

energija 2



ČASOPIS HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE



ENERGIJA 53 (2004) 2

UDK 621.31 ENJAAC 53 (2) 89 – 162 ISSN 0013-7448
ENERGIJA • GODINA 53 • BROJ 2 • STRANA 89 – 162 • ZAGREB, TRAVANJ 2004.

VELIKI POREMEĆAJ U HRVATSKOM SUSTAVU 20. 9. 2002. S GUBITKOM PRIJELAZNE STABILNOSTI I ISPADIMA AGREGATA TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2 – UZROCI I POSLJEDICE

Mr. sc. Darko N e m e c – mr. sc. Milan S t o j s a v l j e v i ć, Zagreb

UDK 621.311.1:621.311.22
IZVORNI ZNANSTVENI ČLANAK

Analiziran je veliki poremećaj u hrvatskom EES-u, izazvan trolepolnim kratkim spojem na 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina, koji je rezultirao prijelaznom nestabilnošću i ispadima agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2. U evaluaciji i uspostavi fizikalne slike poremećaja primijenjena je izvorna metoda u kojoj se koriste stvarni pogonski zapisi i rezultati simulacijskih istraživanja na dinamičkom modelu sustava. Na temelju zapisa trenutačnih vrijednosti napona i struja iz numeričkih vodnih zaštita u dijelu područne 220 kV mreže te KRD zapisa iz objekata i zapisa stacionarnog stanja iz programskog paketa DAM (Dispečerska Analiza Mreže) u nacionalnom dispečerskom centru (NDC) u Zagrebu rekonstruiran je slijed događaja. Poremećaj je zatim simuliran na višestrojnom dinamičkom modelu sustava. Razmjerno dobro podudaranje rezultata simulacijskih proračuna sa stvarnim zapisima napona i struja omogućilo je da se jednoznačno utvrdi prijelazna nestabilnost agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2, a time je i hrvatski sustav bio prijelazno nestabilan. Također je bila narušena i sigurnost sustava po kriteriju naponske stabilnosti. Konačno, na temelju provedenih istraživanja istaknuti su opseg i težina poremećaja te je ukazano na potrebne daljnje aktivnosti.

Ključne riječi: elektroenergetski sustav, veliki poremećaj, prijelazna stabilnost, simulacijska analiza.

1. UVOD

Veliki poremećaji u elektroenergetskom sustavu (EES) najčešće su posljedica kombinacije početnog poremećaja i nepovoljnih okolnosti, npr. vremenskih uvjeta i režima rada sustava. Analize takvih događaja međutim, u pravilu ukazuju i na nedostatke u funkcioniranju samog sustava pa se na temelju provedenih analiza predlažu zahvati kojima se nastoje otkloniti uočeni nedostaci.

Kvalitetna interpretacija uzroka poremećaja i slijeda događaja temelji se na raspoloživim zapisima događaja. U novije vrijeme se radi toga osim uobičajenih kronoloških registratora događaja (KRD) po objektima sve više koriste zapisi vremenskog tijeka veličina (najčešće napona i struja) iz registratora poremećaja (engl. disturbance recorder ili fault recorder). Zahvaljujući tehnološkom napretku na području digitalnih mjernih i zaštitnih uređaja danas postaje uobičajeno da se gotovo sve složenije numeričke zaštite opremaju i tom funkcijom. Premda su takvi zapisi lokalnog karaktera i nisu međusobno koordinirani, a usto u pravilu ne omogućuju dulje vrijeme zapisa, oni mogu dobro poslužiti kod evaluacije i dijagnostike uzroka poremećaja, što se pokazalo i u konkretnom razmatranom slučaju. Daljnji značajan napredak u evaluaciji događaja predstavljaju sustavi nadzora ponašanja EES-a tijekom prijelaznih pojava,

zasnovani na uporabi namjenskih registracijskih uređaja raspoređenih na strateškim lokacijama u sustavu [1].

