sati.

Faktorizirani sati uzimaju u obzir specifičnosti pogonskog ciklusa, a odnose se na tip goriva, postavno opterećenje te injektiranje pare ili vode. Faktori održavanja veći od jedan smanjuju interval pregleda vruće staze plina idealnog slučaja od 24000 sati za kontinuirano bazno opterećenje, a manji od jedan povećavaju interval pregleda.

Interval održavanja se može bazirati na osnovi broja upuštanja (startova). Tada je izraz za interval održavanja;

Interval održavanja (startovi) = $S / \text{Faktor održavanja}$

pri čemu je S = broj startova, a Faktor održavanja = Faktorizirani startovi / stvarni startovi, a stvarni startovi su funkcija godišnjeg broja startova/obustava s djelomičnim opterećenjem (<60% opterećenja), s normalnim baznim opterećenjem, s vršnim opterećenjem i još nekih drugih empirijskih faktora.

Interval održavanja rotora se obično bazira na startovima, a za njega postoje različiti izrazi koje daju pojedini proizvođači. U proračunu intervala održavanja rotora baziranog na startovima određuju se ekvivalentni startovi za hladne, tople i vruće startove preko definiranog perioda vremena tako da se množi odgovarajući hladni, topli, vrući pogonski faktor s brojem hladnih, toplih i vrućih startova. U ovom proračunu mora se uzeti u obzir vrsta starta (ili upuštanja). Pored toga se moraju pribrojiti ekvivalentni startovi za izvrštavanje iz opterećenja.

Učestalost osnovnih tipova pregleda te veličina stajanja varira unutar skupine plinskih turbina zbog različitih pogonskih ciklusa te ekonomskih potreba da jedinica bude u stanju pogonske pripravnosti. Ovisno o opsegu radova koji se moraju napraviti za vrijeme svakog zadatka održavanja, može biti potreban period hlađenja do 24 sata pa i više. To vrijeme se može produktivno koristiti za pripremu posla, ispravno obilježavanje te blokiranje opreme koja će ostati izvan pogona, te za općenite pripreme radove. Pri završetku radova održavanja te sistemskim provjerama, mora se uzeti u obzir potrebno vrijeme rada stroja za okretanje prije startanja jedinice.

6. PLANIRANJE OSOBLJA ZA ODRŽAVANJE

Vrlo je važno planirati osoblje za održavanje prije same obustave. U Hrvatskoj postoji golem potencijal tehničara i inženjera koji mogu raditi na poslovima održavanja, ali bilo bi iluzorno njih angažirati bez stručnog vodstva proizvođača turbine i bez preuzimanja odgovornosti za vođenje reparatura od strane glavnog isporučitelja plinskoturbinskog postrojenja. Jasno je da globalno postoji mogućnost angažiranja vrlo specijaliziranih poduzeća za stručno vođenje poslova održavanja plinskoturbinskog postrojenja neovisno o glavnom isporučitelju, ali to nosi određene opasnosti čak ako je cijenom povoljno, jer će se u slučaju većih

problema na postrojenju opet morati konzultirati ili tražiti usluge glavnog isporučitelja. Glavni isporučitelj će uvijek tražiti usluge domaće stručne radne snage ako ona nije preskupa. Dobro rješenje za vlasnika (HEP) je korištenje svojih radnika iz održavanja, ako ih ima dovoljno, i ako su oni kvalificirani za planirane poslove, jer će tada isti ljudi biti anagažirani na sličnim poslovima održavanja plinske turbine pa će s vremenom učiti i stjecati iskustvo. Psihološki su ti ljudi više vezani uz stroj, pa će imati i jače motive, naravno uz adekvatnu nagradu. Vlasnik treba napraviti procjenu potrebnih čovjek - sati pri pregledu i zahvatima održavanja koji bi mogli slijediti uz pretpostavku korištenja prosječne grupe radnika s određenom vještinom u Hrvatskoj (s iskustvom na plinskim ili parnim turbinama) a uz nadzor isporučitelja turbine. Uz ljude planirati potrebne alate te dijelove za zamjenu. Teško je predvidjeti koji zahvati slijede iza pregleda jer se uvijek može pojaviti nešto nenadano, ali prosječno zdravo iskustvo može pomoći u ocjeni zahvata na turbini po pojedinim pregledima. Opseg radova treba uključiti upravljanje, pomoćne uređaje i generator. Pored radne snage, potrebno je planirati posebne alate koji se koriste samo pri demontaži i montaži turbine, te vrijeme za mobilizaciju radne snage na radilištu kao i demobilizaciju sa radilišta.

7. ZAKLJUČNO O ODRŽAVANJU TURBINE

U zadnjih nekoliko godina dogodila se značajna reorganizacija velikih igrača na tržištu plinskih turbina. Siemens je preuzeo Westinghousa, svoga neposrednog konkurenta. Mitsubishi, do tada partner Westinghousa je uspješno nastavio isporučivati plinske turbine za tržišta s mrežama od 50 i 60 Hz. ABB je prodao svoj dio kolača, tj. proizvodnju turbina Alstomu pa je time definitivno nestao s tog tržišta. Istodobno su Alstomove prijašnje aktivnosti sa velikim plinskim turbinama prenesene natrag na originalnog vlasnika licence GE. Preuzimajući nekoliko svojih dugogodišnjih korisnika licence poput Alstoma, EGT-a, Nuovo Pignonea ili S&S, GE je napravio golem iskorak ispred ostalih proizvođača plinskih turbina. Na taj način je GE sa svojim licencionarima preuzeo približno 40-50 % svjetskog tržišta novoinstaliranih plinskih turbina po godini, dok ostali proizvođači dijele ostatak. Može se govoriti o velikim školama pristupu izgradnji turbina, a onda i održavanju; GE, Alstom (ABB), Siemens, Westinghouse (11). No, neki opći principi se mogu podjednako primjenjivati kod svih turbina i proizvođača. Ovdje smo nastojali eksplicirati te opće principe, ali smo se praktično držali uz GE i to ne iz razloga što je najveći i najjači nego jednostavno što je većina turbina u Hrvatskoj i HEP-u od tog proizvođača. Stoga je većina citirane literature od autora koji pripadaju tom proizvođaču. Pri stručnoj obradi problema održavanja turbina je nemoguće govoriti o bezimenu i apstraktnom proizvođaču pa su

nažalost (jer se spominjanje imena proizvođača može shvatiti kao reklama) imena proizvođača bila nužna.

Plinske turbine za teške pogonske uvjete su konstruirane za visoku raspoloživost. Da bi se postigla maksimalna turbinska raspoloživost, vlasnik mora tehnički poznavati turbinu kao i faktore koji utječu na njen rad. Vlasnik bi trebao nastojati dati što bolju obuku svom pogonskom osoblju i osoblju za održavanje sljedeći pri tome preporuke proizvođača. Vlasnik postrojenja je taj od kojeg dolazi inicijativa za određeni sustav upravljanja poslovima održavanja, a preko takvog razrađenog sustava on inicira redovite periodičke preglede, nabavu te skladištenje rezervnih dijelova. Zapisivanje pogonskih podataka te analiza tih podataka su bitni za preventivu te planirano održavanje. To znači da dobro održavanje počinje dobrim vođenjem pogona plinske turbine i neprekidnom povezanošću ljudi iz pogona s ljudima iz održavanja. Posada koja vodi plinsku turbinu će prenositi sve uočene nedostatke ekipi za održavanje tako da se pri pregledu i nakon toga određenom zahvatu ti nedostaci uklone. Ključni faktor u postizanju ovog cilja je angažman vlasnika u osiguravanju efektivnog gospodarenja zastojeima te u punom iskorištavanju tiskanih uputa i raspoložive podrške servisnih podružnica isporučitelja njegove turbine. Jasno je da vlasnik može sklopiti s proizvođačem ugovor o cjelokupnom održavanju, ali tada bi opet trebao tražiti sudjelovanje i obuku svojih ljudi jer bi mu se inače mogla dogoditi potpuna ovisnost o proizvođaču i to za najmanje kvarove i zahvate koje je mogao sam obaviti. Intervali pregleda za optimalnu službu turbine nisu fiksirani za svako postrojenje nego se razvijaju kroz interaktivni proces kod svakog korisnika, bazirajući se na prošlim iskustvima i trendovima koji su došli do izražaja s ključnim turbinskim faktorima. Razina i kvaliteta strogog programa održavanja imaju direktni utjecaj na pouzdanost i raspoloživost. Stoga je strogi program održavanja, koji optimira troškove održavanja te raspoloživost, od vitalne važnosti za korisnika. Strogi program održavanja će minimizirati ukupne troškove, držati vrijeme stajanja na minimumu, poboljšati upuštanje (start) te pogonsku pouzdanost i dati povećanu raspoloživost, a time mogućnost povećanje profita za korisnike plinskih turbina.

LITERATURA

- [1] "KKS – Kraftwerk – kennzeichnungssystem, Richtlinien zur Anwendung und Schlüsselteil" VGB-KRAFTWERKSTECHNIK GMBH, Essen, 1983.
- [2] V. BRADAČ, H. ŠTINGL "Uvođenje sustava upravljanja poslovima održavanja i dokumentacijom - pristup suvremenom vođenju pogona EL-TO", EGE, 05. 02. 1999.
- [3] R. HOEFT i E. GEBHARDT "Heavy-duty gas turbine operating and maintenance considerations" GE Energy services, General Electric Company, 1996.
- [4] K. J. PALLOS "Gas Turbine Repair Technology" General Electric Energy Services Technology, Atlanta, GA, April, 2001.

- [5] P. W. SCHILKE “Advanced gas turbine materials and coatings” – GER-3569F, General Electric Power Systems, Schenectady, NY, 1996.
- [6] H. COHEN, H.I.H. Saravanamuttoo “Gas Turbine Theory” Prentice Hall, N.Y.2001.
- [7] D. BAZJANAC “Nauka o čvrstoći” Tehnička knjiga, Zagreb, Prosinac, 1966.
- [8] A. F. MILLS “Basic heat and mass transfer” Irwin, Chicago, October, 1995.
- [9] R. L. LOUD, A. A. Siaterpryce “Gas turbine Inlet Air Treatment”, General Electric Power Generation, GER 3419A, April 1991.
- [10] GEK 103623B “Gas Turbine Compressor Washing – Liquid Washing Recommendations for DLN Gas turbines”, General Electric Company, Schenectady, NY, May, 1996.
- [11] D. J. FRANUS “The gas turbine powered electrical power generation market 2001-2010”, COSPP, July – August 2001.

GAS TURBINE MAINTENANCE - CONDITION FOR GOOD MANAGEMENT OF GAS TURBINE PLANT

Costs of maintenance and availability are the two most important concerns to every equipment owner. With the help of Turbine Maintenance Management System and Turbine Documentation Management System a maintenance program should be realised that optimizes the owner's (HEP) costs and maximizes equipment availability. For the maintenance program to be effective, the owner must develop a general understanding of the relationship between operating plans and priorities for the plant, the skill level of operating and maintenance personnel, and the manufacturers' recommendations regarding the types of inspections, spare part planning, and the major factors affecting component life and proper operation of the equipment. In this paper, operating and maintenance practices will be presented, with emphasis placed on types of inspections plus operating factors that influence maintenance schedules. Maintenance shown in the paper is based mainly on experience and literature of General Electric technical documentation for heavy-duty gas turbine but takes into account other companies like Siemens-Westinghouse and Alstom. All photographs (by dipl. ing. D. Krilić and M. Šander) show MS6001FA gas turbine in ownership of HEP in CCCPP TE-TO ZAGREB. General rules in this paper can be applied on MS6001FA gas turbine.

INSTANDHALTUNG DER GASTURBINEN - BEDINGUNG FÜR DAS GUTE WIRTSCHAFTEN MIT EINER GASTURBINENANLAGE

Instandhaltungskosten und Verfügbarkeit sind die wichtigsten Sorgenfalten jedes Anlagebesitzers. Zum Zweck der Erzielung günstigster Inhaberkosten sowie der größtmöglichen Verfügbarkeit sollte auch für den Fall einer Gasturbine, mittels bestehender Anleitungen für Instandhaltungstätigkeiten und einer entsprechender Unterlagenverwaltung, ein Instandhaltungsprogramm erschaffen werden.

Um die Wirksamkeit des Instandhaltungsprogrammes zu sichern muss der Inhaber im allgemeinen die Wechselbeziehungen seiner Tätigkeitspläne und der technischen Vorrangsbedingungen der Anlage in Einklang bringen. Er soll auch den Stand der Ausbildung seiner operativen Belegschaft und seines Instandhaltungspersonals, Hinweise des Turbinenerzeugers im Bezug auf Überprüfungen, Ersatzteilplanung, Umstände vom wesentlichen Einfluss auf Nutzungsdauer der Bestandteile und einen der Anlage angemessenen Betrieb, beachten. In diesem Artikel werden Betriebserfahrungen und Instandsetzungsarbeiten, mit Betonung auf Prüfungen der Betriebsumstände beeinflussenden Instandhaltungspläne, in Betracht gezogen. Ein gut vorausgeplantes Instandhalten der Ausrüstung wird die größtmögliche Verfügbarkeit und günstigste Betriebskosten ergeben. Hier dargestellte Instandhaltung stützt sich auf eigene Erfahrung und auf die Schriften des Gasturbinenunternehmens „GE“ für Gasturbinen in schweren Arbeitsbedingungen; es werden jedoch auch andere Erzeuger (Siemens-Westinghouse, Alstom) berücksichtigt. Als Beispiel ist die MS6001FA-Turbine des Inhabers „HEP“ (Kroatische Elektrizitätswirtschaft) gewählt worden. (dargestellt in Bildern im Artikel - aufgenommen von dipl. ing. D. Krilić und dem Verfasser). Allgemeine Regeln aus diesem Artikel können im Falle dieser Turbine befolgt werden.

Naslov pisca:

**Mr. sc. Miroslav Šander
ELEKTROPROJEKT
Alexandera von Humboldta 4
10000 Zagreb, Hrvatska**

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 05 – 19.

VIJESTI IZ ELEKTROPRIVREDE I OKRUŽENJA

PROMJENE NA DIREKTORSKOJ RAZINI

Ugovori s osobama s posebnim ovlaštenjima – direktorima vrijedili su do 30. lipnja ove godine. Što zbog odlaska u mi-

rovinu, što zbog neadekvatnih poslovnih rezultata, nekima od njih nisu produženi. Na njihova mjesta postavljeni su novi direktori s kojima su potpisani ugovori za razdoblje od dvije godine i to:

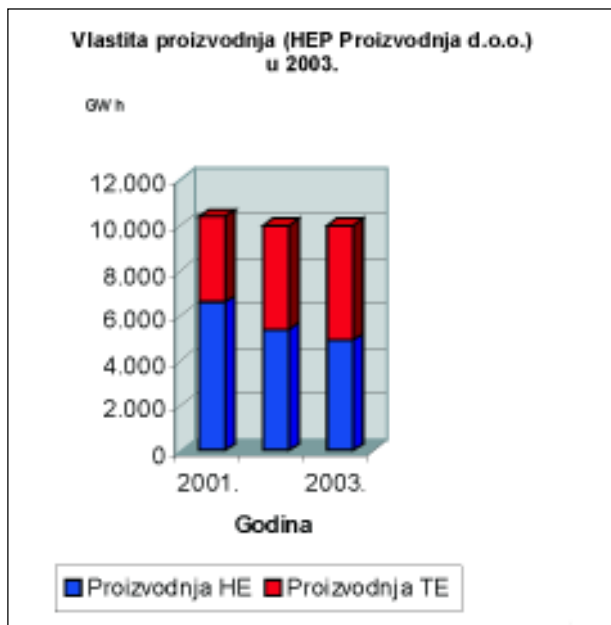
Trgovačko društvo – Organizacijska jedinica		Stari direktor	Novi direktor
HEP d.d. – Direkcija za ekonomske poslove	Sektor za financije	Vera Hodak	Nikola Mlinarić
HEP Proizvodnja d.o.o. – PP HE Zapad	Pogon HE Vinodol	Mirko Zupčić	Radivoj Belobrajdić
HEP Prijenos d.o.o.	PrP Zagreb	Mr. sc. Božidar Filipović Grčić	Mr. sc. Dragutin Mihalic
HEP Distribucija d.o.o.	DP Elektra Zagreb	Mladen Ježić	Marko Škrobo
HEP Distribucija d.o.o.	DP Elektrojug Dubrovnik	Ante Glavor	Mr. sc. Milivoj Bender
HEP Distribucija d.o.o.	DP Elektra Sisak	Zvonimir Keč	Josip Baleta
HEP Distribucija d.o.o.	DP Elektra Vinkovci	Zvonko Vidović	Vladimir Čavlović
HEP Toplinarstvo d.o.o.	Pogon toplinske mreže Zagreb	Vinko Devčić	Mijo Marović
HEP Toplinarstvo d.o.o.	Pogon Osijek	Dragan Jakić	Mr. sc. Ivica Mihaljević

SBK

ELEKTROENERGETSKA BILANCA ZA 2003. GODINU

Tablica 1. Ukupna proizvodnja i uvoz

	Ukupna proizvodnja i uvoz					
	2001.	2002.	2003.	2001.	2002.	2003.
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Proizvodnja HE	6.550	5.372	4.897	45,3	36,2	31,5
Proizvodnja TE	3.814	4.615	5.087	26,4	31,1	32,8
Vlastita proizvodnja (HEP Proizvodnja d.o.o.)	10.364	9.987	9.984	71,7	67,3	64,3
NE Krško d.o.o.	0	0	1.623	0	0	10,5
TE Plomin d.o.o.	899	1.284	1.616	6,2	8,7	10,4
Kupnja i prodaja drugim elektroprivredama (razlika)	3.192	3.560	2.304	22,1	24,0	17,1
Ukupno	14.455	14.831	15.527	100,0	100,0	100,0
Maksimalno opterećenje (MW)	2.796	2.650	2.673	–	–	–



Slika 1. Vlastita proizvodnja



Slika 2. Ukupna proizvodnja i uvoz

Tablica 2. Ukupna potrošnja električne energije u 2003.

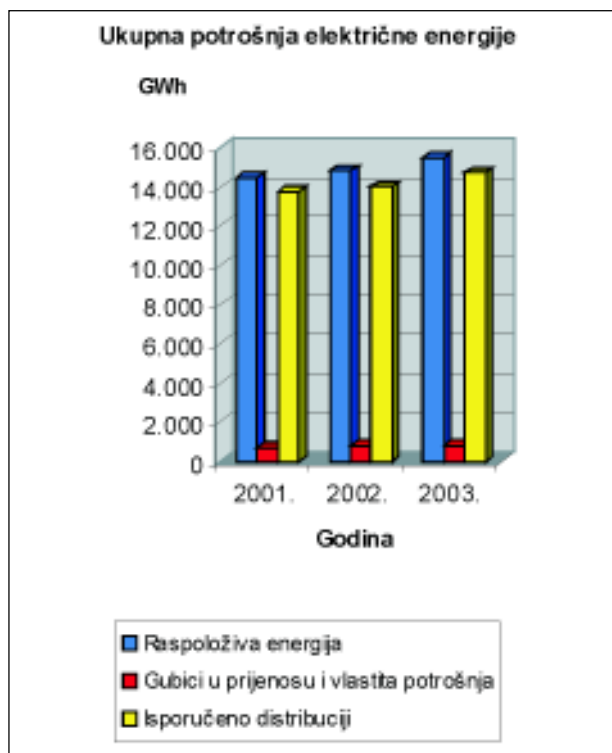
	Ukupna potrošnja električne energije					
	2001.	2002.	2003.	2001.	2002.	2003.
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Raspoloživa energija	14.445	14.831	15.527	100,0	100,0	100,0
Gubici u prijenosu i vlastita potrošnja*	721	809	790	5,0	5,5	5,4
Isporučeno distribuciji	13.734	14.022	14.737	95,0	94,5	94,6

* Uračunati gubici na mreži prijenosa, energija za crpni rad RHE Velebit i ostala vlastita potrošnja

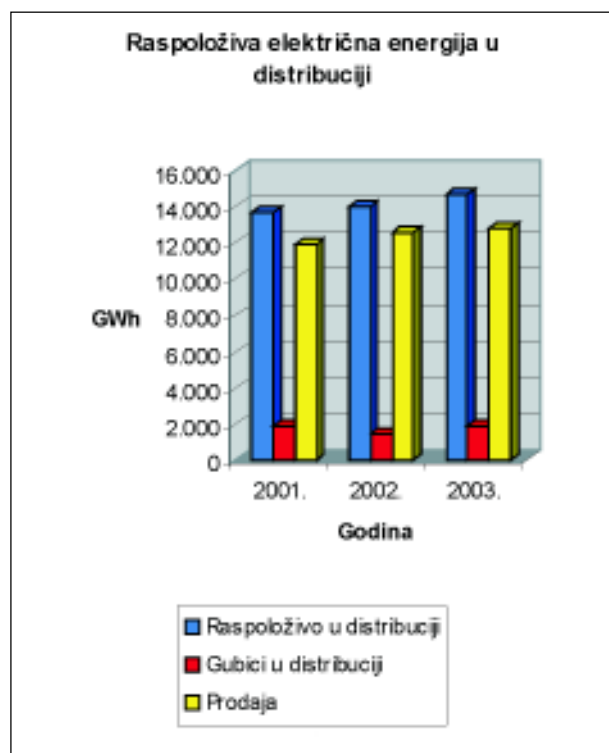
Tablica 3. Promet električne energije u distribuciji

	Promet električne energije u distribuciji					
	2001.	2002.	2003.	2001.	2002.	2003.
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(%)	(%)
Raspoloživo u distribuciji	13.734	14.022	14.737	100,0	100,0	100,0
Gubici u distribuciji**	1.833	14.071	1.883	13,3	10,0	12,8
Prodaja	11.901	12.615	12.854	86,7	90,0	87,2
Prodaja po naponskim razinama						
110 kV	877	871	818	7,4	6,9	6,4
Srednji napon	1.937	1.937	2.916	16,3	15,4	22,7
0,4 kV	9.427	9.891	9.119	79,2	78,4	71,1
Prodaja na niskom naponu						
Kućanstva	5.560	5.954	5.694	59,0	60,2	62,4
Poduzetništvo i javna rasvjeta	3.867	3.937	3.425	41,0	39,8	37,6

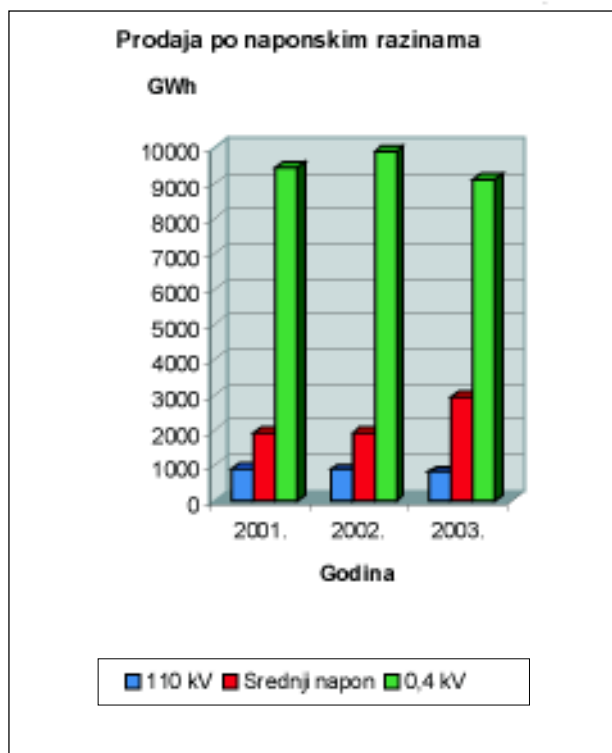
** Uračunata i isporučena, a neobračunata električna energija



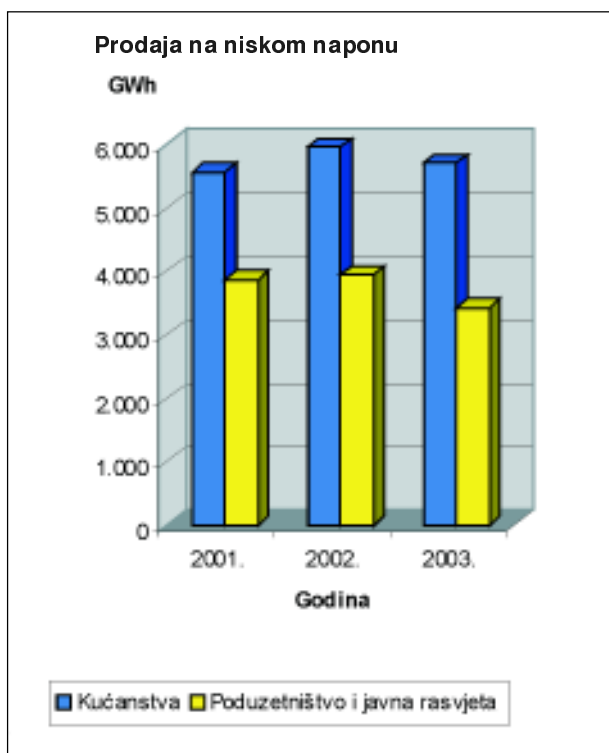
Slika 3. Ukupna potrošnja električne energije



Slika 4. Promet električne energije u distribuciji



Slika 5. Prodaja po naponskim razinama



Slika 6. Prodaja na niskom naponu

TRAFOSTANICE ŽERJAVINEC I ERNESTINOVO STAVLJENE U POKUSNI POGON

Početkom lipnja ove godine stavljene su u pokusni pogon TS Žerjavinec i TS Ernestinovo. Nakon 13 godina ponovno su uspostavljene 400 kV veze Slavonije sa sjeverozapadnim dijelom hrvatskog elektroenergetskog sustava. Ove veze iznimno su važne i za Europu radi rekonstrukcije prve i druge sinkrone zone UCTE.

Tijekom pripreme za pokusni rad obnovljene TS 400/110 kV Ernestinovo kod Osijeka i novoizgrađene TS 400/220/110 kV Žerjavinec kod Zagreba te obnovljenih i dograđenih dalekovoda, bilo je nužno povremeno isključivanje pojedinih postojećih dalekovoda i trafostanica u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, što je na pojedinim područjima otežalo alternativna napajanja, kakva su inače osigurana u normalnim pogonskim okolnostima.

Kod TS Žerjavinec obavljena su tri kontrolirana kratka spoja na DV 400 kV (Heviz 2, Tumbri i Ernestinovo), nakon čega je TS Žerjavinec ušla u pokusni pogon, a time u funkciju i TS Ernestinovo, odnosno 400 kV sustav u Hrvatskoj elektroprivredi.

SBK

PROGRAM RAZGRADNJE NE KRŠKO I ODLAGANJA OTPADA

U lipnju ove godine predstavnici stručnih timova iz Hrvatske (APO) i Slovenije (ARAO) predstavili su novinarima Program razgradnje Nuklearne elektrane Krško i odlaganja nisko i srednje radioaktivnog otpada i istrošenog nuklearnog goriva.

Program je načinjen u skladu s Ugovorom između Vlade Republike Hrvatske i Vlade Republike Slovenije o uređenju statusnih i drugih pravnih odnosa vezanih uz ulaganje, iskorištavanje i razgradnju NE Krško (Vidjeti: Energija, god. 53(2004), br. 3., str. 233).

U Programu je analizirano sedam mogućih scenarija od kojih su odabrana dva najbolja. Prema prvom scenariju trebalo bi izgraditi vlastita odlagališta ili u Hrvatskoj ili u Sloveniji, jedno za otpad, a drugo za istrošeno gorivo. Prema drugom scenariju otpad i istrošeno gorivo bi se izvozilo u druge zemlje. Ovaj Program treba prihvatiti Hrvatski sabor, nakon čega će započeti predviđene aktivnosti na prikupljanju potrebnih financijskih sredstava.

SBK

SIMPOZIJ HO CIGRÉ O ELEKTRODISTRIBUCIJSKOJ DJELATNOSTI

Od 25. do 28. travnja 2004. godine, u organizaciji Hrvatskog ogranka CIGRÉ, održan je u Zadru 5. Simpozij o elektrodistribucijskoj djelatnosti.

Tijekom tri radna dana rada, trisetinjak sudionika Simpozija razmatralo je i aktivnom raspravom popratilo mnogobrojne aktualne i zanimljive teme:

- odnosi distribucije i opskrbe u uvjetima otvaranja tržišta električne energije s osvrtom na primjenu mjernih uređaja
- kvaliteta električne energije u distribucijskim mrežama
- utjecaj distribuiranih izvora na planiranje razdjelne mreže

– metode za optimalno planiranje srednjonaponskih razdjelnih mreža.

U okviru teme o **odnosima distribucije i opskrbe u uvjetima otvaranja tržišta električne energije s osvrtom na primjenu mjernih uređaja** raspravljalo se o aktualnoj situaciji s mjernim uređajima u distribucijskoj mreži, o iskustvima u primjeni te o dilemi oko primjene tih mjernih uređaja kod otvaranja tržišta električne energije. Također se raspravljalo i o strateškom marketiškom planu trgovačkog društva u HEP grupi – HEP Opskrba d.o.o.

Sudionici su se složili da se mora odvojiti djelatnost opskrbe od djelatnosti distribucije (za kompanije s više od 100.000 kupaca) sukladno direktivi EU. Također smatraju da je proces razdvajanja opskrbe od distribucije opsežan zadatak i da zahtijeva suradnju svih subjekata u HEP-u. Na tom području nema jednoznačnih svjetskih iskustava, ali zbog složenosti međusobnih odnosa Kupac–Opskrba–Distribucija moraju se propisati pravila ponašanja, kako ne bi dolazilo do dvojbi u odgovornosti i dilema kod Kupaca.

Otvaranje tržišta električne energije, a time i mogućnosti da kupac bira svog dobavljača, stavlja pred Opskrbu nove zahtjeve u pogledu kvalitete kadrova, naročito prilikom pritužbi Kupaca.

Skup smatra da bi se proces zamjene brojila trebao temeljiti na uvođenju pouzdanih elektroničkih višetarifnih brojila, da se dinamika zamjene veže s kategorijom Kupca te da se odabere optimalna komunikacija za brojila. Uvođenje pouzdanih elektroničkih višetarifnih brojila mora se povezati s budućim tarifnim sustavom, koji bi trebao na optimalan način odrediti ulogu kontrole snage Kupca u elektroenergetskom sustavu.

Da bi se uvela brojila s daljinskom komunikacijom potrebno je načiniti, s obzirom na veličinu zahvata, tehničko ekonomsku analizu kao i plan postupnog uvođenja.

U ovoj fazi prilagođavanja brojila su sastavni dio mreže. No, za rješavanje i usklađivanje cijele problematike mjernog mjesta potrebno je donijeti i adekvatnu zakonsku regulativu.

Druga tema, o kojoj se raspravljalo, bila je **kvaliteta električne energije u distributivnim mrežama**. U pozvanom referatu dan je pregled elemenata kvalitete električne energije s osvrtom na postojeće međunarodne norme i preporuke s izmjerenim veličinama na izvorišnim točkama mreže Zagreba, kao i preporuka za prihvaćanje norme EN 50160. Raspravljalo se i o održavanju u svijetlu osiguranja kvalitete električne energije, kao i o primjeni neinvesticijskih mjera u podizanju kvalitete napona u distribucijskim niskonaponskim mrežama. Također je iznesen primjer poboljšanja kvalitete napajanja rezonantnim uzemljenjem neutralne točke mreže u TS 110/20 kV Botinec.

Skup smatra da treba prihvatiti normu EN 50160 kao nacionalnu normu i uspostaviti sustav stalnog praćenja kvalitete opskrbe Kupca električnom energijom. Za uspostavu ovog sustava potrebno je odrediti polaznu razinu kvalitete i utvrditi odstupanja od standardnih veličina kao i konkretan način podizanja kvalitete na zahtijevanu razinu. Stoga se predlaže aktualiziranje studije Energetskog instituta Hrvoje Požar iz 1998. godine o razvoju elektroenergetskog sustava do 2030. godine, da bi se dobili objektivizirani iznosi potrebnih ulaganja.

Treća tema obuhvaća **utjecaj distribuiranih izvora na planiranje razdjelne mreže**. Pozvani referat je na vrlo opsežan i cjelovit način dao pregled danas pretežno prisutnih distribuiranih izvora i tehničkih utjecaja na razdjelnu mrežu. Raspravljalo se o priključku vjetroelektrane na raz-

djelnu mrežu, solarnim fotonaponskim sustavom u paralelnom radu s distribucijskom mrežom, o vjetroelektranama kao obnovljivom izvoru energije te o utjecaju vjetrogeneratora na varijacije napona i gubitke snage u razdjelnoj mreži. Također su bile predstavljene osnovne karakteristike prvog vjetrogeneratora kompanije Končar d.d.

Tijekom rasprave istaknute su poteškoće u praksi kod nas u ovom novom području, zbog manjka osnovne regulative, potrebnih znanja i poticaja za razvoj novih tehnologija.

Skup konstatira da danas, u vremenu ovisnosti o uvozu električne energije, kasne podzakonski akti koji će odrediti instrumente državne politike na području distribuiranih izvora. Za razvoj ovih izvora potreban je stabilan zakonodavni okvir i potpora poticajnim mjerama.

Nakon donošenja podzakonskih akata, i HEP Distribucija d.o.o. i HEP Opskrba d.o.o., trebat će razviti metodologiju analiza postojećih mreža u koje se trebaju uključiti distribuirani izvori, prilagoditi uvjete priključenja svim tehnologijama distribuirane proizvodnje te razviti metode za vođenje pogona razdjelne mreže zbog priključenja distribuiranih izvora. To predstavlja veliki stručni i znanstveni izazov i zato zaslužuje veliku pozornost.

Četvrta tema o **metodama za optimalno planiranje sredjonaponskih razdjelnih mreža** obuhvaća aproksimativne metode pri planiranju i razloge njihovog odabira, a isto tako i pregled postojećih programskih paketa. Autor pozvanog referata također ukazuje na potrebu stalnog poboljšavanja ovih metoda planiranja. Treba istaći da se kvalitetnim planiranjem postižu najveće uštede u izgradnji elektroenergetskih mreža. Razvijen je cijeli niz programskih paketa za planiranje razdjelnih mreža. No, iskustva pokazuju da je za njihovo korištenje potrebno raspolagati s točnim i ažurnim podacima o elementima mreže, mjerenjima i pogonskim događajima. To uključuje i potrebu da se kreiraju jedinstvene baze podataka razdjelne mreže u GIS okruženju, čiji je sastavni dio i program za planiranje. Od ostalih podataka, potrebno je imati i prognoze opterećenja, troškove izgradnje elemenata mreže te podatke o radnim guicima. Da bi se sve to načinilo potrebni su i odgovarajući kadrovi.

Simpozij je bio popraćen i sa sponzorskim predstavljanjem novih proizvoda iz područja distribucije električne energije.

Opći je zaključak sudionika Simpozija da treba uz korištenje već stečenih iskustava drugih zemalja izvršiti koncentraciju znanja i kadrova na ključnim zadacima od posebnog interesa za razvoj Distribucije i Opskrbe u novim uvjetima otvorenog tržišta električne energije. Prema iznesenim mišljenjima i bojazni o opsegu i načinu provođenja privatizacije HEP-a, trebalo bi izbjeći negativna inozemna i domaća iskustva s privatizacijom te koristiti pozitivne modele. Osnovni ciljevi trebali bi biti homogenost i stabilnost elektroprivredne djelatnosti te postizanje visoke motiviranosti zaposlenika u novim odnosima na tržištu električne energije.

SBK

PRAVILNIK O ZAŠTITI I ČUVANJU ARHIVSKOG I REGISTRATURNOG GRADIVA IZVAN ARHIVA

U Narodnim novinama broj 63. od 19.5.2004. godine objavljen je novi **Pravilnik o zaštiti i čuvanju arhivskog i registraturnog gradiva izvan arhiva**. Donošenjem ovog Pravilnika prestaje vrijediti **Pravilnik o zaštiti arhivske i registraturne građe izvan arhiva** iz 1988. godine (NN br. 17/1998.).

Novi Pravilnik stupa na snagu 27.5. 2004. godine.

Novim Pravilnikom uređuju se uvjeti čuvanja i zaštite javnog arhivskog i registraturnog gradiva izvan arhiva i privatnog arhivskog gradiva za koje je utvrđeno da ima svojstva kulturnog dobra.

Pravilnikom je utvrđen:

- način organizacije i evidentiranja gradiva
- tehničko opremanje i odlaganje
- vrsta i razina obrazovanja radnika
- obveza i sadržaj pravilnika o zaštiti arhivskog gradiva, koji treba načiniti svaki imatelj arhivskog gradiva.

U člancima 1. i 2. pojašnjen je pojam “arhivsko gradivo”. Prema tome arhivskim i registraturnim gradivom izvan arhiva smatra se arhivsko gradivo u posjedu fizičkih i pravnih osoba koje nisu osnovane za obavljanje arhivske djelatnosti i nisu upisane u Upisnik arhiva u Republici Hrvatskoj. Za ove fizičke i pravne osobe koristi se pojam “imatelji”. Za navedeno arhivsko i registraturno gradivo koristi se zajednički pojam “arhivsko gradivo”.

Arhivskim gradivom smatraju se:

- svi zapisi i dokumenti
- službene i poslovne evidencije i
- dokumentacija

koji su nastali, prikupljeni ili se koriste u radu pravnih ili fizičkih osoba, bez obzira na oblik, vrstu, izvor i način stjecanja.

Kako se organizira i evidentira arhivsko gradivo objašnjeno je u člancima 3. do 7. Prema članku 3. arhivsko gradivo organizira se u **dokumentacijske zbirke** ili cjeline. **Dokumentacijsku zbirku** čini:

- arhivsko gradivo nastalo djelovanjem istog stvaratelja
- zbirka dokumentacije određene vrste ili namjene ili
- dokumentacija nastala obavljanjem određene djelatnosti.

Dokumentacijska zbirka može se organizirati u više manjih **skupina**.

U pravilu se dokumentacijska zbirka oblikuje sukladno izvornoj organizaciji, odnosno klasifikaciji dokumentacije koju sadrži.

Prema članku 4. imatelj je dužan pridružiti novonastalo gradivo i gradivo u čiji posjed je došao odgovarajućoj dokumentacijskoj zbirci najkasnije u roku 30 dana od nastanka, odnosno dolaska u posjed.

Članak 5. utvrđuje obvezu imatelja arhivskog gradiva da dostavlja jednom godišnje popise **dokumentacijskih zbirki** sa stanjem na zadnji dan prethodne godine nadležnom arhivu. Isto tako utvrđuje da taj popis treba sadržavati za svaku dokumentacijsku zbirku sljedeće podatke:

- naziv
- stvaratelj
- vrijeme nastanka gradiva
- količina gradiva
- medij i vrsta zapisa
- opis sadržaja
- popis manjih skupina na koje je dokumentacijska zbirka podijeljena.

Članak 6. utvrđuje podatke koje je potrebno evidentirati za **dokumentacijsku skupinu** i **arhivsku jedinicu**.

Za svaku dokumentacijsku zbirku imatelji vode popis arhivskog gradiva, koji sadrži podatke o dokumentacijskim

skupinama na koje je zbirka podijeljena i arhivskim jedinicama u svakoj dokumentacijskoj skupini.

Opis dokumentacijske skupine u popisu arhivskog gradiva obuhvaća:

- redni broj
- oznaku (klasifikacijska oznaka ili drugi znak za jednoznačno identificiranje)
- naziv
- sadržaj (opis dokumentacije u cjelini, opis predmeta ili djelatnosti na koju se odnosi)
- medij i vrsta zapisa (podaci o vrsti medija i obliku zapisa dokumentacije u cjelini)
- količina (količina gradiva u cjelini iskazana u broju jedinica – dokumenata, predmeta, dosjea i drugih – koje sadrži, te dužnim metrima, veličini zapisa ili drugoj odgovarajućoj mjernoj jedinici)
- tehničke jedinice (oznake ili raspon oznaka pripadajućih tehničkih jedinica – kutija, registratora i drugih)
- vrijeme nastanka (godina ili raspon godina nastanka gradiva)
- napomene.