Tumačenje slijeda događaja može se bitno olakšati uspije li se bar u osnovnim crtama simulacijski reproduirati ponašanje sustava tijekom i nakon početnog poremećaja. S tom svrhom potrebno je raspolagati čim kvalitetnijim dinamičkim simulacijskim modelom sustava i dobivene simulacijske odzive usporediti s mjeranjima, odnosno s prikupljenim zapisima iz sustava. Pri usporedbi rezultata simulacije i snimanja potrebno je sagledati ograničenja simulacijskog modela i na temelju toga ocijeniti vjerodostojnost simulacije. Na verificiranom modelu mogu se zatim istraživati i alternativni scenariji bazirani na istom polaznom stanju sustava.

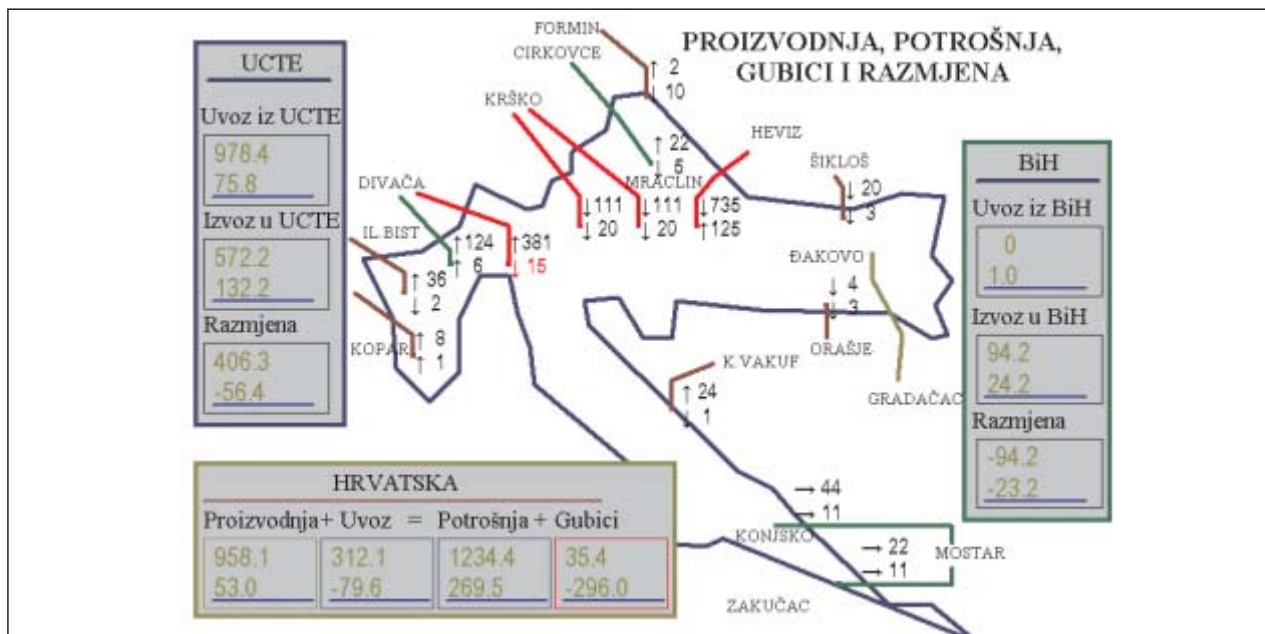
U ovom radu prvo je ukratko opisan veliki poremećaj u hrvatskom EES-u od 20. 9. 2002. godine s početkom u 00:19:02 koji je, kako je simulacijskim istraživanjima utvrđeno, rezultirao prijelaznom nestabilnošću i isključenjem triju velikih turboagregata u područnom EES-a Istre i Primorja (TE-Rijeka, TE-Plomin 1 i TE-Plomin 2). Potom je naznačen postupak usklađivanja i analize raspoloživih zapisa s osvrtom na moguća poboljšanja te je opisan simulacijski model. Rezultati simulacije predmetnog poremećaja su uspoređeni sa zapisima iz sustava. Pokazalo se kako je zahvaljujući zapisima iz sustava u kombinaciji sa simulacijskim ispi-

tivanjem dobivena nova kvaliteta u evaluaciji i uspostavi fizikalne slike poremećaja. U zaključnim razmatranjima se diskutira o mogućim poboljšanjima i zahvatima kako bi se u budućnosti smanjila vjerojatnost takvih događaja.