Popis arhivskih jedinica (dokumenata, predmeta, dosjea, svezaka i drugih) u dokumentacijskoj skupini vodi se prema sljedećim podacima:

- redni broj
- oznaka
- naziv
- vrsta
- vrijeme nastanka
- rok čuvanja
- tehničke jedinice.

Prema članku 7. popis arhivskog gradiva može se voditi:

- u obliku uredske knjige
- u obliku računalne evidencije ili
- kao baza podataka.

Imatelj je dužan popis arhivskog gradiva zaštititi od neovlaštenog pristupa, gubitka, uništenja i oštećenja. Ako se popis vodi računalno, imatelj je dužan osigurati podatke od neovlaštenog upisivanja, mijenjanja i brisanja i jednu kopiju čuvati na sigurnom mjestu.

Tehničko opremanje i odlaganje arhivskog gradiva utvrđeno je u člancima 8. do 10. Prema članku 8. arhivsko gradivo se odlaže i čuva u sređenom stanju, tehnički opremljeno i oblikovano u arhivske jedinice.

Arhivske jedinice obvezno se ulažu u omot ili drugu prikladnu ambalažu. **Na omotu se ispisuje:**

a) na vanjskoj strani:

- redni broj u popisu arhivskog gradiva
- oznaka
- naziv jedinice
- naziv dokumentacijske zbirke
- naziv stvaratelja

b) na unutarnjoj strani:

- podaci o zapisima i dokumentima u jedinici sukladno propisima o uredskom poslovanju
- podaci o dokumentima koji nedostaju u jedinici.

Ovako označene i složene arhivske jedinice ulažu se u tehničke jedinice (mape, fascikle, arhivske kutije i dr.).

Na **tehničkim jedinicama se ispisuju:**

- naziv dokumentacijske zbirke
- naziv stvaratelja i redni broj tehničke jedinice
- godina ili raspon godina nastanka gradiva
- oznake ili raspon oznaka arhivskih jedinica koje se nalaze u tehničkoj jedinici.

U članku 10. utvrđen je način pohrane gradiva u elektroničkom obliku. Elektronički podaci pohranjuju se najmanje u dvije kopije, od kojih jedna treba biti u sustavu koji omogućuje pristup, pretraživanje i prikazivanje podataka koji se predaju na pohranu, a jedna izvan tog sustava.

Pri pohrani gradiva u elektroničkom obliku obvezno se provjerava čitljivost i cjelovitost svih kopija predanih elektroničkih zapisa.

Prostorni i ostali uvjeti za smještaj gradiva utvrđeni su u člancima 11. do 15. Tu je utvrđeno što je to primjereni prostor, kolika mora biti vlažnost i temperatura zraka u spremištima, čime trebaju biti prostorije opremljene, tko smije ulaziti u njih i dr.

Prema članku 14. arhivsko gradivo se smješta u metalne police ili ormare, koji moraju biti smješteni u prostoriji prema uvjetima iz ovog članka.

Člankom 16. propisuje se razina stručnog obrazovanja i obveza polaganja stručnog ispita iz arhivske struke u skladu s propisima koji uređuju polaganje stručnih ispita.

U člancima 17. i 18. utvrđuje se obveza imatelja arhivskog gradiva da sva svoja pitanja organizacije, obrade, odlaganja i čuvanja, odabiranja i izlučivanja gradiva uređuju **vlastitim pravilnikom o zaštiti i obradi arhivskog gradiva**, čiju primjenu **odobrava nadležni arhiv**.

U tom **pravilniku treba biti utvrđeno najmanje sljedeće:**

- način vođenja uredskog poslovanja
- način izrade, obrade i upravljanja predmetima i dokumentacijom u obradi, način i rokovi interne primopredaje
- način vođenja uredskih evidencija i drugih evidencija o gradivu
- tehničko opremanje, označavanje i odlaganje gradiva
- mjesto, uvjeti i način čuvanja arhivskog gradiva
- način korištenja arhivskog gradiva
- rokovi i postupak vrednovanja i izlučivanja gradiva
- postupak uništavanja izlučenog gradiva i predaje nadležnom arhivu
- zaduženja i odgovornosti u korištenju, obradi i zaštiti gradiva.

SBK

PRAVILNIK O POLAGANJU STRUČNIH ISPITA U ARHIVSKOJ STRUCI

Novi **Pravilnik o polaganju stručnih ispita u arhivskoj struci** objavljen je u Narodnim novinama broj 93. od 9. srpnja 2004. godine. Stupanjem na snagu ovog Pravilnika prestaje vrijediti stari Pravilnik i stari Program za stručne ispite iz Narodnih novina broj 38/81.

Zvanja u arhivskoj struci, za koja je potrebno polagati stručni ispit, jesu:

- arhivski tehničar

- viši arhivski tehničar i
- arhivist.

Pravilnikom se uređuje način polaganja i program stručnih ispita za navedena zvanja.

U općim odredbama (članci 1. do 3.) utvrđeno je tko je dužan polagati stručni ispit te koje su specijalnosti u zvanju.

U drugom dijelu, u člancima 4. do 11. definiran je općenito program ispita, njegov opći i poseban dio te za koga je obveza izrade stručnog rada.

U trećem dijelu, u člancima 12. do 16. utvrđeno je osnivanje, broj članova i sastav Povjerenstva za polaganje stručnih ispita, kao i poslovi te način financiranja njegovog rada.

Pogonje ispita, odnosno ispitni rokovi, prijavljivanje i pristupanje ispitu, ispitivanje i ocjenjivanje, popravni ispit, uvjerenje o položenom stručnom ispitu te priznavanje ispita, utvrđeno je u četvrtom dijelu u člancima 17. do 31.

U dodatku je detaljno prikazan Program stručnih ispita. U općem dijelu je obuhvaćeno:

- ustrojstvo RH, sustav javne uprave i zakonodavstvo u području kulture
- zaštita arhivskog gradiva.

U posebnoj dijelu obuhvaćena su područja s odabranim temama, ovisno o specijalnostima u pojedinom zvanju:

- arhivistika
- spisovodstvo
- strani jezik
- povijest filma
- filmska tehnologija
- restauracija i konzervacija arhivskog gradiva
- povijest institucija na hrvatskom području
- pomoćne povijesne znanosti
- upravljanje elektroničkim dokumentima zaštita
- fotografija i mikrografija
- zaštita i obrada elektroničkih zapisa.

SBK

PRAVILNIK O STRUČNOM USAVRŠAVANJU I PROVJERI STRUČNE OSPOSOBLJENOSTI DJELATNIKA U PISMOHRANAMA

Stupanjem na snagu ovog Pravilnika prestaje vrijediti **Pravilnik o polaganju ispita o stručnoj osposobljenosti radnika za zadatke i poslove zaštite arhivske i registraturne građe izvan arhiva** (NN 17/88.).

Pravilnikom o stručnom usavršavanju i provjeri stručne osposobljenosti djelatnika u pismohranama, koji je objavljen u Narodnim novinama broj 93. od 9. srpnja 2004. godine, utvrđuje se način polaganja ispita za provjeru stručne osposobljenosti djelatnika u pismohranama za zaštitu i obradu arhivskog gradiva i program tog ispita.

Prema općim odredbama djelatnicima u pismohranama smatraju se osobe koje obavljaju poslove na zaštiti i obradi arhivskog i registraturnog gradiva u organizacijama koje stvaraju ili čuvaju to gradivo.

Poslovima na zaštiti i obradi arhivskog i registraturnog gradiva smatraju se prema članku 2.:

- zaprimanje
- evidentiranje

- klasifikacija
- označavanje
- tehničko opremanje gradiva
- vođenje uredskih i drugih evidencija o gradivu
- sređivanje i opis gradiva
- vrednovanje i
- izlučivanje gradiva.

Prema članku 5. program ispita obuhvaća:

- propise i norme koje se odnose na uredsko poslovanje, zaštitu, obradu i dostupnost gradiva
- klasifikaciju, organizaciju, sređivanje i popisivanje gradiva
- zaštitu i čuvanje gradiva
- zaštitu i upravljanje elektroničkim zapisima
- vrednovanje, izlučivanje i predaju gradiva.

U člancima 6. do 16. utvrđeno je osnivanje, struktura, poslovi povjerenstva, način polaganja ispita te način osiguranja sredstava za rad Povjerenstva.

Sastavni dio Pravilnika je **Program ispita za provjeru stručne osposobljenosti djelatnika u pismohranama**.

Prema Programu koristi se sljedeća **ispitna literatura**:

- Zakon o arhivskom gradivu i arhivima (NN, br. 105/97 i 64/00)
- Zakon o pravu na pristup informacijama (NN, br.172/03)
- Zakon o zaštiti osobnih podataka (NN, br. 103/03)
- Pravilnik o zaštiti i čuvanju arhivskog i registraturnog gradiva izvan arhiva (NN, br. 63/04)
- Pravilnik o vrednovanju te postupku odabiranja i izlučivanja arhivskog gradiva (NN, br. 90/02)
- Pravilnik o predaji arhivskog gradiva arhivima (NN, 90/02)
- Uredba o uredskom poslovanju (NN, br.38/87 i 42/88)
- Uputstvo za izvršenje Uredbe o uredskom poslovanju (NN, br. 49/87 i 38/88)
- Pravilnik o jedinstvenim klasifikacijama i brojčanim oznakama stvaratelja i primatelja akata (NN, br. 38/88)
- HRN ISO 15489 – Upravljanje spisima
- Duranti, Luciana: Arhivski zapisi – Teorija i praksa, Zagreb, 2000.

SBK

PRAVILNIK O PLAĆANJU NAKNADA ZA EMISIJU U OKOLIŠ

U srpnju ove godine Ministarstvo zaštite okoliša, prostornog uređenja i graditeljstva donijelo je **Pravilnik o načinu i rokovima obračunavanja i plaćanja naknade na emisiju u okoliš oksida sumpora izraženih kao sumporov dioksid i oksida dušika izraženih kao dušikov dioksid**. Pravilnik je objavljen u Narodnim novinama broj 95. od 13. srpnja 2004. godine.

Ovim se Pravilnikom propisuje način i rokovi obračunavanja i plaćanja naknada na emisiju u okoliš oksida sumpora izraženih kao sumporov dioksid (SO₂) i oksida dušika izraženih kao dušikov dioksid (NO₂).

Prema članku 3. osnova za obračun naknade je **godišnja količina emisije SO₂ i NO₂ u tonama, prema podacima iz Katastra emisija u okoliš**.

I oni, koji nisu dostavili podatke o emisijama u **Katastar** u propisanom roku, moraju platiti naknadu. Za njih će **Fond za zaštitu okoliša i energetska učinkovitost** (NN, br. 107/03) izračunati godišnju količinu emisija na temelju drugih izvora podataka sukladno Pravilniku o katastru emisija u okoliš (NN, br. 36/96).

SBK

PRAVILNIK O PLAĆANJU NAKNADA NA OPTEREĆIVANJE OKOLIŠA OTPADOM

Ministarstvo zaštite okoliša, prostornog uređenja i graditeljstva donijelo je također i **Pravilnik o načinu i rokovima obračunavanja i plaćanja naknada na opterećivanje okoliša otpadom**. Pravilnik je objavljen u Narodnim novinama broj 95. od 13. srpnja 2004. godine.

Ovim Pravilnikom (člancima 1. do 6.) propisuje se način i rokovi obračunavanja i plaćanja naknade za opterećivanje okoliša otpadom: neopasnim industrijskim otpadom i opasnim otpadom. Količine odloženog neopasnog otpada utvrđuju se vaganjem i izražavaju u tonama (t). Tamo gdje nema uređaja za vaganje, količina se određuje iz volumena preračunavanjem u jedinice mase prema mjerilima iz ovog Pravilnika.

Za obračunavanje naknade na opterećenje okoliša otpadom nadležan je Fond za zaštitu okoliša i energetska učinkovitost.

Za obračun se koriste podaci iz propisanog katastra i drugih upisnika, podaci utvrđeni u inspekcijskom nadzoru inspektora zaštite okoliša i podaci utvrđeni u nadzoru od ovlaštene osobe Fonda. Plaćanje naknade je u obrocima: mjesečno, tromjesečno ili godišnje, ovisno o količini otpada.

SBK

SPORAZUM O FINANCIRANJU PROGRAMA CARDS ZA HRVATSKU

U narodnim novinama – Međunarodni ugovori, broj 5. od 18. lipnja 2004. godine objavljena je **Odluka o objavi Sporazuma o financiranju CARDS- a za 2003. za Hrvatsku**.

U rujnu 2003. godine potpisan je Sporazum o financiranju programa CARDS-a za 2003. godinu između Europske komisije i Vlade RH na ukupan iznos od 62 milijuna eura. To je inače treći takav sporazum koji je Vlada RH potpisala s Europskom komisijom, čime se formalno i pravno stavlja na raspolaganje financijska sredstva potrebna za provedbu 39 projekata koja su tijela javne uprave i nevladine udruge predložili za financiranje Europskoj komisiji.

CARDS je instrument tehničko-financijske pomoći, otvoren državama članicama Procesu stabilizacije i pridruživanja i za koji je od 2000. do 2006. godine predviđeno 4,6 milijardi eura. Osim Republike Hrvatske obuhvaćene su i Albanija, BiH, Makedonija, Srbija i Crna Gora. Prioriteti i ciljevi godišnjeg programa CARDS zadani su strateškim dokumentima Europske komisije za svaku od tih država za razdoblje od 2002. do 2006. godine i višegodišnjim indikativnim programima za razdoblje od 2002. do 2004. godine.

Potpisivanjem Sporazuma o financiranju CARDS-a za 2003. godinu iznos pomoći Europske zajednice Hrvatskoj kroz taj program u proračunskom razdoblju 2001. – 2003. doseže 179 milijuna eura.

Temeljni je cilj odobrenih sredstava pružanje pomoći pri ispunjavanju obveza što ih je Hrvatska preuzela potpisivanjem Sporazuma o stabilizaciji i pridruživanju.

Programom Cards obuhvaćeni su sljedeći sektori:

	Naziv sektora / projekta	Milijuna eura
1.	DEMOKRATKA STABILIZACIJA	17,0
1.1.	Povratak izbjeglica i raseljenih osoba	15,0
1.2.	Civilno društvo	2,0
2.	GOSPODARSKI I DRUŠTVENI RAZVOJ	17,5
2.1.	Trgovina	2,5
2.1.1.	<i>Razvoj sustava akreditacije i pomoć nacionalnim ispitnim i umjernim laboratorijima</i>	
2.1.2.	<i>Razvoj sposobnosti u području zaštite bilja</i>	
2.1.3.	<i>Jačanje hrvatske veterinarske službe</i>	
2.2.	Ulagačka klima	6,15
2.2.1.	<i>Registracija vlasništva u obalnom području</i>	
2.2.2.	<i>Strateški plan za dugoročni razvoj postojećih slobodnih zona u Hrvatskoj</i>	
2.2.3.	<i>Daljnje jačanje Agencije za zaštitu tržišnog natjecanja i provedba prava i politike tržišnog natjecanja</i>	
2.2.4.	<i>Jačanje sustava zaštite intelektualnog vlasništva</i>	
2.2.5.	<i>Infrastruktura intelektualnog vlasništva za sektor istraživanja i razvoja</i>	
2.3.	Socijalna kohezija (uključujući 3 milijuna eura iz TEMPUS-a)	8,85
2.3.1.	<i>Poboljšanje škola za strukovno obrazovanje i osposobljavanje centara izvrsnosti</i>	
2.3.2.	<i>Decentralizacija i reorganizacija Hrvatskog zavoda za zapošljavanje</i>	

2.3.3.	<i>Unaprjeđivanje statistike tržišta rada</i>	
2.3.4.	<i>Unaprjeđivanje Agencije za osiguranje kvalitete i potpora sustavu upravljanja podacima u visokom školstvu</i>	
2.3.5.	<i>Projekt TEMPUS</i>	
3.	PRAVOSUĐE I UNUTARNJI POSLOVI	12,0
3.1.	Modernizacija pravosuđa	4,0
3.2.	Održavanje javnog reda i borba protiv organiziranog kriminala	5,0
3.3.	Integrirano upravljanje garnicama	
4.	IZGRADNJA UPRAVNIH SPOSOBNOSTI	11,8
4.1.	Reforma javne uprave	6,0
4.2.	Nacionalni, područni (regionalni) i lokalni razvoj	3,0
4.3.	Javne financije	2,8
5.	ZAŠTITA OKOLIŠA I PRIRODNIH RESURSA	3,7
5.1.	Usklađivanje hrvatskog zakonodavstva na području upravljanja vodama s pravnom stečevinom EU	
5.2.	Procjena učinaka razvojnih strategija na okoliš	
5.3.	Provedba smjernica i obuka o procjeni učinaka na okoliš	
5.4.	Promicanje pristupa informacijama i javnog sudjelovanja u pitanjima zaštite okoliša sukladno Aarhuškoj konvenciji	
5.5.	Pomoć civilnom društvu aktivnom u području zaštite okoliša	
5.6.	Procjena izvora sunčeve energije i energije vjetra u hrvatskoj pilot regiji	
	UKUPNO	62,0

U nastavku se daje više informacija o interesantnim projektima.

Jačanje sustava zaštite intelektualnog vlasništva

Opći cilj ovog projekta jačanje je ulagačke klime i gospodarskog razvoja putem učinkovite zaštite prava intelektualnog vlasništva u Hrvatskoj. Tom cilju će doprinijeti jačanje unutarnjih kapaciteta Državnog zavoda za intelektualno vlasništvo (DZIV) za procesiranje zahtjeva i priznavanje prava intelektualnog vlasništva. U provedbi ovog projekta trebao bi sudjelovati Europski patentni ured (EPO) i Ured za usklađivanje na unutarnjem tržištu (OHIM). Projekt će se fokusirati na:

- razvoj sposobnosti Sektora za patente i sektora za znakove i raspoznavanja
- pomoć daljnjem razvoju infrastrukture informatičke tehnologije DZIV-a i
- usavršavanje osoblja na tom području.

Infrastruktura intelektualnog vlasništva za sektor istraživanja i razvoja

Opći cilj ovog projekta daljnji je razvoj i izgradnja sustava intelektualnog vlasništva sukladno pravnoj stečevini i modelima EU-a. Za tu namjenu će se dodijeliti sredstva za jačanje gospodarskog iskorištavanja sektora istraživanja i razvoja. Aktivnosti će biti usmjerene na:

- pomoć radu sredstava intelektualnog vlasništva
- pomoć usavršavanju i kampanji upoznavanja javnosti
- prijedloge glede održivosti inicijative.

Unaprjeđivanje statistike tržišta rada

Ovaj projekt će pomoći poboljšanju, proširenju i pojačanju prikupljanja i obrade podataka za statistike rada sukladno standardima EU-a i na taj način osigurati viši stupnja suglasnosti između potreba i ponude na tržištu rada. U okviru tog projekta poduzet će se sljedeće aktivnosti:

- procjena postojeće metodologije, indikatora i postojećih izvora podataka o statistici tržišta rada
- upoznavanje s najboljom praksom EU i uvođenje novih indikatora u statistiku tržišta rada
- revizija metodologije prikupljanja, obrade i analize podataka u području statistike tržišta rada
- nabava nužne opreme (informatičke) i usavršavanje osoblja.

Procjena učinaka razvojnih strategija na okoliš

Opći cilj projekta ustrojavanje je okvira za održivi razvoj zaštite okoliša u Hrvatskoj. Tom cilju će pridonijeti razvoj kontinuirane sposobnosti za provedbu strateške procjene zaštite okoliša. Aktivnosti projekta vezat će se uz:

- razvoj institucionalne pravne i upravne sposobnosti uvođenja i provedbe postupaka strateške procjene zaštite okoliša za planove i programe na nacionalnoj i regionalnoj razini
- provedbu strateške procjene zaštite okoliša i razvoj međumrežnih učinaka izabranih sektora politika
- razvoj integriranog pilot projekta na Jadranu.