2. POČETNO STANJE I TIJEK POREMEĆAJA

Analizirani poremećaj dogodio se na dan 20. 9. 2002. godine s početkom u 00:19:02 sati. Prema zapisu iz DAM (Dispečerska Analiza Mreže) u NDC Zagreb, hrvatski je sustav u 00:17:28, dakle neposredno prije nastupa poremećaja, bio u stacionarnom stanju prikazanom na slici 1.

je do trolpnoga kratkog spoja na spomenutom dalekovodu, najvjerojatnije zbog ponovnog udara groma. Treba zamijetiti da se trolpni kvar razvio iznimno brzo, kako svjedoče zapisi trenutačnih vrijednosti struja i napona iz REL521 u TE Rijeka (v. sliku P-2 u prilogu). Ukupna impedancija izmjerena tijekom kvara gledano od TE Rijeka iznosila je približno 2,5 W. Kako se radi o kratkom vodu (6 km) šticeenom na uobičajeni način distantnom zaštitom tipa RAZOA (ISKRA), ta zaštita nije imala uvjete prorade u prvom stupnju (podešenje $X_1=1,705$ W odnosno 90% reaktancije voda). Stoga je trolpni kvar očišćen djelovanjem zaštite u drugom stupnju (s odgodom djelovanja 0,5 s) s ukupnim trajanjem od 640 ms. Za sustav, a



Slika 1. Polazno stanje hrvatskog EES-a neposredno prije poremećaja na dan 20. 9. 2002. u 00:19:02

Od proizvodnih jedinica u područnom EES-u Istre i Primorja bile su angažirane termoelektreane TE Rijeka (202 MW ili 63% od nazivne djelatne snage agregata), TE Plomin 1 (108 MW ili 90%) i TE Plomin 2 (195 MW ili 94%) dok je od hidroelektrana bila angažirana samo HE Vinodol (2x4 MW). Dakle, ukupni angažman agregata u spomenute tri termoelektreane bio je 505 MW ili 52% ukupne proizvodnje hrvatskog EES-a (950 MW) što je podmirivalo cca 40% ukupne potrošnje (1234 MW).

Tijekom te noći na području Istre i Kvarnera bilo je jako grmljavinsko nevrijeme koje je uzrokovalo višekratne pobude distantnih zaštita u područnoj prijenosnoj mreži zbog prolaznih kvarova. Registrirane su pobude zaštita na 220 kV dalekovodima TE Rijeka – TS Melina 1 i 2 zbog jednopolnih kratkih spojeva u sve tri faze. U jednom trenutku dalekovod TE Rijeka – TS Melina 2 isključen je od strane TS Melina 1 i iz neutvrđenih razloga ostao jednostrano napajan od strane TE Rijeka. U takvom stanju, a uz smanjenu probojnu čvrstoću zraka zbog prethodne ionizacije, došlo