Provedba smjernica i obuka o procjeni učinaka na okoliš

Ovim projektom bi se trebala povećati održivost razvojnih projekata u Hrvatskoj. On će pridonijeti tom cilju pomaganjem u jačanju i olakšavanju uporabe procjene učinaka na okoliš u skladu sa standardima i praksom EU-e. Aktivnosti projekta vezane su uz:

- proširenje znanja i sposobnosti Ministarstva za zaštitu okoliša radi usklađivanja postupaka procjene učinaka na okoliš sa zahtjevima Europske unije
- pripremu i primjenu priručnika / instrumenata Ministarstva za zaštitu okoliša na procjenu učinaka na okoliš
- poboljšanje sposobnosti službenika koji provode procjenu učinaka na okoliš
- povećanje transparentnosti procjene učinaka i sudjelovanje javnosti.

Promicanje pristupa informacijama i javnog sudjelovanja u pitanjima zaštite okoliša sukladno Aarhuškoj konvenciji

Opći cilj ovog projekta ratifikacija je i provedba Aarhuške konvencije. Projekt će doprinijeti transparentnosti nacionalnih i lokalnih javnih uprava promocijom i omogućavanjem pristupa podacima o zaštiti okoliša te sudjelovanja javnosti pri odlučivanju. Primarno će se u projektu obraditi:

- priprema i korištenje informativnog materijala i materijala za usavršavanje radi poboljšanja mehanizama pristupa informacijama i sudjelovanja javnosti
- ustrojavanje informativnih centara za zaštitu okoliša koji će pomoći javnom pristupu informacijama o zaštiti okoliša
- provođenje promotivne kampanje radi promicanja ciljeva Aarhuške konvencije i informativnih centara za zaštitu okoliša
- osmišljavanje i provođenje pilot projekta na županijskoj razini o savjetovanju i sudjelovanju javnosti.

Procjena izvora sunčeve energije i energije vjetra u hrvatskoj pilot regiji

Opći cilj projekta razvoj je temelja za gospodarski i ekološki održivo tržište projekata i usluga sunčeve energije i energije vjetra, osmišljavanje strategije za obnovljive izvore energije, osmišljavanje zakonodavnog okvira za obnovljive izvore energije te poboljšanje stanja zaštite okoliša u cjelini. Osnovne komponente projekta su:

- pregled postojećih izvora sunčeve energije i energije vjetra, definiranje potreba za opremom i plan ulaganja
- program mjerenja sunčeve energije i energije vjetra
- usavršavanje u mjerenju sunčeve energije i energije vjetra u pilot regiji.

SBK

OSNOVNI STATISTIČKI POKAZATELJI O REPUBLICI HRVATSKOJ ZA 2003.

Prema publikaciji Državnog zavoda za statistiku "Statističke informacije 2004." registriranih poslovnih subjekata u 2003. godini bilo je iz područja Opskrba energijom, plinom i vodom 208, od čega je aktivnih 158, odnosno 76, 0 %.

Od osnovnih gospodarskih pokazatelja izdvojeni su indeksi osnovnih gospodarskih kretanja i prikazani u tablici 1. na razini Republike Hrvatske, a u tablici 2. podaci za područje E – Opskrba električnom energijom, plinom i vodom.

Tablica 1. Indeksi nekih osnovnih gospodarskih pokazatelja 2001. – 2003.

		2001.	2002.	2003.
		2000.	2001.	2002.
1.	Bruto domaći proizvod u stalnim cijenama 1997.	104,4	105,1	104,3
2.	Fizički obujam industrijske proizvodnje	106,0	105,4	104,1
3.	Ukupni broj zaposlenih u industriji	96,7	96,1	96,6
4.	Proizvodnost rada u industriji	109,6	109,6	107,7
5.	Zaposleni u pravnim osobama svih oblika vlasništva	100,3	100,4	102,6
6.	Prosječne mjesečne isplaćene neto plaće, ukupno	106,5	105,0	105,9
7.	Realne neto plaće, ukupno	101,6	103,1	103,8
8.	Prosječne mjesečne bruto plaće, ukupno	103,9	106,0	104,8
9.	Realne bruto plaće, ukupno	99,2	104,1	102,6
10.	Ukupni broj nezaposlenih, godišnji prosjek	106,2	102,5	84,6
11.	Nominalni promet u trgovini na malo	110,2	121,7	107,3
12.	Realni promet u trgovini na malo	106,0	121,0	106,0
13.	Izvoz – preračunato u USD	105,3	105,1	125,7
14.	Uvoz – preračunato u USD	116,0	117,2	132,4
15.	Cijene na malo	104,9	102,2	101,5
16.	Cijene industrijskih proizvoda pri proizvođačima	103,6	99,6	101,9
17.	Energija	103,0	101,7	102,5

Tablica 2. Pregled podataka za područje E – Opskrba električnom energijom, plinom i vodom

		2001.	2002.	2003.
1.	Proizvodnja električne energije (GWh)	12.674	12.725	13.247
2.	Ukupan broj zaposlenih	27.655	27.112	26.809
3.	Prosječne mjesečne plaće			
3.1.	– neto	3.913	4.047	4.358
3.2.	– bruto	5.480	5.700	6.086
4.	Indeksi industrijske proizvodnje, zaposlenosti i proizvodnosti rada	98,3	100,0	103,3
5.	Ekonomski odnosi s inozemstvom (milijuni USD)			
5.1.	– izvoz	7	3	9
5.2.	– uvoz	94	112	136

SBK

HIDROELEKTRANA PEĆ MLINI

U Drinovcima (općina Grude, Hercegovina) 02.09.2004. godine puštena je u probni pogon hidroelektrana Peć Mlini. To je prva HE izgrađena na ovim prostorima nakon ratnih razaranja u Hrvatskoj i Bosni i Hercegovini. To je HE derivacijskog tipa. Kompenzacijski bazen Nuga je lociran u jugoistočnom dijelu Imotsko-bekijskog polja korisnog volumena 850 000 m³ dovoljnog za dnevno izravnjanje protoka rijeke Vrljike i njenih pritoka. Voda će se iz kompenzacijskog bazena do turbina dovesti tlačnim tunelom potkovičastog oblika promjera 3.6 m i dužine 1548 metara, te metalnim tlačnim cjevovodom



Pogled na strojarnicu, cjevovod, brzotok i vodnu komoru HE Peć Mlini

dužine 190 m i promjera 2.6 metara. Neto pad HE je 115 metara. Cjelokupnu projektnu dokumentaciju je izradio ELEKTROPROJEKT, Zagreb, Hrvatska. U strojarnici HE Peć Mlini ugrađene su dvije proizvodne jedinice. Instalirani protok svake jedinice je 15 m³/s (ukupno 2 x 15 m³/s), odnosno instalirane snage 2 x 18 MVA što uz $\cos \varphi$ od 0.85 daje ukupnu djelatnu snagu od 30.6 MW. Očekivana prosječna proizvodnja električne energije je 84 GWh. Opremu za ovu HE proizvele su: turbine – LITOSTROJ, Ljubljana, Slovenija, generatore – KONČAR, Zagreb Hrvatska, hidromehaničku opremu – MONTAVAR, Maribor, Slovenija, pomoćnu električnu opremu – SIEMENS, Zagreb, Hrvatska, a upravljanje, zaštitu i mjerenje ENERGOKONTROL, Zagreb, Hrvatska. Izgradnja elektrane je trajala tridesetak mjeseci (oko 2.5 godine) a ukupna investicijska sredstva su iznosila

oko 33 milijuna eur-a, koje je osigurala Elektroprivreda Hrvatske Zajednice Herceg Bosne d.d. Hidroelektrana Peć Mlini je preko rasklopnog 110 kV postrojenja priključena u elektroenergetski sustav putem DV Posušje i DV Grude. Građevinske radove je izveo Konstruktor, Split, Hrvatska.

Slavko Alerić

IZ INOZEMNE STRUČNE LITERATURE

KOLIKO POVEĆANJE ISKORIŠTENJA OBNOVLJIVE ENERGIJE U NJEMAČKOJ

Njemački zakon o obnovljivim izvorima energije (EEG) mnogo je povećao tzv. ekostruju, ali i državne troškove potpore. Godine 2003. isporučeno je 45 milijardi kWh iz obnovljivih izvora, a to je dvostruko više nego godine 1999., prije zakona EEG. Državni troškovi za naknadu porasli su u istom razdoblju sedam puta.

Najviše je državna potpora djelovala kod električne energije iz vjetroelektrana. Proizvodnja u godini 2003. porasla je na 19 milijardi kWh prema 5,5 milijardi u godini 1999. Proizvodnja iz hidroelektrana ostala je skoro nepromijenjena. Kako se po godinama, u Njemačkoj, kretala proizvodnja električne energije iz obnovljivih izvora, vidi se iz priložene tablice.

Vrijednosti u milijardama kWh (prema podacima VDEW)

	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.
Voda	19,7	25,5	23,9	23,9	20,4
Vjetar	5,5	9,5	10,5	15,9	19,0
Biomasa i smeće	2,5	3,3	4,3	5,0	5,7
Sunce	0,02	0,03	0,1	0,2	0,3
Ukupno	27,7	38,3	38,8	44,9	45,4

Opterećenje potrošača električne energije prema zakonu EEG u milijardama eura

	1999.	2000.	2001.	2002.	2003.
	0,26	0,9	1,2	1,6	1,9

EW, god. 103(2004), br. 8

Mrk

POMANJKANJE VISOKOKVALIFICIRANE TEHNIČKE RADNE SNAGE

Manjak stručne radne snage, od najmanje 15.000 inženjera, danas je, u Njemačkoj, kočnica inovacija. Ipak se ne može tvrditi da Njemačka nije atraktivna inovacijama države. Osamdesetih godina još je bila vanjsko trgovačka bilanca pozitivna, no danas je saldo negativan od preko milijardu eura, što se svodi na manjak stručne radne snage. Svagdje se osjeća manjak visokokvalificirane tehničke radne snage. Na

temelju sporog porasta upisanih studenata može se zaključiti da uskoro neće biti ispravljen taj manjak.

EW, god. 103(2004), br. 8

Mrk

UDIO ENERGENATA ZA PROIZVODNJU ELEKTRIČNE ENERGIJE U NJEMAČKOJ

Smeđi i kameni ugljen glavni su energenti za proizvodnju električne energije u Njemačkoj. 50 % ili 280 milijardi kWh dolazi na temelju ovih energenata. Iz obnovljivih izvora dolazi tek 8 % električne energije i veći se dio te energije proizvodi u hidroelektranama i vjetroelektranama, uz potporu države. Iz priložene se tablice vidi proizvodnja u milijardama kWh i postotak udjela pojedinih energenata za 2003. godinu.

	Milijardi kWh	%
Nuklearna energija	156	28
Kameni i smeđi ugljen	280	50
Zemni plin	55	10
Obnovljiva energija	45	8
Nafta i ostalo	24	4
Ukupno	560	100

EW, god. 103(2004), br. 8

Mrk

ELEKTROMETALURGIJA NIŠTA NE DOBIVA DEREGULACIJOM

Prema izjavi predstojnika H. P. Schlütera, tvrtke Trimet Aluminium, u Njemačkoj, energetska intenzivna industrija nema, kao jedina, nikakve prednosti od elektroenergetske deregulacije.

Tvrtka Trimet Aluminium ima elektrolizu aluminija od 120 elektropeći i godišnje proizvodi 155.000 tona tekućeg aluminija, pri tome troši 2,5 TWh električne energije.

EW, god. 103(2004), br. 8

Mrk

PROIZVODNJA VODIKA U VJETROELEKTRANAMA NA MORU

Njemačko društvo za energiju i ekologiju (GEO) izradilo je studiju o proizvodnji vodika u vjetroelektranama na moru.

Pokazalo se da nema tehničkih i konceptualnih kriterija koji omogućuju da se ostvari takav pothvat. Provedene kalkulacije u studiji da proizvodnja i vođenje plinovitog vodika cijevima do kopna izaziva malo troškova.

Daljnja razdioba na kopnu može se obavljati uobičajenim transportnim sredstvima. Na temelju rezultata u studiji potrebna su daljnja razvojna istraživanja da bi ovom tehnikom upotpunili energetska gospodarstvo.

EW, god. 103(2004), br. 8

Mrk

ZASJEDANJE O SUPRAVODLJIVOSTI

U svibnju godine 2004. organiziralo se u Njemačkoj u Darmstadtu zasjedanje o supravodljivosti. Raspravljalo se o današnjem stanju mogućnosti primjene osobito tzv. visokotemperaturnih supravodiča. Njihovo se područje primjene kreće od krioelektronike, senzora, visokofrekventne tehnike do energetske tehnike. Za elektroprivredu osobito je važno održavanje napona u elektroenergetskom sustavu, što se može postići supravodljivim magnetskim uređajima, i prijenos električne energije supravodljivim kabelima.

Zasjedanje je organizirao VDEW, a svoj su doprinos svojim izlaganjima dali mnogi instituti i industrija.

EW, god. 103(2004), br. 8

Mrk

PLANIRANJE VJETROELEKTRANA NOVE KONCEPCIJE

Njemačka tvrtka Fuhrländer planira izgradnju prototipa nove vjetroelektrane u ljeto 2004. godine. Snaga će joj biti 2,5 MW. Glavina će biti montirana na stupu u visini od 160 m, a rotor 96 m. Montaža komponenti u visini mnogo je olakšana novom koncepcijom kрана. Mislilo se i na sniženje šuma postrojenja, koje neće biti veće od 104 dB. Ovakvo će postrojenje biti gospodarski zanimljivo i za mnoga mjesta na kopnu.

EW, god. 103(2004), br. 8

Mrk

POTROŠAK ELEKTRIČNE ENERGIJE U NJEMAČKOJ

Prema podacima VDEW, u Njemačkoj je okruglo dvije trećine električne energije, iz javne mreže, utrošila industrija, trgovina i obrt (2003. godina), a to je 295 milijardi kWh. Prema prethodnoj godini ukupni potrošak je nešto veći, ali govoreći okruglo on stagnira. U priloženoj tablici unesen je potrošak električne energije za godine 2003. i 2002. u milijardama kWh, za pojedine grupe potrošača.

Grupa potrošača	2003. Mlrd. kWh	2002. Mlrd. kWh
Industrija	222	221
Promet	16	16
Javni uređaji	43	42
Poljoprivreda	8	8
Kućanstvo	139	136
Trgovina	73	70
Ukupno	501	493

EW, god. 103(2004), br. 9

Mrk

POVEĆANJE POTROŠAČA ELEKTRIČNE ENERGIJE U EU

Priključenjem novih članica, u EU je ušlo i 30 milijuna potrošača električne energije. Sa starim članicama sad ih ima 230 milijuna. EU traži otvorenost električne mreže za slobodni izbor dobavljača. U većini starih članica provedena je 100 % deregulacija, dok je djelomična kod novih članica. Slovenija ima 64 % otvoreno tržište, a Poljska 51 %. Sve članice Unije moraju imati potpuno otvoreno tržište električne energije, ali se za neke članice dopušta prijelazno razdoblje.

EW, god.103(2004), br. 9

Mrk

SVE VEĆE ISKORIŠTENJE SOLARNE ENERGIJE

Njemačka branša solarne struje (UVS – Berlin) otvorila je okruglo 4.000 novih radnih mjesta. Promet solarne tehnike, proizvodnje električne energije znatno se povećao u prvim mjesecima ove 2004. godine, prema istom razdoblju prethodne godine. Nakon 750 milijuna eura prometa u godini 2003., ove se godine očekuje promet od 1 milijarde eura.

Unatoč povećanju troškova potpore za električnu energiju iz solarnih elektrana, prema zakonu o obnovljivoj energiji (EEG), potrošači neće to osjetiti na svojim računima za struju, zbog velikog povećanja prometa u branši solarne tehnike.

EW, god.103(2004), br. 9

Mrk

PROGRAM "TETTI FOTOVOLTAICI"

Koncem godine 2000. u Italiji je Ministarstvo za okoliš izradilo program za gradnju solarnih elektrana "Tetti fotovoltaici". Tim se programom, unutar 6 godina, treba decentralizirano izgraditi 50.000 fotonaponskih sustava, ukupne instalirane vršne snage od 250 MW. Dvije godine nakon početka realizacije programa, izgrađeno je 4 MW sunčevih elektrana. Pokazalo se da je u Italiji, iako je mnogo sunčanija npr. od Njemačke, iskorištenje sunčeve energije vrlo je malo. Državna elektroprivredna organizacija ENEL već je 1984. izgradila na Siciliji nekoliko fotonaponskih postrojenja od kojih je najveće na otoku Vulkano, instalirane snage 80 kW.

Najveća je ENEL-ova sunčeva elektrana građena na jugu Italije, u 4 etape, od godine 1994. do 1999., ukupne instalirane snage od 3,3 MW vezane na javnu električnu mrežu.

Program "Tetti fotovoltaici" ne predviđa velika koncentrirana postrojenja, već decentralizirana u više točaka zemlje.

EW, god.103(2004), br. 9

Mrk

SAUDIJSKA ARABIJA POVEĆAVA U GRADU JEDDAH-U IZVORE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Njemačka tvrtka Alfa Laval sklopila je ugovor vrijedan 7 milijuna eura s tvrtkom NCC u Saudijskoj Arabiji za dobavu

svih pomoćnih uređaja za novo postrojenje u elektrani saudijske elektroprivredne tvrtke PP3 (Saudi Electricity Companies Power Plant 3). Elektropostrojenje će imati osam plinskih turbina izvedbe General Electric, ukupne snage od 480 MW. Tim povećanjem će grad Jeddah imati ukupnu snagu od 1.700 MW.

Ugovorom se također obuhvaća servis, nadzor i izobrazba posade.

EW, god.103(2004), br. 9

Mrk

NOVA NUKLEARNA ELEKTRANA U EUROPI

U Finskoj je u nazočnosti finskog ministra trgovine i industrije, u veljači godine 2004., učinjen prvi zahvat lopatom za gradnju novog, trećeg nuklearnog bloka u elektrani Olkiluoto, na zapadu Finske. U elektrani već su u pogonu dva nuklearna bloka po 800 MW, švedske izvedbe. Stalnim nadzorom i modernizacijom, njihov će se radni vijek produljiti za 40 godina. Gradnja novog nuklearnog reaktora još je značajnija, jer je to prvo novo nuklearno postrojenje u Europi nakon više od deset godina.

Pripremni radovi za novi nuklearni blok trebali bi završiti 2004. godine, da iduće, 2005. godine, započne gradnja i montaža postrojenja, jer se potpuni završetak i ulazak u pogon predviđa 2009. godine. Gradnju će preuzeti konzorcij Framatom ANP i Siemens. Reaktor će biti tipa EPR (European Pressurised Reactor), termičke snage 4.300 MW i električne 1.000 do 1.600 MW.

Stanovništvo Finske danas gleda pozitivno na gradnju nuklearne elektrane. Prema provedenoj anketi 45 % je ispitanika bilo za gradnju, 28 % protiv, a 27 % ih se nije izjasnilo. Značajno je da se javno mišljenje postupno promijenilo. Još pred deset godina 44 % ispitanika bilo je protiv nuklearne energije, a pred 20 godina čak 51 %.

Potrošnja električne energije u Finskoj stalno raste. Godine 2003. ona je iznosila 84,7 TWh godišnje. Najveći udio u opskrbi zemlje električnom energijom imale su nuklearne elektrane. Finska ih ima dvije, prije spomenuta švedskog tipa i elektrana Loviisa koju su izgradili Rusi. Drugi po važnosti energent je ugljen, koji se dobavlja iz Poljske i Rusije. Veliki je udio i uvezene električne energije. Pregled udjela u postocima pojedinih energetskih izvora dan je u tablici.

	Udio %
Nuklearna energija	25,6
Ugljen	14,4
Voda (HE)	12,7
Treset	7,3
Obnovljiva energija	12,6
Zemni plin	11,0
Nafta	2,2
Uvoz	14,2
Ukupno	100,0

U rubrici "obnovljiva energija" obuhvaćena je električna energija iz vjetroelektrana i termoelktrana loženih biomasom. U obnovljivoj energiji, glavni udio od 83 % ima biomasa. Jaka industrija proizvodnje papira ostavlja mnogo drvnih otpadaka, koji se mogu energetski vrlo dobro iskoristiti.

Finska je, s obzirom na korištenje biomase u energetske svrhe, prva u Europi i nastoji to korištenje još povećati.

Gradnja nove elektrane svakako je bila potrebna, jer potražnja električne energije u zemlji stalno raste. Za vremensko razdoblje, od godine 2003. do 2020., predviđa se povećanje potrošnje od 25 %. Planirano je u prvih 10 godina godišnje povećanje potrošnje od 1,7 %, a daljnjih godina od 1 % i manje. Novim izvorom električne energije Finska želi smanjiti svoj dosadašnji uvoz električne energije od 14,2 % na najmanju mjeru. Domaći su energenti samo voda, treset i obnovljiva energija. Svi se drugi moraju uvoziti.

Odluka za daljnje korištenje nuklearne energije donesena je upravo zbog cijene i obveza o smanjenju emisije CO₂. Realizacija ovakve odluke omogućena je dakako povoljnim mišljenjem javnosti. Treba još spomenuti da je Finska vodeća zemlja u tehnologiji odlaganja nuklearnog otpada. Od godine 1992. nuklearni otpad male i srednje radioaktivnosti odlaze se u dubinu od 60 m u kamenju stijeni. Odlagalište istrošenog nuklearnog goriva još je privremeno. Ono je kapaciteta 1400 t, koristi se od 1987. godine i ispunjeno je do dvije trećine kapaciteta. Konačno odlagalište za istrošeno gorivo sviju finških nuklearki treba biti gotovo za uporabu do 2020. godine.

EW, god. 103(2004), br. 9

Mrk

PODACI O ENERAGENTIMA ZA DOBAVU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Oko dvije trećine njemačkih potrošača električne energije interesira iz kojih se energenata proizvodi njihova energija. Na temelju toga će se moći

oni odlučiti, sada u vrijeme slobodne trgovine, od koga će dobiti struju. Prema podacima VDEW dobavljači električne energije s agenturom za energiju (OENA) ći će u susret željama potrošača pa će na računu za struju biti informirani o energentima kojima se proizvodi njihova električna energija.

EW, god. 103(2004), br. 10

Mrk

TRGOVINA ŠTETNOM EMISIJOM CO₂

Zemlje u razvoju i tranziciji mogu biti uključene u trgovinu emisije CO₂ uz ostale zemlje. O tome su se suglasile države EU i Europski parlament. One mogu u tome sudjelovati od početka 2005. godine. Države EU mogu svojim projektima o zaštiti klime izvršiti dio svojih obveza, prema Kyoto protokolu u zemljama izvan EU. Npr. ako njemačko poduzeće izgradi vjetroelektranu u Litvi ili sunčevu elektranu u Maroku, uštedu u emisiji CO₂ može sebi uračunati Njemačka. Od tih se projekata izuzimaju projekti nuklearnih elektrana i velikih hidroelektrana.

EW, god.103(2004), br. 10

Mrk

PRVA U SVIJETU ELEKTRANA NA MORSKE VALOVE

Nakon šestogodišnjih priprema i uspješnog testa u Sjevernom moru, postrojenje "Pelamis-P-750" priključit će se na električnu mrežu.

Škotsko poduzeće Ocean Power delivery i poduzeća iz Norveške i Švicarske uložili su 11,4 milijuna eura u razvoj ovog postrojenja. To će biti prva elektrana u svijetu pogonjena morskim valovima.

Postrojenje ima snagu od 750 kW, ukupne mase od 750 t. Sastoji se od 4 segmenata, spojenih šarnirima ukupne duljine 120 m, pa se u moru može zmijoliko gibati. Smješteno je 5 do 10 km od obale, u moru, dubine 50 do 60 m.

Mehanička će energija hidrauličkim motorima i električnim generatorima biti pretvorena u električnu i kabelima odvedena u električnu mrežu na kopnu.

Za montažu ovakvih elektrana osobito su pogodne obale V. Britanije, Španjolske, Portugala, Irske i Norveške. Škotska bi mogla, do godine 2020., 40 % potreba za električnom energijom pokriti iz ovakvih elektrana. Namjerava se ostvariti ovakve projekte u fjordu Danske i u Bristolskom kanalu. Danas je još jedini problem preskupa struja iz ovakvih elektrana, ali postoji nada za njeno sniženje.

EW, god.103(2004), br. 10

Mrk

DOBAVLJAČI ELEKTRIČNE ENERGIJE U EU

Nakon proširenja EU na 25 država, ukupno je u slobodnu trgovinu električnom energijom ušlo oko 3.000 isporučitelja. Najviše, oko 1.000 ima ih u Njemačkoj, zatim slijedi Poljska sa 600, a potom Češka sa 400 isporučitelja. U trgovini električnom energijom sudjeluju u V. Britaniji, Estoniji, Slovačkoj, Španjolskoj i Sloveniji 50 do 100 poduzeća. Zemlje u kojima je samo jedno poduzeće odgovorno za dobavu električne energije su Francuska, Belgija, Cipar, Letonija i Malta.

EW, god.103(2004), br. 10

Mrk

VJETROELEKTRANE S PLIVAJUĆIM TEMELJIMA

Ništa ne stoji na putu da se još ove (2004) godine izgradi pokusna vjetroelektrana na moru s plutajućim temeljima.

Ona bi bila prototip vjetroelektrana za planirani park vjetroelektrana, 35 km sjeverno od grada Rige (Letonija). Park je planiran za ukupnu snagu elektrana od 600 MW, a počeo bi se graditi 2005./6. godine pod imenom "Ventotec, Ost 2".

Pokusna vjetroelektrana, snage 2 MW tipa "Vestas - V-80" izgradila bi se u zaljevu Lübecka. Testirani će biti temelji. Kako će se oni držati u pogonu i kod kvarova, kad postrojenje treba otegliti u luku i tamo ga popraviti. Neće se zaboraviti ni testiranje utjecaja na okoliš i tome prilagoditi postrojenje.

EW, god. 103(2004), br. 10

Mrk

UŠTEDA ENERGIJE ZBOG RECIKLAŽE

U godini 2003. sakupljeno je okruglo 20 t bakra i 300 kg srebra iz umetaka niskonaponskih i visokonaponskih osigurača velike snage. Ovo skupljanje provodi njemačko

društvo "NH/HHRecyclingV" od godine 1995. Od tada je sakupljeno 164.000 kg bakra i 2.190 kg srebra za reciklažu. Računa se da je time za iskop rude, transport i preradu uštedena energija od 1.700 MWh, odnosno transport od 187 željezničkih vagona.

EW, god.103(2004), br. 10

Mrk

PODMORSKA VEZA AUSTRALIJE I TASMANIJE

Kao i mnogim razvijenim zemljama i Australiji je trebalo dosta vremena da shvati da je za pokrivanje energetske potreba potrebno osigurati adekvatnu energetska infrastrukturu.

Australija ima izvore za povećanje energetske kapaciteta. Ona je danas jedan od vodećih svjetskih izvoznika ugljena. Raspolaze s golemim količinama prirodnog plina te je treći po veličini izvoznik LNG u azijsko-pacifičke regije.

Skorašnji ispad i nestanak električne u Sjevernoj Americi i Kanadi rasvijetlio je jedan problem, a to je kakve posljedice mogu nastati, ako se prijenosna mreža zanemari. U Australiji su shvatili da je poboljšanje prijenosne električne mreže prioritetan zadatak, te se krenulo u akciju. Pokrenut je novi projekt visokonaponskog istosmjernog prijenosa u južnom dijelu kontinenta, kojim se povezuje prijenosna mreža država Viktorije i Tasmanije.

Ova veza "Basslink" omogućit će trgovanje električnom energijom između Tasmanije i kontinenta, ali ujedno i Tasmaniji da uđe u nacionalno veletržište električne energije NEM - National Electricity Market. Također će poboljšati sigurnost opskrbe s obje strane Tjesnaca Bass, štiteći Tasmaniju od rizika suše, a Viktoriju i sjeverni dio kontinenta od mogućih ispada, odnosno nestanka električne energije kod maksimalnih opterećenja.

Veza Baslink polazi od Loy Yang-a u Gippsland-u, u Viktoriji, prelazi preko Bass tjesnaca i ide do zaljeva Bell Bay u Tasmaniji. Kada bude položen podmorski kabel, njegova dužina iznositi će 295 km i to će biti jedan od najdužih kabela takve vrste u svijetu.

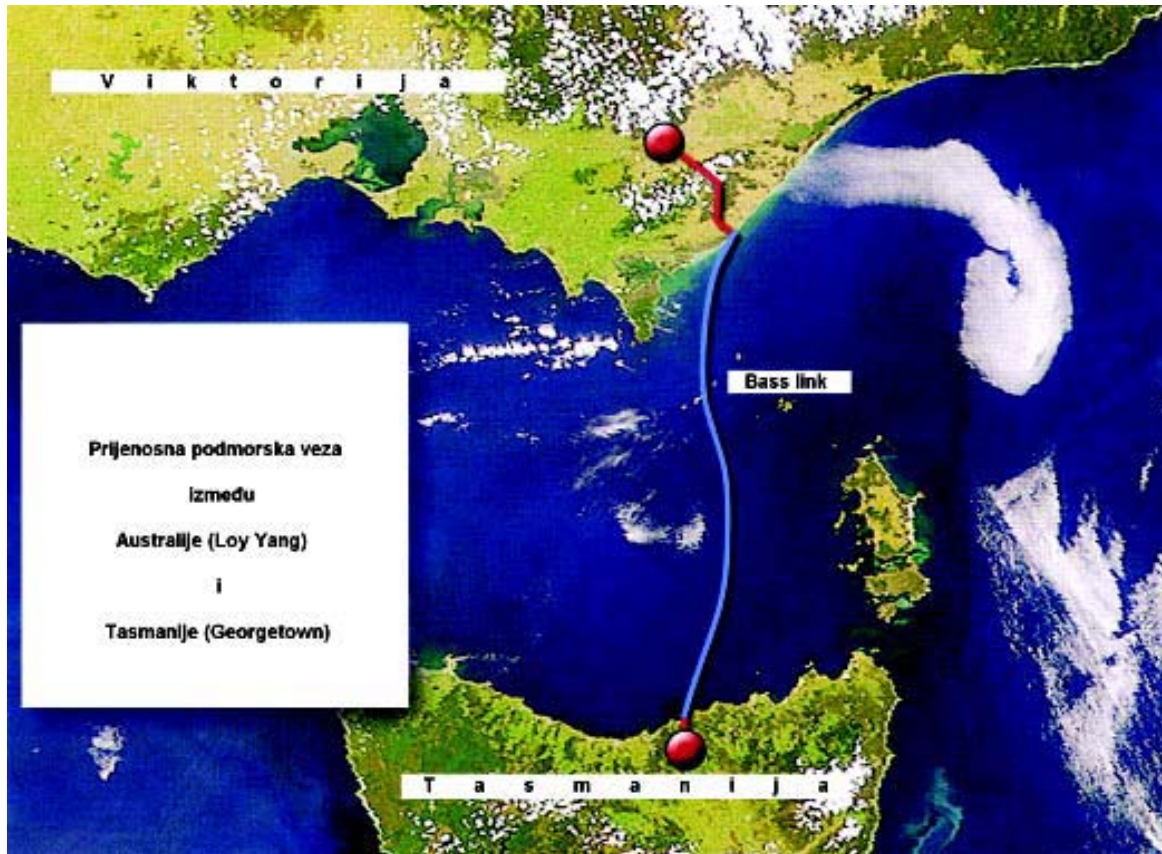
Uz energetske kabele polažu se i optički telekomunikacijski kabeli, koji će omogućiti povećanje kapaciteta u telekomunikacijskom sektoru.

Visokonaponska istosmjerna tehnologija omogućuje prijenos električne energije na velike udaljenosti s niskim gubicima i prema tome ekonomično.

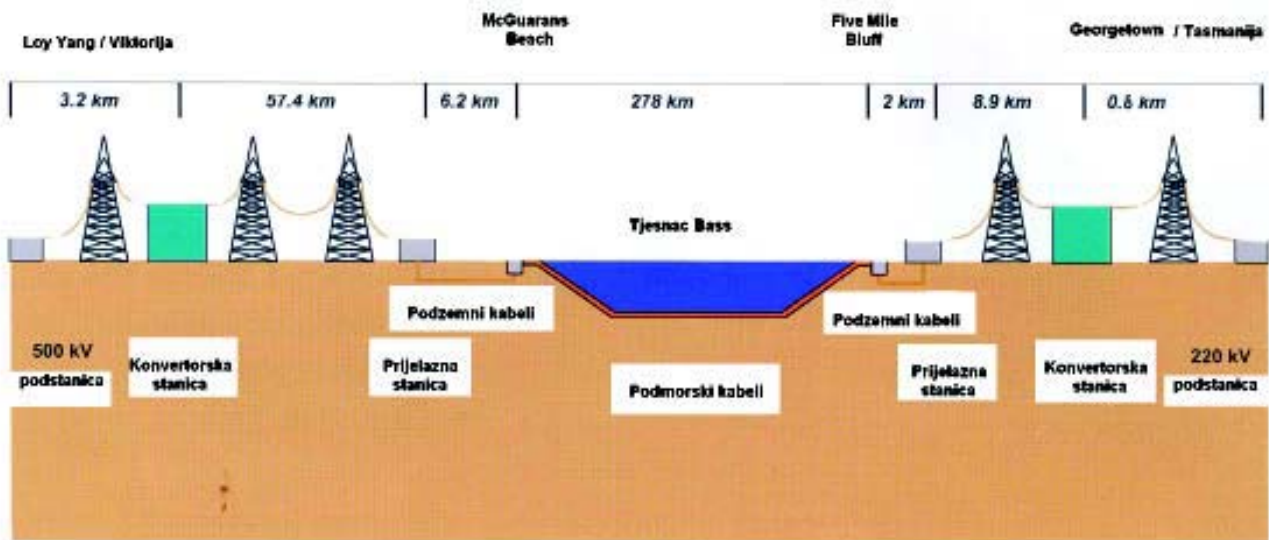
Visokonaponska istosmjerna veza (HVDC) spaja Georgetown u Tasmaniji i Loy Yang u Viktoriji. Prenositi će 500 MW električne snage istosmjernog napona (DC) od 400 kV i struje 1.200 A na razdaljinu 360 km. Podnjet će opterećenje od 600 MW deset sati na dan. Isto tako ima mogućnost za prijenos električne enrgije u oba smjera.

Za realizaciju ovog projekta osnovana je kompanija Basslink Pty Limited, čiji je vlasnik i operator istraživačka kompanija National Grid Trasco. Izvođač projekta je konzorcij sastavljen od njemačke kompanije Siemens Power Transmission and Distribution i talijanske kableske kompanije Pirelli. Vrijednost projekta je oko 300 milijuna eura (326 milijuna američkih dolara).

Pirelli isporučuje i polaže podmorski kabel. Za polaganje podmorskog kabela koristi vlastiti brod Gulio Verne. Zbog dužine kabela, polaganje će se odvijati u tri faze. Osim toga



Slika 1. Visokonaponska istosmjerna veza Australija – Tasmanija



Slika 2. Basslink – presjek veze Australija – Tasmanija

isporučuje i polaže podzemne kabele na kopnu i to: 6,4 km na kontinentu i 1,7 km na kopnu u Tasmaniji. Ovi kabele povezivat će najbliže terminale i podmorski kabel.

Prema planu veza Basslink trebala bi biti dovršena u 2005. godini.

Kako se promatraju prednosti ove veze, činjenica je da prednost leži na obje strane vode. Dobivanjem pristupa austral-

skom energetskom tržištu, Tasmanija može opskrbljivati električnom energijom potrošače Viktorije za vrijeme maksimalnog opterećenja iz svojih hidroenergetskih izvora. U sušnim razdobljima Tasmanija može pokriti svoje osnovne potrebe za električnom energijom iz kontinentalne mreže.

International Power Generation, May 2004.

SBK

ELEKTROPRIVREDA AUSTRIJE

Elektroprivreda Austrije, koja je interesno udružena u Verband der Elektrizitätswirtschaft Österreichs (VEÖ), ima veliku važnost u austrijskom gospodarstvu. Površina Austrije je gotovo 84 tisuće četvornih kilometara, ima nešto preko 8 milijuna stanovnika i potrošnju električne energije od 7,8 MWh/stanovniku (2003).

VEÖ objedinjuje tri operatora prijenosne mreže, među kojima je Verbund-Austrian Power Grid taj koji pokriva najveći dio austrijske prijenosne mreže i voditelj je austrijskog regulacijskog bloka, te oko stotinu proizvodnih i distribucijskih kompanija, organiziranih po 8 austrijskih pokrajina, Beču i u drugim naseljima.

Proizvodnja električne energije u Austriji bila je 2003. godine okruglo 60 TWh, potrošnja oko 62,6 TWh, prihod u elektroprivredi ocjenjuje se na 6,4 milijarda eura i u elektroprivredi ima oko 21 tisuću zaposlenih. Ukupna produktivnost u elektroprivredi je dakle reda 3 GWh/radniku. U elektroprivredi Austrije *vrti se* 552 protočne i 102 akumulacijske hidroelektrane, te 148 termoelektrana. Park elektrana u Austriji tvori raspoloživu snagu od oko 18000 MW, u čemu po približno jednu trećinu čine protočne, akumulacijske i termoelektrane. U prosječnoj hidrološkoj godini, dvije trećine električne energije proizvede se u hidroelektranama, u tome oko 5 TWh u malim hidroelektranama snage jednake ili manje od 10 MW. U obnovljivim izvorima, izvan hidroelektrana, proizvedeno je u prošloj godini oko 750 GWh.

Sigurnost opskrbe električnom energijom je nezaobilazna osnova za prosperitet i konkurencijski potencijal austrijskog gospodarstva. U europskim usporedbama, visoki standardi sigurnosti i kvalitete opskrbe koje ostvaruje elektroprivreda u Austriji, pretpostavka su na koju računa domaće gospodarstvo.

U proteklih posljednjih pet godina, godišnji rast potrošnje električne energije kretao se po stopi od +0,5 do +3,2 posto, te je Austrija od tipično izvozne zemlje postala ovisna o uvozu električne energije. Dok je u prethodnom dugogodišnjem razdoblju saldo razmjene uvijek bio za Austriju pozitivan, dotle je prevagnuo uvoz za neznatnih 0,1 TWh u 2001. godini, za 0,7 TWh u 2002. godini, te čak za 5,6 TWh u 2003. godini. To je bio signal da se značajno treba dograditi park elektrana, te ga Austrija kani uvećati za 3000 MW do 2010. godine.

Gubici u prijenosnoj i distribucijskoj mreži Austrije, ako se iskažu u odnosu na energiju predanu krajnjim kupcima uvećanu za te gubitke i vlastitu potrošnju (dakle na energiju *ušlu* u mrežu radi predaje krajnjim kupcima) iznosili su 6 posto, a vlastita potrošnja električne energije u elektranama i mreži još 3 posto (2002).

www.veoe.at/20.7.2004.

MK

CIJENA ELEKTRIČNE ENERGIJE U AUSTRIJI ZA KUĆANSTVA

Promatra li se kraj 2003. godine, za kućanstva koja godišnje koriste 3500 kWh i izabrala su povoljnog opskrbljivača električnom enegijom, u opskrbnom području bečkoga *Wienerstroma*, cijena električne energije bila je prosječno oko 13,7 eurocenta po kilovatsatu (to je nešto više od 1 kune po kilovatsatu), uključujući sve poreze i davanja. Struktura te cijene jest:

- naknada za korištenje mreže 41%
- naknada za energiju 25%
- porez na dodanu vrijednost 17%
- porez na (električnu) energiju 11%
- naknada za korištenje prostora 4%
- dodatak za zaštitu spojenog procesa 1%
- dodatak za korištenje obnovljivih izvora 1%
- dodatak za naslijeđene troškove 0,39%.

Uz približno jednake apsolutne udjele poreza i davanja, te naknade za energiju, a različite naknade za korištenje (prijenosne i distribucijske) mreže, cijena je različita u raznim opskrbnim područjima Austrije: od najniže na području Linza (približno 13 eurocenta po kWh) do najviše na području Burgenlanda (približno 16,5 eurocenta po kWh).

Naknada za korištenje mreže plaća se prema naponskoj razini priključka, za niski napon priključka ona varira između 4,5 i 7,5 eurocenti po kilovatsatu – prosječno za cijelu Austriju bila je krajem 2003. godine točno 6 eurocenti po kilovatsatu. Naknada za korištenje mreže sadrži udjele za:

- elementarni pogon, održavanje i dogradnju mreže
- pokriće gubitaka u mreži
- mjerenje električne energije
- mrežnu spremnost (da *uskoči* kada izostane napojna elektrana)
- usluge sustava (regulacija frekvencije i napona, vođenje sustava i ponovna uspostava pogona nakon poremećaja)
- pristup mreži (jednokratno, kod svakog povećanja angažirane snage)
- naknadu za prekogranični promet električne energije.

Naknada za energiju, za kućanstva, u isto vrijeme bila je prosječno oko 2 eurocenta po kilovatsatu. Tako niska otkupna cijena proizvedene energije, naravno da je posljedica približno dvotrećinskog udjela hidroenergije u austrijskom elektroenergetskom *miksu*.

Promatra li se kretanje razine ukupne prosječne cijene električne energije (dakle za kućanstva, industriju i ostale kupce) u Austriji, tada se uočava pet znakovitih razdoblja, počevši od ljeta 1999. godine, kada je ostvarena prva etapa otvaranja tržišta:

Opis	Razdoblje	Razina cijene
Do otvaranja tržišta	Do ljeta 1999.	100%
Nakon početnog otvaranja tržišta	Od ljeta 1999. do svibnja 2000.	Pad na 95%
Nakon povećanja poreza na el.energiju	Od svibnja 2000. do rujna 2001.	Skok na 101%
Nakon punog otvaranja tržišta	Od 1.10.2001. do srpnja 2002.	Pad na 97%
Uvođenjem eko-poreza i dodatka za zaštitu spojenog procesa	Od kraja 2002. do siječnja 2004.	Rast na 99,5%

Dakle, u pet godina cijena je za prosječnog kupca došla na praktički istu razinu, preraspodijelivši se međutim (a) na povećani udjel države, a smanjeni udjel elektroprivrede i (b) na povećani udjel kućanstava, a smanjeni udjel industrije.

Pogledajmo još jednom udjele u prosječnoj cijeni za bečka kućanstva, spomenute na početku. Porez na dodanu vrijednost, univerzalno u Austriji iznosi 20%, *puni* austrijski savezni budžet, a kada se uzme dio cijene električne energije na koji se taj porez obračunava onda izađe u bečkim opskrbnim okolnostima 17% ukupne cijene. Porez na (električnu) energiju plaća se u apsolutnom iznosu od 1,5 eurocent po kWh, *puni* također savezni budžet, i treba destimulirati korištenje električne energije (jednako tako: i plina – porezom na korištenje plina). Naknada za korištenje prostora kreće se u širokim granicama, od 0 u Burgenlandu do 0,53 eurocenta po kWh u Beču, gdje je najviša u Austriji. *Puni* općinske budžete.

Dodatak za zaštitu spojenog procesa proizvodnje električne i toplinske energije *puni* fond iz kojega se namiruju takve termoelektrane-toplane koje plasiraju električnu energiju u mrežu u ovisnosti od trenutnog toplinskog konzuma, neovisno od toga da cijena tako proizvedene električne energije nije trenutno najpovoljnija, pak se razlika nadoknađuje iz tog fonda, u kojem sudjeluju svi kupci električne energije. Iznosi 0,15 eurocenta po kWh. Osigurava najveće ukupno iskorištenje primarnih izvora energije.

Dodatak za korištenje obnovljivih izvora (tzv. *eko-porez*) plaćaju također svi kupci, ali je različit po naponskim razinama priključka na mrežu. Za niskonaponsku razinu on iznosi 0,204 eurocenta po kWh (stanje polovinom 2004. godine; u 2003. godini taj je dodatak bio 0,134 eurocenta po kWh). Prikupljena sredstva koriste se za poticanje izgradnje i korištenja obnovljivih izvora. Tu je još i dodatak za korištenje malih hidroelektrana, koji iznosi dodatnih 0,035 eurocenti po kWh.

Dodatak za naslijedene troškove služi namirenju takvih troškova nastalih u predtržišnoj elektroprivredi, bez kojeg namirenja ne bi bilo ekonomično koristiti neki objekt u tržišnoj elektroprivredi. U Austriji to je elektranu Voitsberg 3, a dodatak je različit po opskrbnim područjima, kreće se od 0 do 0,0922 eurocenta po kWh i ugasit će se kada se namire naslijedeni troškovi te elektrane u ukupnom iznosu od 133 milijuna eura.

www.e-control.at/20.7.2004.

MK

KUĆANSTVO U AUSTRIJI: 2330 EURA ZA ENERGIJU (2003)

Okruglo 7,7 milijardi eura izdala su kućanstva u Austriji 2003. godine za energiju. U tome, 37% za grijanje, 35% za pogonsku energiju goriva za automobile i 28% za električnu energiju. To su podaci austrijske energetske regulatorne agencije. Taj izdatak za energiju čini 6,3% ukupnih izdataka/potrošnje austrijskih kućanstava u 2003. godini.

Prosječno austrijsko kućanstvo izdvojilo je 2003. godine za energiju 2330 eura (to je oko 17500 kuna, ili prosječno mjesečno oko 1450 kuna), što je 0,9% više nego u 2002. godini.

Pojedinačno, finalni energenti su poskupjeli (2003. godine, spram 2002. godine):

- loživo ulje 1,5%
- normalni benzin 0,2%

- super-benzin 0,2%
- dizelsko gorivo 0,1%
- električna energija 1,1%
- plin 1,4%
- kameni ugljen 2,6%
- smeđi ugljen 2,7%.

Kako je po prilici jedna trećina izdataka za automobilsko gorivo, a ono je poskupjelo neznatno, to se ostvarilo ukupno postotno povećanje izdataka za energiju manje nego li postotno povećanje cijena svih ostalih energenata.

VEÖ-Journal 4/2004.

MK

INDUSTRIJA U AUSTRIJI PROFITIRALA LIBERALIZACIJOM

Austrija je jedna od prvih zemalja koje su uvele punu otvorenost tržišta električne energije. Od 1. listopada 2001. godine može svaki kupac slobodno birati svoga opskrbitelja. Istodobno, to su u Italiji mogli kupci koji ukupno čine 66% potrošnje ili u Francuskoj oni koji čine samo 37% potrošnje električne energije.

Nakon donošenja Direktive Europske unije o električnoj energiji iz ljeta 2003. godine, već u lipnju te godine austrijski je parlament donio odluku o izmjenama i dopunama austrijskog zakona o elektroprivredi radi usklađivanja s Direktivom i time prednjači među svim državama Europske unije.

Austrijska gospodarska komora smatra da je od liberalizacije, dakle u otprilike tri godine, ostvarena ušteda austrijske industrije u izdacima za električnu energiju reda veličine 700 milijuna eura.

Istodobno, austrijska elektroprivreda investirala je u prijenosnu i distribucijsku mrežu godišnje oko 400 milijuna eura radi povećanja pouzdanosti opskrbe, uz dva ozbiljna sniženja domaćih naknada za korištenje mreže. Daljnja sniženja ne bi bila moguća bez kratkoročnih, a svakako dugoročnih utjecaja na smanjenje pouzdanosti opskrbe.

Predstoji ozbiljni investicijski zamah radi izgradnje novih 3000 MW u elektranama do 2010. godine, ili značajno povećanje uvozne ovisnosti, te je pitanje koliko će to utjecati na povećanje cijene i u industriji.

www.veoe.at/20.7.2004.

MK

SIGURNOST OPSKRBE – AUSTRIJSKO GLEDANJE

Snošenje odgovornosti za sigurnu opskrbu uz europski konkurentnu cijenu električne energije, glavni je okvir u kojem treba poslovati austrijska elektroprivreda, izjavljuje predsjednik Udruge austrijske elektroprivrede (VEÖ) Michalel Pistauer na novinskoj konferenciji u Beču. Iznosi mi i stavove još nekih sudionika te konferencije.

U Austriji 80% građana smatra sudionike iz elektroprivrede (proizvođače, mrežne operatore, opskrbljivače) najodgovornijim za sigurnost opskrbe, a samo 18% građana uzima za to odgovornije vladu, ministarstva, energetske regulatora i općine. Tema sigurnosti opskrbe aktualizirana je raspadi-ma sustava koji su se zbili posljednje godine u Europi.

Proizvodne rezerve sve više se *stanjuju*. Radi starosti, ekonomičnosti i pooštrenih zahjeva prema okolini mnoge

elektrane moraju se obustavljati, a potražnja neprekidno raste. U zemljama EU-25 računa se da će potražnja porasti s 2840 TWh u 2002. godini na 4490 TWh u 2030. godini. U zemljama bivše EU-15 računa se da će u tom razdoblju trebati dogradnja oko 600 tisuća megavata u elektranama, radi zamjene postojećih i namirenja porasta potražnje. To predstavlja investicijski volumen od oko 600 milijardi eura, uz dodatnih još približno isto toliko za potrebe dogradnje mrežne infrastrukture!

Uz sve tanje proizvodne rezerve u Europi, te uz iste ili očekivano povećane cijene primarne energije, ne može se očekivati zadržanje iste razine cijene električne energije.

Ako se ne ostvari investicijski intenzivno ulaganje u nove proizvodne kapacitete, Austrija se mora orijentirati na sve veći uvoz, što će značiti uvoz uz povećanje dobavnih cijena, pojačanje mrežne infrastrukture, uvoz električne energije podrijetlom i iz nuklearnih elektrana, a u kriznim prilikama – vjerojatno redukciju, jer je u takvim prilikama normalno da svaka država najprije opskrbi sebe.

Unbundling (razdvajanje po djelatnostima) šteti tehničkoj sigurnosti opskrbe! Ranije je sigurnost opskrbe podržavalo, putem neprekidne ravnoteže proizvodnje, prijenosa i potražnje, integrirano vođenje proizvodnje i prijenosa. *Unbundling* vodi razdruživanju tog sustava. Kada elektrane i mrežni operatori imaju različite interese, malo rade na rješavanju problema sustava, a koordinacija proizvodnje i prijenosa još bi trebala biti povećana radi provođenja odredaba Direktive EU o električnoj energiji – sve više električne energije mora se transportirati na sve veće udaljenosti, a primjerice, posve nereguliranu energiju vjetra treba svakog trenutka uzimati u sustav.

Pritisak regulatorne agencije na daljnje sniženje naknada za korištenje mreža nije više moguće podnijeti; ili će se on zaustaviti ili će se početi *jesti* mrežna supstanca. U dva udarna sniženja mrežnih tarifa za po prilici 10%, operatori mreža gube godišnje po prilici 250 milijuna eura, a ulaganja u potrebnu dogradnju mrežne infrastrukture kreću se na godišnjoj razini 400 milijuna eura.

www.veoe.at/20.7.2004.

MK

FASCINACIJA STRUJOM – JEDNA AUSTRIJSKA AKCIJA

Cijela Austrija bila je na nogama: 5. lipnja 2004. godine u 25 gradova ostvaren je živi doživljaj pod naslovom *Fascinacija strujom*, gdje se informiralo o svim aspektima opskrbe električnom energijom – sve do igara i šala na račun toga.

Među pitanjima koja su se postavljala, istaknimo nekoliko najčešćih, kao i kratko opisanih odgovora Udruge austrijske elektroprivrede (VEÖ).

Može li se u Austriji dogoditi veliki raspad sustava kakav se zbilo u SAD ili Italiji?

Načelno, niti jedan sustav nije 100% siguran. Opsežnim investicijama i odgovarajućom brigom u proteklim desetljećima austrijska elektroprivreda je osigurala, u prkos visokim opterećenjima mreže – osobito na pravcu sjever-jug visokonaponske mreže, sigurnu i prema čovjekovoj okolini prijateljsku opskrbu.

Na kojim stupovima počiva austrijska opskrba električnom energijom?

Radi se o kompleksnoj kooperativnoj kombinaciji različitih proizvodnih postrojenja, kao i o snažnoj mreži. Tu su elektrane za temeljnu opskrbu: protočne hidroelektrane i termoelektrane, kao i akumulacijske hidroelektrane za kratkotrajnu vršnu opskrbu. Mrežom transportiraju se velike količine energije kako bi potražnja na svakome mjestu bila namirena proizvodnjom, svakog dana i svakog sata.

Koliko se električne energije potroši u Austriji?

U Austriji je godine 2003. potrošeno 62,6 milijardi kilovatsati.

Što se može učiniti s jednim kilovatsatom električne energije?

- Gledati televizijski program sedam sati
- Skuhati ručak za četiri osobe na električnom štednjaku
- Oprati rublja uz jedno punjenje stroja za pranje rublja
- Izglacati 15 košulja
- Koristiti računalo pet sati.

Na koje načine se proizvodi električna energija u Austriji?

Više od dvije trećine električne energije u Austriji proizvede se u – prema čovjekovoj okolini prijateljskim – hidroelektranama. U termoelektrama zadovoljavajuće tehnologije, s obzirom na zaštitu čovjekove okoline, proizvede se daljih 32,5 posto električne energije, u tome glavnina u teroelektranama-toplanama, s najboljim ukupnim iskorištenjem goriva. Preostatak prilagodljivog elektroenergetskog *miksa* u Austriji tvori proizvodnja iz obnovljivih izvora energije: vjetra, biomase, bioplina i Sunčeva zračenja.

Koliko je duga austrijska električna mreža?

Austrijska električna mreža duga je oko 200 tisuća kilometara, svojom duljinom mogla bi pet puta obujmiti Zemlju.

U Austriji postoji svuda električna mreža, je li austrijska mreža dovršena?

Električna mreža nikad nije dovršena, uvijek se mora održavati, obnavljati i dograđivati. U ovo vrijeme, značajno je zatvaranje austrijske petlje 380 kV, ali i daljnje investiranje u distribucijsku mrežu. Samo tako mreža je spremna za zadaće koje pred njom stoje u budućnosti.

www.e-sicher.at/20.7.2004.

MK

GORIVNE ČELIJE TVRTKE RWE FUEL CELLS GmbH

U paviljonu tvrtke RWE Fuel Cells GmbH u Essenu, publici privlači i oduševljava fascinirajuća tehnologija gorivnih ćelija. Tvrtka RWE Fuel Cells GmbH osnovana je u ožujku 2002. godine, u 100-postotnom vlasništvu koncerna RWE, sa sjedištem u Essen-u. Oko 30 zaposlenih djelatnika tvrtke rade na razvoju i tržišnoj promidžbi proizvoda, sustava i usluga na bazi gorivnih ćelija i drugih malih decentraliziranih energetskih postrojenja kao što su plinske mikroturbine i stirling motori.

U RWE paviljonu gorivnih ćelija u Essen-u, kao i u Tehnikumu RWE Fuel Cells u Mechernich-u kraj Köln-a, ispituje se sposobnost raznih tipova gorivnih ćelija za stacionarnu

primjenu u dugotrajnom pogonu. U paviljonu se pored toga posjetiocima besplatno predložuje način funkcioniranja gorivnih ćelija i njihove današnje mogućnosti.

Prema procjeni mnogih eksperata gorivne ćelije će u budućnosti postati ključna tehnologija 21. stoljeća. Pri tome će decentralizirana opskrba električnom energijom i toplinom igrati važnu ulogu za obrtničke radnje, mala industrijska poduzeća, te kuće s jednom ili više obitelji. Naročita pozornost se posvećuje učenicima koji posvećuju paviljon, kojim se detaljno objašnjava način funkcioniranja gorivnih ćelija i način opskrbe zgrade električnom energijom i toplinom iz gorivne ćelije. Pripremaju se posebni materijali za dodatna predavanja u školama o tehnologiji gorivnih ćelija i njihovoj primjeni.

VGB Power Tech 3/2004. (www.rwe.com)

doc

IZGRADNJA KOMBI ELEKTRANE U ITALIJI

Konzorcij VA Tech i Technip su zaključili ugovor s talijanskom tvrtkom Energia Molise S.p.A. o izgradnji kombi elektrane snage 800 MW po sistemu "ključ u ruke" u mjestu Termoli u središnjoj Italiji.

Predviđeno je, da konzorcij VA Tech i Technip vodi projekt, dade bazični i detaljni inženjering, isporuči i montira opremu, pusti elektranu u probni pogon, vodi pogon i provodi obuku osoblja. U elektrani će biti postavljene plinske turbine tipa 9FA, firme General Electric s pripadajućim električnim generatorima, dva kotla utilizatora na otpadnu toplinu dimnih plinova, parne turbine s generatorima i pomoćnim postrojenjem.

Austrijski VA Tech je odgovoran za plinske i parne turbine, električne generatore, kotlove utilizatore, električna postrojenja izmjeničnog, srednjeg i niskog napona, te istosmjernog napona. Inženjering firme Technip iz Rima, odgovoran je za isporuku opreme za ostali dio elektrane, građevinske radove elektrane i visokonaponsko sklopno postrojenje.

Elektrana bi trebala ući u pogon u travnju 2006. godine.

Energia Molise S.p.A. koja je u većinskom vlasništvu tvrtki Cir i Verbund, posluje na talijanskom tržištu električne energije i plina. Kombi elektrana u Termoli-u je prvi korak u stvaranju vlastitog proizvodnog parka i dobivanja statusa proizvođača električne energije u Italiji.

VGB Power Tech 3/2004. (www.technip-power.com, www.technip.co)

doc

POUZDANA I SIGURNA ŠVICARSKA NUKLEARNA ENERGIJA

Prošle godine su švicarske nuklearne elektrane Beznau, Mühleberg, Gösgen i Leibstadt ponovo dokazale svoju pouzdanost i značajno doprinijele sigurnom i čistom švicarskom mix-u električne energije, kojeg čine hidroelektrane i nuklearna energija. S prošlogodišnjom proizvodnjom od gotovo 26 TWh električne energije, premašena je za 1% ranije ostvarena najveća proizvodnja.

Proizvodnja energije za pokrivanje švicarskog temeljnog dijela dijagrama opterećenja, nezamisliva je bez udjela nuklearnih elektrana. Proizvodnja električne energije u nuklear-

nim elektranama u Švicarskoj čini 40% ukupne proizvodnje električne energije.

Porast proizvodnje električne energije prošle godine ostvaren je zahvaljujući kraćim godišnjim revizijama postrojenja i porastu snage NE Leibstadt nakon provedenih zamjena i rekonstrukcija.

Cilj operatora švicarskih nuklearnih elektrana je, da se zadrži dostignuta razina proizvodnje električne energije iz nuklearnih elektrana u što većem vremenskom razdoblju. Neprihvatanjem Antinuklearne inicijative od 18. svibnja 2003. godine, osiguran je daljnji pogon nuklearnih elektrana u Švicarskoj i omogućen proces njihovog daljnjeg poboljšavanja i osuvremenjivanja.

Power Tech 3/2004. (www.atomenergie.ch)

doc

ULOŽA NJEMAČKE NA EUROPSKOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Gotovo polovina njemačkog uvoza električne energije u 2003. godini, ostvarena je iz Francuske (20.2 milijarde kWh). Najveći dio te energije je tranzitiran u Nizozemsku i Italiju.

Na drugom mjestu je bila isporuka iz zemalja Istočne Europe. Preko češke granice isporučeno je 12.9 milijardi kWh. Iz Danske je isporučeno 3.9 milijardi kWh električne energije.

Već godinama je podjednak uvoz i izvoz električne energije u Njemačku. U 2003. godini je bilanca uvoza i izvoza električne energije iznosila oko 18% njemačke proizvodnje električne energije. Oko 28% energije izvezeno je u Nizozemsku. Austrija (s uvozom od 9.9 milijardi kWh) i Švicarska (s uvozom od 13.3 milijarde kWh) su postali daljnji važni izvozni partneri električne energije.

U švedskim hidroelektranama je 2003. godine proizvedeno manje električne energije zbog sušnog ljeta. Švedska je iz tog razloga uvezla 2.2 milijarde kWh.

VGB Power Tech 3/2004. (www.strom.de)

doc

POTROŠNJA PRIMARNE ENERGIJE U NJEMAČKOJ 2003. NA RAZINI PRETHODNE GODINE

Potrošnja primarne energije u Njemačkoj od oko 489 milijuna tona jedinica ekvivalentnog ugljena (14 344 PJ) je ostala na razini 2002. godine.

Prema prethodnim podacima udio pojedinih energenata bio je:

nafta	36.4%
prirodni plin	22.5%
kameni ugljen	13.7%
nuklearna energija	11.4%
smeđi ugljen	12.5%
sunčeva energija	2.5%
hidropotencijal energija	0.5%
vjetra	0.5%

Potrošnja nafte je smanjena za 2.5% i iznosila je 178 milijuna tona SKE.

Potrošnja prirodnog plina je porasla za 3.6% na 110 milijuna tona SKE. Potrošnja kamenog ugljena iznosila je 67 milijuna tona SKE, odnosno porasla za 4.2% u odnosu na prethodnu godinu, zahvaljujući elektroprivredi.

Potrošnja smeđeg ugljena od 56 milijuna tona SKE je pala za 1.2%, zahvaljujući primjeni postupka oplemenjivanja ugljena u elektranama.

Porasla je proizvodnja električne energije u nuklearnim elektranama.

Zbog prošlogodišnje suše je pala proizvodnja u hidroelektranama, ali je istodobno porasla proizvodnja u vjetroelektranama. U ukupnosti je proizvodnja električne energije u hidroelektranama i vjetroelektranama pala za 2.1%.

Porasla je potrošnja energije iz drva i ostalih obnovljivih izvora za 2.4%.

Doprinos svih obnovljivih izvora potrošnji primarne energije iznosio je u 2003. godini oko 3%.

VGB Power Tech 3/2004. (www.ag-energiebilanzen.de) doc

ALSTOM UVODI SLJEDEĆU GENERACIJU KOTLOVA UTILIZATORA NA OTPADNU TOPLINU (HRSGs)

Alstom je obznanio uvođenje nove generacije kotlova na otpadnu toplinu (HRSGs), koji predstavljaju kombinaciju OCCTM tehnike s tehnologijom protočnih kotlova (Once – Throug – Technik), koja je razvijena u Siemensu. S tim razvojem Alstom je u mogućnosti isporučivati tehnološki veoma razvijene HRSGs kotlove utilizatore, visoke učinkovitosti, velikih snaga, s odličnim pogonskim karakteristikama, jednostavnom montažom, uz konkurentnu cijenu.

S preko 30 protočnih parogeneratorskih pogona Alstom je postao vodeći isporučitelj HRSGs kotlova u svijetu za velike suvremene plinske turbine u kombi elektranama. Alstom može ponuditi protočne parogeneratore sa svim značajkama OCCTM tehnike za optimirane pogonske cikluse i različite konstruktivne prilagodbe.

Protočni generator pare na otpadnu toplinu se izvodi bez visoko tlačnog bubnja. Nova konstrukcija omogućuje poboljšanu ekonomičnost i mogućnost isporuke parogeneratora kao standardiziranog modula, koji se može odlično integrirati u već dokazani Alstom-ov OCCTM koncept.

Primjenom OCCTM tehnike smanjenju se termička naprežanja u promjenljivom režimu rada parogeneratora.

Parogenerator na otpadnu toplinu može se isporučiti u paketnoj izvedbi u sljedećim modulima:

- isporuka opreme u snopovima, na lokacije s ograničenim transportnim mogućnostima, bez velikih dizalica
- isporuka modula tlačnih dijelova, gdje je transport manje ograničen i gdje su dizalice na raspolaganju
- isporuka modula s C okvirima (tlačni moduli integrirani s nosivom čeličnom konstrukcijom i oplatom), gdje transport nije ograničen i gdje su na raspolaganju velike dizalice.

VGB Power Tech 3/2004. (www.alstom.de) doc

IDA TECH GORIVNE ČELIJE (FUEL CELLS) DOBILE EU CERTIFIKAT

Ida Tech proizvođač gorivnih ćelija na bazi prirodnog plina i protonskih izmjenjivačkih membrana, snage 5 kW, dobila je certifikat Europske unije. Radi se o jednom od prvih novih sustava gorivnih ćelija, Eta Gen (TM) serije, tvrtke Ida Tech.

Trenutačno ne postoje EU standardi za certificiranje sustava gorivnih ćelija.

Tvrtka Ida Tech ima mogućnost da prodaje certificiranu opremu i radi na daljnjem razvoju tehnologije gorivnih ćelija.

Jedinstveno obilježje tog sustava je mogućnost korištenja dva različita goriva, prirodni plin ili propan. Eta Gen (TM) serija obuhvaća tehnologiju pripreme goriva i isporuku agregata gorivne ćelije za proizvodnju električne energije i topline. Trenutačno poslovni partneri iz Europe, Sjeverne Amerike i Azije testiraju i vrednuju pojedine sustave Eta Gen serije.

Tehnološko rješenje gorivnih ćelija tvrtke Ida Tech odlikuje se fleksibilnošću i modularnim designom. Moguća je isporuka sustava do snage 50 kW. Njihova primjena je moguća za stacionarni ili mobilni pogon.

VGB Power Tech 3/2004. (www.idatech.com) doc

PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE U EU

Nuklearna energija i ugljen dominiraju u Europi (EU15) s ukupno preko 57% proizvodnje električne energije (2000). Udio nuklearne energije je iznosio 33%, a ugljena 24.1%. Hidroenergijom je proizvedeno 13.8% električne energije. Ostali obnovljivi izvori su doprinijeli 2,3%. Očekuje se da će u Europi u iduća dva desetljeća porasti potrošnja fosilnih energenata; ugljena, plina i tekućih goriva (slika 1. na 458. str.).

VGB Power Tech Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2003. doc

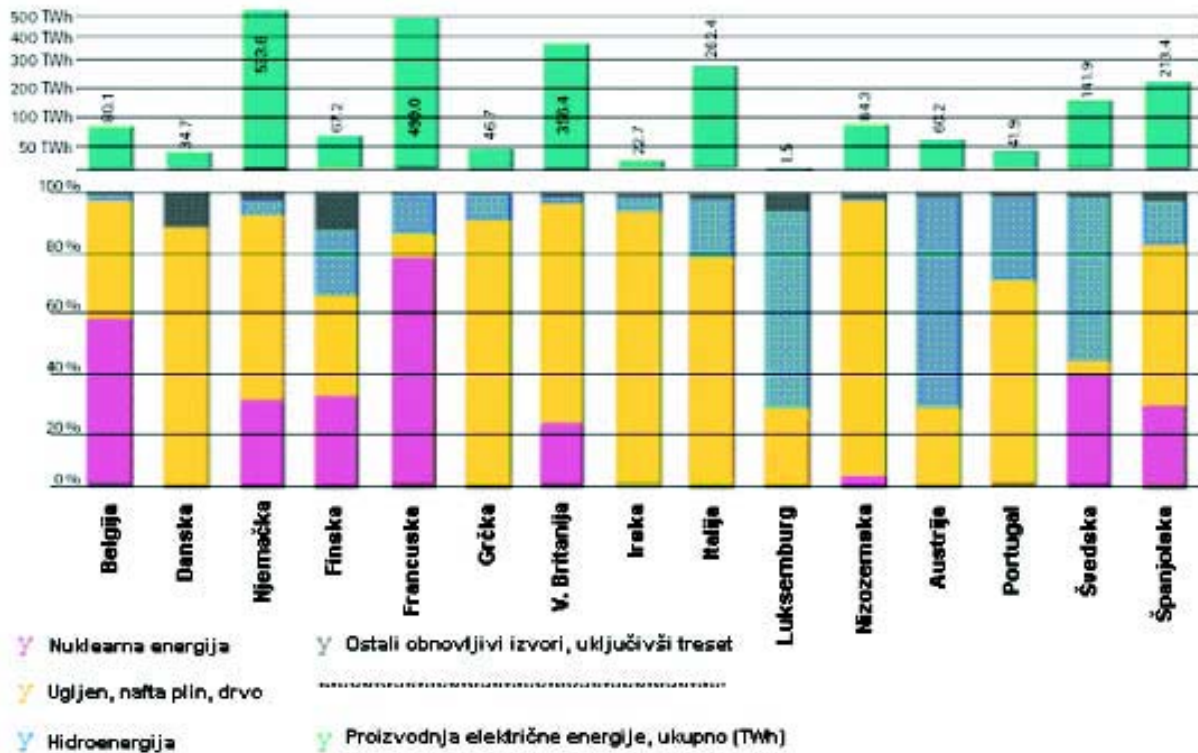
ZADAĆE POSLOVNICE VGB-a

VGB Power Tech e.V. je europska udruga proizvođača električne energije i topline. Udruga je organizacijski strukturirana u sljedeće poslovne *Competence centre*:

- nuklearne elektrane
- fosilno ložene elektrane
- obnovljivi izvori & decentralizirana proizvodnja
- zaštita okoliša
- operativne usluge.

Competence – centri se bave svim pitanjima proizvodnje električne energije i topline i s tim povezanim temama zaštite okoliša u uskoj suradnji s elektroprivrednom udrugom VDEW na njemačkoj razini i EURELECTRIC-om na europskoj razini.

Za ispunjenje pravilnikom utvrđenih zadataka Uprava VGB-a je imenovala stručne odbore za četiri glavna područja s mnogobrojnim stručnim i specijaliziranim odborima i radnim tijelima.



Slika 1. Izvori električne energije u Europi (EU15), udio energenata u ukupnoj proizvodnji električne energije u % (stanje 2000.)

Cilj aktivnosti VGB-a Power Tech-a je unaprjeđivanje i optimiranje

- pogonske sigurnosti i ekološke podnošljivosti postrojenja za proizvodnju električne energije
- raspoloživosti i ekonomičnosti postojećih i budućih postrojenja za proizvodnju električne energije i topline

Članovi Udruge VGB-a su 425 poduzeća (operatori elektrana, proizvođači energetske opreme i razne stručne i znanstvene institucije). Članovi VGB iz 29 zemalja predstavljaju instaliranu snagu u elektranama od 471 700 MW, od kojih 394 000 MW u Europi. U VGB udruzi su zastupljene:

Fosilne elektrane	294 800 MW
Nuklearne elektrane	114 600 MW
Hidroelektrane	62 300 MW
Ukupno	471 700 MW

EU 15: 383 člana iz 15 zemalja:
Belgija, Danska, Njemačka, Finska, Francuska, Grčka, Velika Britanija, Irska, Italija, Luxemburg, Nizozemska, Austrija, Portugal, Švedska, Španjolska

Europa: 32 člana iz 10 zemalja:
Island, Hrvatska, Poljska, Rumunjska, Rusija, Švicarska, Slovenija, Češka Republika, Turska, Mađarska

Izvan Europe: 9 članova iz 4 zemlje:
Brazil, Indija, Izrael, Južna Afrika

Ukupno: 424 člana iz 29 zemalja svijeta

Zadaci VGB Power Tech-a su:

- transfer i korištenje međunarodnih iskustava u proizvodnji električne energije i topline
- stručno osposobljavanje za sadašnje zadaće i sutrašnje izazove
- predstavljanje interesa udruženih članova VGB-a

VGB Power Tech Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2003.

doc

TOPLANA NA BIOMASU BERGKAMEN

Poduzeće Harpen iz Dortmunda je počelo s pripremnim radovima za izgradnju toplane na biomasu, koja bi trebala ući u pogon krajem 2005. godine.

Toplana Bergkamen će imati snagu od 20 MWth i 20 MWeL. U toplani će se spaljivati sirovo i suho drvo, kategorije AI do AIV, prema njemačkoj odredbi o korištenju drva za proizvodnju toplinske energije. U procesu proizvedena električna energija će se isporučivati u javnu električnu mrežu, a dio topline u lokalnu mrežu daljinskog grijanja. Proizvod-

njom električne energije i topline iz drva smanjit će se godišnja CO₂ emisija za 105 000 tona. Nakon izgrađene toplane na biomasu u Kiel-u, koja opskrbljuje tvornicu papira toplinom i toplane u berlinskom Gropiusstadt-u, toplana Bergkamen je treća toplana na biomasu poduzeća Harpen.

VGB Power Tech 4/2004. (www.harpen.de)

doc

VA TECH HYDRO DOBIVA NOVE UGOVORE U KINI

Nakon što je austrijska tvrtka VA TECH HYDRO, uspješni ponuđač opreme i usluga za hidroelektrane širom svijeta, dobila prošlog prosinca ugovor o izradi i isporuci rotorskih lopatica za projekt XIA LONG MEN, ponovila je uspjeh zaključivanjem ugovora u provinciji Sichuan u Kini.

Zajedno sa svojim lokalnim partnerom DONGFANG priznanim proizvođačem turbina i generatora u Kini, tvrtka VA TECH HYDRO je zaključila ugovore za isporuku komponenti cijevnih turbina u vrijednosti od 15 milijuna €.

VA TECH HYDRO daje hidraulički koncept i isporučuje glavne komponente za tri Kaplan cijevne turbine jedinične snage 35 MW za projekt Zilamba, kao i glavne komponente za četiri Kaplan cijevne turbine jedinične snage 38,5 MW za projekt JINXI.

Prve isporuke se očekuju u travnju 2005. godine. I budući hidroprojekti će se ostvarivati u suradnji kineskog poduzeća DOGFANG i austrijskog VA TECH HYDRO.

Član Uprave VA TECH HYDRO Franc Strohmer je naglasio, da je tvrtka VA TECH isporučila u Kinu od 1978. godine turbine, generatore i ostalu opremu za više od 20 hidroelektrana. Novi ugovori s kineskim partnerom potvrđuju kompetentnost i iskustvo austrijske tvrtke na području hidroelektrana.

VGB Power Tech 4/2004. (www.vatech.at)

doc

POGONSKA ISKUSTVA S NOVIM BoA BLOKOM

Elektrana na smeđi ugljen nazvana BoA (Braunkohlekraftwerk mit optimierte Anlagetechnik), jedinične snage 1000 MW je 30 kolovoza 2002 godine sinkronizirana na mrežu. Blok je izgrađen na lokaciji Bergheim Niederausem, 30 km sjeverozapadno od Köln-a, na području rajnskih nalazišta smeđeg ugljena. Termoelektrana Niederausem raspolaže zajedno s novom proizvodnom jedinicom BoA proizvodnim parkom od 3864 MW. Pred novog 1000 MW bloka instalirana su dva 150 MW bloka, četiri 300 MW i dva 600 MW bloka.

Dva najstarija bloka na lokaciji od 150 MW su u pogonu od 1963. godine s ostvarenih preko 300 000 sati pogona. Sa svojih preko 3 800 MW i godišnjom proizvodnjom od oko 27 TWh TE Niederausem je jedna od najvećih elektrana na ugljen u Europi.

BoA blok je proizveo preko 7 TWh električne energije od ulaska u probni pogon do danas, usprkos 70 ulazaka i izlaza-

ka iz pogona i zastoju od 12 tjedana u tijeku prve godine pogona. Ostvaren je neto stupanj korisnog učinka bloka preko 43%.

Pogonska iskustva stečena u prvoj godini pogona, primijetit će se pri koncipiranju drugog BoA bloka u mono ili dvostrukoj izvedbi, snage 1000 MW na lokaciji Neurath udaljenoj 10 km od Niederausem-a. Ako se ostvare nužni politički okvirni uvjeti, odnosno ako ne budu odviše veliki CO₂ nameti na termoelektrane na smeđi ugljen, novi BoA blok bi mogao ući u pogon 2009. godine.

VGB Power Tech 4/2004.

doc

E-WORLD ENERGY & WATER KONGRES 2004 U ESSEN-U

Ove godine su na E-world energy&water kongresu u Essen-u prezentirana veoma zapažena izlaganja i vođene zanimljive rasprave u organizaciji njemačkih udruga za vodu i energiju.

Ministar za infrastrukturu Dr Axel Horstman je govorio o energetske i klima politici vlade Nordrhein-Westfalen. "Mi se zalažemo u Nordrhein -Westfalenu za energetske i klima politiku usmjerenu na inovativnost i energetske učinkovitost. To je politika uravnotežene diversifikacije fosilnih energenata, ugljena, nafte, prirodnog plina i stalno rastućeg udjela obnovljivih izvora. Za fosilna goriva i obnovljive izvore trebamo više inovacija. Moramo povećati učinkovitost korištenja svih izvora energije, fosilnih goriva, jer su konačni i za klimu relevantni, obnovljivih izvora, jer moraju postati ekonomičniji i konkurentniji, odnosno tržišno zreliji"

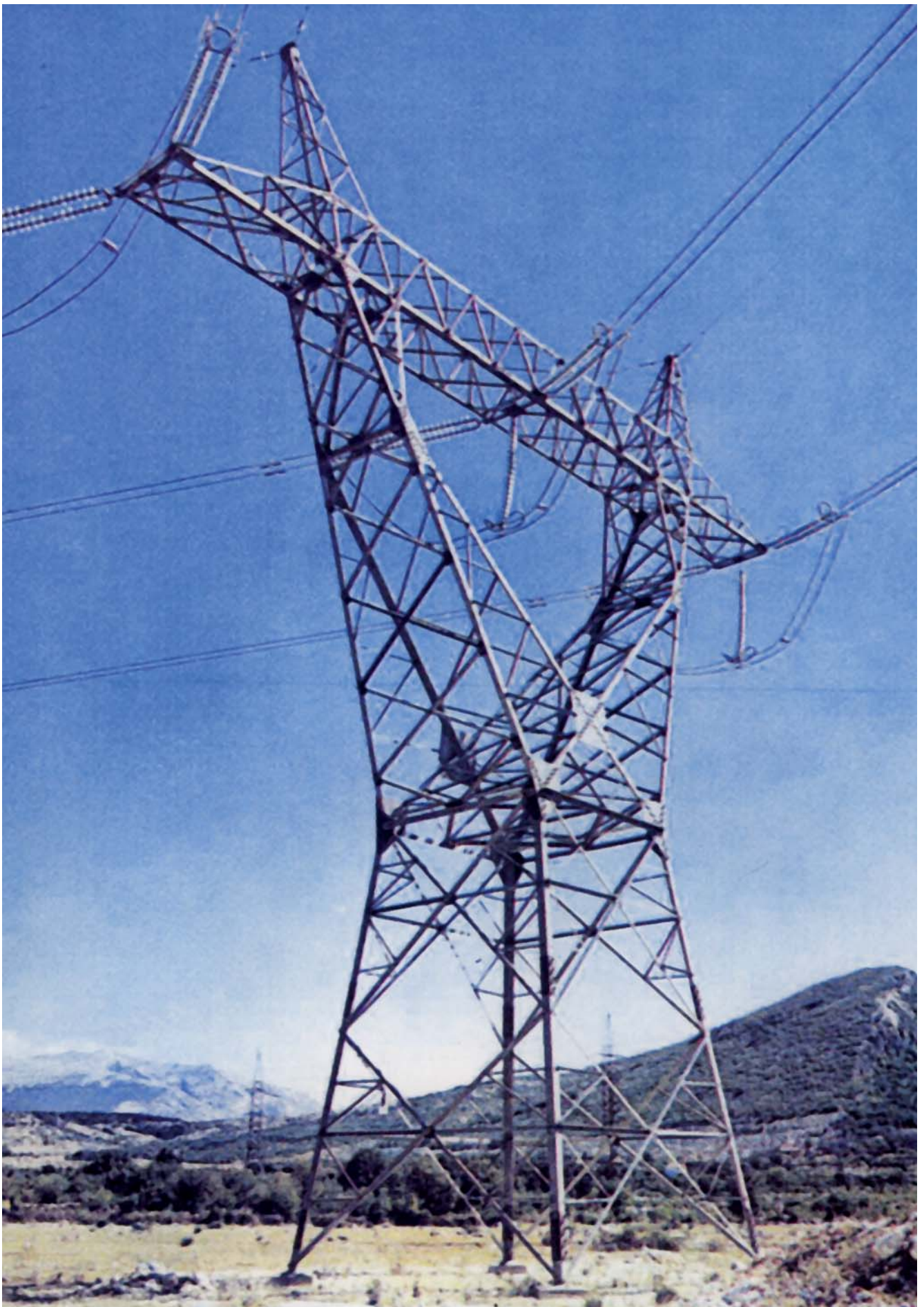
O zahtjevanim političkim okvirnim uvjetima i budućim tehnologijama raspravljali su stručnjaci udruga AGFW, HEA, VDN, VDEW i VGB Power Tech na E-world-u 2004.

Pored aktualnih tema o trgovini emisijom i nacionalnom alokacijskom planu, raspravljalo se o budućoj proizvodnji električne energije, diversifikaciji energenata na liberaliziranom tržištu, te rezultatima studije: "Investicije na liberaliziranom tržištu električne energije" u kojoj su sagledane ekonomske, ekološke i tehnološke perspektive proizvodnje električne energije. Kao primjer je navedena konceptijska studija za izgradnju referentne termoelektrane na ugljen. U pogledu investicijske sigurnosti prof. Pfaffenberg se založio za izbjegavanje državnog utjecaja u sektoru energetike, kako bi se dobrim funkcioniranjem tržišnih mehanizama stvorili optimalni uvjeti za proizvodnju i opskrbu energijom.

U okviru "8. stručnog kongresa buduće energije" raspravljano je o raznim aspektima proizvodnje i distribucije električne energije, suvremenim elektranama na ugljen i prirodni plin (stanje tehnike i buduće perspektive), ekonomskim restrikcijama pri planiranju i izgradnji u liberaliziranom tržištu, troškovima proizvodnje električne energije pri kupovanju prava na CO₂ emisiju za razne energente, perspektivama spojnog procesa, perspektivama obnovljivih izvora, pristupu mreži i razvoju mreže, investicijama u liberaliziranom tržištu, zahtjevima na infrastrukturu mreže i drugim temama.

VGB Power Tech 4/2004.

doc



Časopis Hrvatske elektroprivrede

Uredništvo i uprava:
Zagreb, Ulica grada Vukovara 37
Godišnja pretplata 480,00 kn

	<p>ENERGIJA 1483 UDK 621.316.1:519 PRETHODNO PRIOPĆENJE</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 353 – 370</p> <p style="text-align: center;">PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE U TRŽIŠNIM OKOLNOSTIMA (PROBABILISTIČKI PRISTUP)</p> <p style="text-align: center;"><i>Mr. sc. Davor Bajš, dipl. ing. – prof. dr. sc. Mislav Majstrović, dipl. ing. – mr. sc. Goran Majstrović, dipl. ing.</i></p> <p style="text-align: center;">Energetski institut Hrvoje Požar, Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>U članku se razmatra novi pristup planiranju razvoja prijenosne mreže primjereno tržišnim okolnostima. Uvodno se opisuje problematika planiranja unutar vertikalno integriranih kompanija. Budući da uvođenje tržišnih odnosa unutar elektroenergetskog sektora uzrokuje mnoštvo nesigurnosti u proces planiranja, definiraju se metode stohastičkog modeliranja ulaznih podataka potrebnih za planiranje. Na temelju niza proračuna optimalnih tokova snaga uz stohastički modelirane ulazne podatke i izračunatih očekivanih lokacijskih marginalnih cijena u pojedinim čvorovima mreže, definiraju se kriteriji planiranja i metodologija primjerena tržišnim okolnostima.</p> <p>(Lit. 10, sl. 19 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/353 – 370/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1484 UDK 621.316.1:519 PRETHODNO PRIOPĆENJE</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 371– 388</p> <p style="text-align: center;">PROBABILISTIČKI PRISTUP KRATKOROČNOM PLANIRANJU RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE HEP-a</p> <p style="text-align: center;"><i>Mr. sc. Davor Bajš, dipl. ing. – prof. dr. sc. Mislav Majstrović, dipl. ing. – mr. sc. Goran Majstrović, dipl. ing.</i></p> <p style="text-align: center;">Energetski institut Hrvoje Požar, Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>U članku se prezentiraju 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.</p> <p>(Lit. 11, sl. 7 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/371 – 388/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1485 UDK 620.91:338.49 PREGLEDNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 389 – 400</p> <p style="text-align: center;">STATUS I PERSPEKTIVE KOGENERACIJE NA BIOMASU</p> <p style="text-align: center;"><i>Dr. sc. Julije Domac, dipl. ing. – mr. sc. Velimir Šegon, dipl. ing.</i></p> <p style="text-align: center;">Energetski institut Hrvoje Požar, Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>U članku se donosi pregled statusa i perspektive kogeneracije na biomasu. Prikazani su osnovni tehnološki i gospodarski aspekti, a dan je i pregled stanja kogeneracijskih postrojenja na biomasu u zemljama EU, s obzirom na korištenu tehnologiju i vrste biomase. U Hrvatskoj trenutačno nije u pogonu niti jedno kogeneracijsko postrojenje na biomasu te su na kraju navedeni glavni uzroci za takvo stanje i predložene potrebne mjere za stvaranje povoljnog okruženja za razvoj projekata kogeneracije na biomasu.</p> <p>(Lit. 8, sl. 13 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/389 – 400/2004.</p>

ENERGIJA 1483 UDK 621.316.1:519

I. Planiranje razvoja prijenosne mreže u
 uzšnim okolnostima (probabilistički
 pristup)
 I. Bajs, D. – Majstrovic, M. – Majstrovic, G.
 Energetski institut Hrvoye Pozar,
 Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska

II. Lokacijske marginalne cijene
 IEC 61968
 Optimalni tokovi snaga
 Stohastičko modeliranje
 Tržišne okolnosti
 Planiranje razvoja prijenosne mreže

ENERGIJA 1484 UDK 621.316.1:519

I. Probabilistički pristup kratkorocnom
 planiranju razvoja prijenosne
 mreže HEP-a
 I. Bajs, D. – Majstrovic, M. – Majstrovic, G.
 Energetski institut Hrvoye Pozar,
 Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska

II. Ekonomska opravdanost
 Planiranje razvoja
 Prijenosna mreža
 Probabilistička analiza

ENERGIJA 1485 UDK 620.91:338.49

I. Status i perspektive kogeneracije na
 biomasu
 I. Domac, J. – Segon, K.
 Energetski institut Hrvoye Pozar,
 Savska 163, 10000 Zagreb, Hrvatska

II. Obnovljivi izvori
 Biomasa
 Kogeneracija

Časopis Hrvatske elektroprivrede

Uredništvo i uprava
Zagreb, Ulica grada Vukovara 37
Godišnja pretplata 480,00 kn

	<p>ENERGIJA 1486 UDK 621.396.9 PREGLEDNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 401 – 410</p> <p style="text-align: center;">DEREGULACIJA I LIBERALIZACIJA TELEKOMUNIKACIJA U EU II dio: Novi regulatorni okvir</p> <p style="text-align: center;"><i>Irena Malbaša, dipl. iur. - mr. sc. Suzana Javornik Vončina, dipl. ing.</i></p> <p style="text-align: center;">HEP d.d., Ulica grada Vukovara 37, 1000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>Članak daje nastavak procesa liberalizacije telekomunikacijskog tržišta Europske unije započetog osamdesetih godina prošlog stoljeća. Sadrži pregled novog regulatornog okvira EU koji je stupio na snagu u svibnju 2003., s kratkim osvrtom na različitosti prema starome okviru, te na situaciju u telekomunikacijama u Hrvatskoj.</p> <p>Članak daje pregled odredbi novog regulatornog okvira EU vezanog uz telekomunikacije koji je stupio na snagu u svibnju 2003., a rezultat je revizije starog deregulacijskog okvira iz 1998. opisanog u prvom dijelu serije. Sadrži kratak osvrt na različitosti prema starome okviru, kao i osvrt na hrvatsku regulativu u kontekstu značajki starog i novog deregulacijskog okvira EU.</p> <p>(Lit. 13, sl. – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/401 – 410/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1487 UDK 621.311.1:621.316.1 STRUČNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 411 – 422</p> <p style="text-align: center;">MONTAŽA SABIRNIČKOG SUSTAVA U RASKLOPNOM POSTROJENJU 400 kV U TS 400/110 kV ERNESTINOVO</p> <p style="text-align: center;"><i>Mr. sc. Borko Frühwirth, dipl. ing.</i></p> <p style="text-align: center;">Končar – Inženjering za energetiku i transport d.d. Zagreb, Hrvatska</p> <p>U radu se daje pregled proračuna i rješenje cijevnih sabirnica iz glavnog projekta, proračuna koji su se izvršili kao priprema za montažu sabirnica, izvedbeni detalji montaže i opis tijeka montaže, te pregled izmjerenih progiba nakon montaže i njihova usporedba s podacima iz proračuna.</p> <p>(Lit. 14, sl. 15 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autor ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/411 – 422/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1488 UDK 621.438:621.311.23 PREGLEDNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 423 – 436</p> <p style="text-align: center;">ODRŽAVANJE PLINSKIH TURBINA – UVJET DOBROG GOSPODARENJA PLINSKOTURBINSKIM POSTROJENJEM</p> <p style="text-align: center;"><i>Mr. sc. Miroslav Šander, dipl. ing.</i></p> <p style="text-align: center;">Elektroprojekt d.o.o., Alexandera von Humboldta 4, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>Troškovi održavanja i raspoloživost su dvije najvažnije brige svakog vlasnika opreme. Pomoću sustava upravljanja poslovima održavanja i sustavom upravljanja dokumentacijom trebalo bi i na plinskoj turbini uspostaviti program održavanja koji optimizira troškove vlasniku opreme (HEP) te ujedno maksimalizira raspoloživost opreme. Da bi program održavanja bio učinkovit, vlasnik mora razviti općenito razumijevanje odnosa između njegovih operativnih planova i prioriteta postrojenja, razinu pripremljenosti operativnog osoblja i osoblja za održavanje, te preporuka proizvođača opreme s obzirom na vrste pregleda, planiranje rezervnih dijelova kao i glavnih faktora koji utječu na vijek komponenti i odgovarajući pogon opreme. U ovom članku razmotrit će se operativna iskustva kao i praksa održavanja s naglaskom na vrste pregleda uz pogonske faktore koji utječu na planove održavanja. Dobro planirano održavanje opreme će rezultirati s maksimalnom raspoloživošću opreme te optimalnim troškovima održavanja. Održavanje prikazano u članku se bazira na iskustvu i literaturi poduzeća GE plinskih turbina za teške uvjete, ali isto tako uzima u obzir i druge proizvođače (Siemens-Westinghouse, Alstom). Za primjer u slikama je odabrana MS6001FA u vlasništvu HEP-a (fotografirao dipl. ing. D. Krilić i autor članka) i na nju se opća pravila u ovom članku mogu primjenjivati.</p> <p>(Lit. 11, sl. 12 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autor ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/423 – 436/2004.</p>

ENERGIJA 1486

I. Deregulacija i liberalizacija
I. D. dio: Novi regulatorni okvir
telekomunikacija u EU
II. HEP d.d., Ulica grada Vukovara 37,
1000 Zagreb, Hrvatska
II. Malbasa, I. – Javornik Vojna, S.
Znaminija tržišna snaga
Tržišno natjecanje
Nacionalna regulatorna tijela
Evropska unija
Telekomunikacije
Liberalizacija
Znaminija tržišna snaga
Tržišno natjecanje
Nacionalna regulatorna tijela

UDK 621.396,9

ENERGIJA 1487

I. Montaža sabirničkog sustava u
rasklopnom postrojenju 400 kV u TS
400/110 kV Ernestinovo
I. Frithwirt, B.
Končar – Inženjering za energiku i
transport d.d. Zagreb, Hrvatska
II. TS 400/110 kV Ernestinovo
Sabirnički sustav
Montaža
Izgradnja

UDK 621.311.1:621.316.1

ENERGIJA 1488

I. Održavanje plinskih turbina – Ujet
dobrog gospodarenja plinskoturbinskim
postrojenjem
I. Sander, M.
Elektroprojekt d.o.o., Alexandra von
Humboldta 4, 10000 Zagreb, Hrvatska
II. Pregled vrucе staze plina
Pregled sustava izgaranja
Pregled vrucе staze plina
Glavni pregled
Faktori održavanja i životni vijek
Gorivo
Temperatura paljenja
Injektivanje vode / pare
Izvištavanje
Normalna obustava
Planiranje dijelova
Vremenski intervali za preglede
Planiranje osoblja za održavanje

UDK 621.438:621.311.23

Review of electricity of Croatia

Editorial and advertisements offices:
Zagreb, Ulica grada Vukovara 37
Subscription rate for 6 numbers p.a. USD 95

	<p>ENERGIJA 1483 UDK 621.316.1:519 PRELIMINARY REPORT</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 353 – 370</p> <p style="text-align: center;">TRANSMISSION NETWORK DEVELOPMENT PLANNING IN MARKET CONDITIONS (PROBABILISTIC APPROACH)</p> <p style="text-align: center;"><i>Davor Bajš, M. Sc. – Mislav Majstović, Prof. – Goran Majstović, B. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;"><small>Energetski institut Hrvoje Požar, Savska 163, 10000 Zagreb, Croatia</small></p> <p>In the paper a new approach to development planning of transmission network in market conditions is worked out. Introduction problems of vertically integrated companies are described. Market relationships within electric energy sector cause a lot of uncertainty in the planning process and therefore methods of stochastic input data modelling needed for planning are defined. Based on a series of optimal load flow calculations using stochastically modelled input data and calculated expected local marginal prices in certain network nodes, planning criteria and methodology suitable for market conditions are defined.</p> <p>(No. of References: 10, Fig.: 19 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><small>Authors ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/353 – 370/2004.</small></p>
	<p>ENERGIJA 1484 UDK 621.316.1:519 PRELIMINARY REPORT</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 371 – 388</p> <p style="text-align: center;">PROBABILISTIC APPROACH TO SHORT-TERM DEVELOPMENT PLANNING OF HEP TRANSMISSION NETWORK</p> <p style="text-align: center;"><i>Davor Bajš, M. Sc. – Mislav Majstović, Prof. – Goran Majstović, B. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;"><small>Energetski institut Hrvoje Požar, Savska 163, 10000 Zagreb, Croatia</small></p> <p>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.</p> <p>(No. of References: 11, Fig.: 7 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><small>Authors ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/371 – 388/2004.</small></p>
	<p>ENERGIJA 1485 UDK 620.91:338.49 SUBJECT REVIEW</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 389 – 400</p> <p style="text-align: center;">STATUS AND PERSPECTIVES OF BIOMASS COGENERATION</p> <p style="text-align: center;"><i>Julije Domac, D. Sc. – Velimir Šegon, M. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;"><small>Energetski institut Hrvoje Požar, Savska 163, 10000 Zagreb, Croatia</small></p> <p>In the paper a review of status and perspective of biomass cogeneration is given. Basic technological and economic aspects are shown as well as a review of biomass cogeneration plants in EU countries in view of the technology used and biomass type. In Croatia there is no biomass cogeneration plant at the moment so in the conclusion the main reasons for that situation are given and some measures are proposed to make a suitable framework for biomass cogeneration project development.</p> <p>(No. of References: 8, Fig.: 13 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><small>Authors ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/389 – 400/2004.</small></p>

ENERGIJA 1483 UDK 621.316.1:519

- I. Transmission Network Development Planning in Market Conditions (Probabilistic Approach) Planning
Transmision Network Development
- I. *Bajs, D. – Majstrovic, M. – Majstrovic, G.* Market Conditions
II. Energetski institut Hrvoye Pozar, Savska 163, Stochastic Modelling
10000 Zagreb, Croatia
Optimal Load Flows
Local Marginal Prices

ENERGIJA 1484 UDK 621.316.1:519

- I. Probabilistic Approach to Short-Term Development Planning of HEP Transmission Network
Probabilistic Analysis
- I. *Bajs, D. – Majstrovic, M. – Majstrovic, G.* Development Planning
II. Energetski institut Hrvoye Pozar, Savska 163, 10000 Zagreb, Croatia
Economic Justification

ENERGIJA 1485 UDK 620.91:338.49

- I. Status and Perspectives of Biomass Cogeneration
Cogeneration
- I. *Domac, J. – Segon, V.* Biomass
II. Energetski institut Hrvoye Pozar, Savska 163, 10000 Zagreb, Croatia
Renewable Energy Sources

Review of electricity of Croatia

Editorial and advertisements offices:
Zagreb, Ulica grada Vukovara 37
Subscription rate for 6 numbers p.a. USD 95

	<p>ENERGIJA 1486 UDK 621.396.9 SUBJECT REVIEW</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 401 – 410</p> <p style="text-align: center;">DEREGULATION AND LIBERALIZATION OF TELECOMMUNICATIONS IN THE EU II Part: Regulatory framework</p> <p style="text-align: center;"><i>Irena Malbaša, LL. B. – Suzana Javornik Vončina, M. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;">HEP d.d., Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p>The paper gives an extension of the liberalisation process of the European Union telecommunication market that started in the eighties of the past century. It contains a review of new regulatory framework, which became active in May 2003, including a short review of differences regarding the old framework as well as the Croatian situation in telecommunications. The paper gives a review of regulations from a new regulatory framework of EU for telecommunications that became active in May 2003 and it is a result of revision of the old one from 1988 that was described in the first part of this paper. It contains a short review on differences compared to the old one as well as a review on Croatian regulation in the context of old and new EU deregulation framework characteristics.</p> <p>(No. of References: 13, Fig.: – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;">Authors ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/401 – 410/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1487 UDK 621.311.1:621.316.1 PROFESSIONAL PAPER</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 411 – 422</p> <p style="text-align: center;">INSTALLATION OF A BUSBAR SYSTEM IN 400 kV SUBSTATION IN TS 400/110kV ERNESTINOVO</p> <p style="text-align: center;"><i>Borko Friwirth, M. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;">Končar – Inženjering za energetiku I transport d.d, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p>The paper gives a review of calculations and resulting pipe busbars from the main project, calculations that were made for the preparation of busbar installation, installation details and description of the installation procedure as well as measured gap after installation including their comparison with calculated data.</p> <p>(No. of References: 14, Fig.: 15 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;">Author ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/411 – 422/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1488 UDK 621.438:621.311.23 SUBJECT REVIEW</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/5, 423 – 436</p> <p style="text-align: center;">GAS TURBINE MAINTENANCE – CONDITION FOR GOOD MANAGEMENT OF GAS TURBINE PLANT</p> <p style="text-align: center;"><i>Miroslav Šander, M. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;">Elektroprojekt d.o.o., Alexandera von Humboldta 4, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p>Costs of maintenance and availability are the two most important concerns to every equipment owner. With the help of Turbine Maintenance Management System and Turbine Documentation Management System a maintenance program should be realised that optimizes the owner's (HEP) costs and maximizes equipment availability. For the maintenance program to be effective, the owner must develop a general understanding of the relationship between operating plans and priorities for the plant, the skill level of operating and maintenance personnel, and the manufacturers' recommendations regarding the types of inspections, spare part planning, and the major factors affecting component life and proper operation of the equipment. In this paper, operating and maintenance practices will be presented, with emphasis placed on types of inspections plus operating factors that influence maintenance schedules. Maintenance shown in the paper is based mainly on experience and literature of General Electric technical documentation for heavy-duty gas turbine but takes into account other companies like Siemens-Westinghouse and Alstom. All photographs (by dipl. ing. D. Kričić and M. Šander) show MS6001FA gas turbine in ownership of HEP in CCCPP TE-TO ZAGREB. General rules in this paper can be applied on MS6001FA gas turbine.</p> <p>(No. of References: 11, Fig.: 12 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;">Author ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/5/423 – 436/2004.</p>

ENERGIJA 1486

UDK 621.396.9

I. Deregulation and Liberalization of Telecommunications in the EU
 II Part: New Regulatory Framework
 I. Malbasa, I. – Javornik Vončina, S.
 HEP d.d., Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia

European Union
 Telecommunication
 Liberalisation
 Significant Market Power
 Market Competition
 National Regulatory Body

ENERGIJA 1487

UDK 621.311.1:621.316.1

I. Installation of a Busbar System in a 400 kV Substation in TS 400/110kV Ernestinovo
 I. Fritvirth, B.
 II. Končar – Inženjering za energiku i transport d.d, 10000 Zagreb, Croatia

TS 400/110kV Ernestinovo
 Busbar System
 Installation
 Construction

ENERGIJA 1488

UDK 621.438:621.311.23

I. Gas Turbine Maintenance - Condition for Good Management of Gas Turbine Plant
 I. Sander, M.
 II. Elektroprojekt d.o.o., Alexandra von Humboldta 4, 10000 Zagreb, Croatia

Inspection in Operation
 Inspection of Combustion System
 Inspection of Hot Gas Trail
 Main Inspection
 Maintenance Factors and Life Time
 Fuel
 Temperature of Ignition
 Injection of Water/Steam
 Type Definition
 Normal Shut Down
 Spare Part Planning
 Time Intervals for Inspection
 Staff Planning for Maintenance