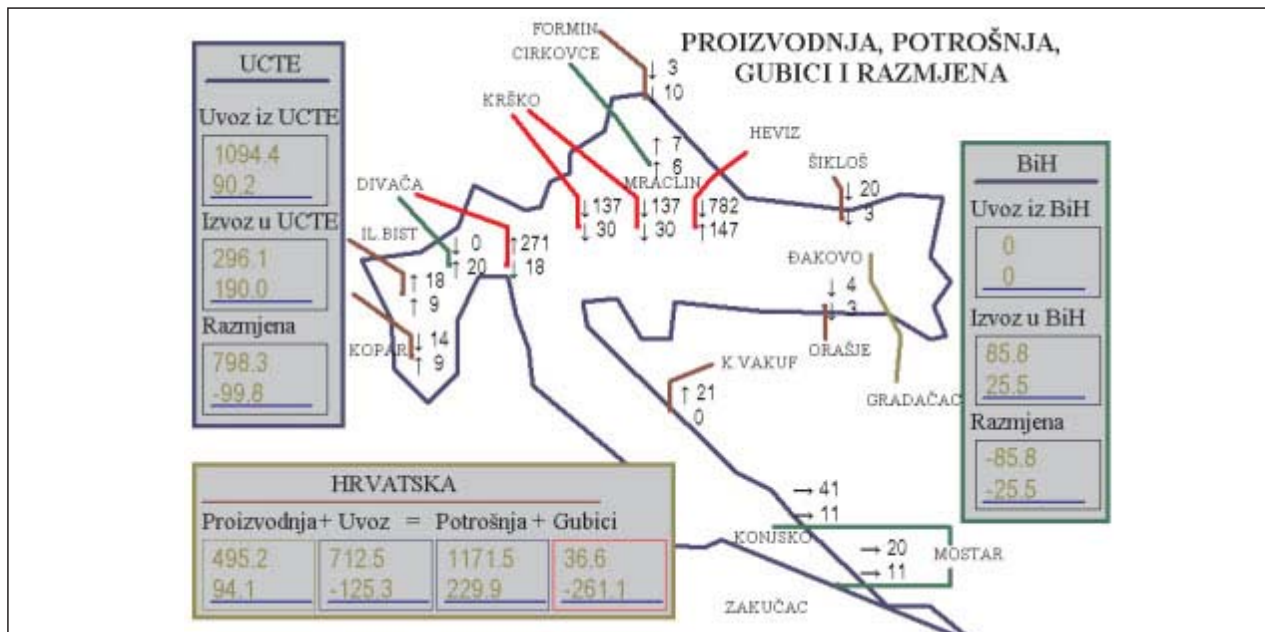
posebno za bliske agregate, bio je to poremećaj velikog intenziteta. Sva tri turboagregata u područnom EES-u izgubila su prijelaznu stabilnost, odnosno isпали su iz sinkronizma. Prvo je djelovanjem neutvrđene električne zaštite generatora isključen agregat u TE Plomin 1 (1,496 sekundi nakon nastanka kvara), a ubrzo je djelovanjem zaštite od nestanka uzbuđene isključen agregat u TE Rijeka (1,661 s nakon nastanka kvara). Agregat u TE Plomin 2 nije isključila nijedna električna zaštita nego tehnološka zaštita od preniskog tlaka ulja za hlađenje reduktora mlinova za ugljen, i to čak 9,232 sekundi nakon nastanka početnog kvara.

Zahvaljujući iznimno dobroj povezanosti i trajnom sinkronom radu hrvatskog sustava s UCTE interkonekcijom, nakon ispada ovih triju velikih agregata hrvatski EES se vratio u stabilno stacionarno stanje, unatoč izuzetno velikom i neočekivanom gubitku proizvodnje od oko 505 MW. Taj gubitak proizvodnje u hrvatskom sustavu je u prvom trenutku nadoknađen uglavnom iz primarne regulacijske snage UCTE-a, a potom angažmanom hidro proizvodnih ka-

paciteta u hrvatskom EES-u. Globalno stanje hrvatskog sustava nakon isključenja TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2 (zapis iz DAM-a 20.9.2003. u 00:30:05) prikazano je na slici 2. U tom je trenutku hrvatski sustav iz UCTE još uvijek povlačio neplaniranih cca 400 MW.

Cilj pregleda prikupljene dokumentacije i analize prikupljenih podloga bio je:

- postaviti fizikalnu sliku poremećaja,
- identificirati početnu smetnju,
- utvrditi karakter i opseg poremećaja,



Slika 2. Stanje hrvatskog EES-a nakon ispada agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2

3. PODLOGE ZA ANALIZU

Za analizu poremećaja prikupljene su sljedeće podloge:

- zapisi konfiguracije i stacionarnog stanja sustava, DAM, NDC Zagreb,
- KRD-liste za TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2, CDU Pehlin,
- zapisi trenutačnih vrijednosti struja i napona iz numeričkih vodnih zaštita:
 - REL 521 TE Rijeka 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina 1 (samo registracija),
 - REL 521 TE Rijeka 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina 2 (samo registracija),
 - REL 531 TE Plomin 220 kV DV TE Plomin – TS Melina (zaštita i registracija),
 - REL 531 TE Plomin 220 kV DV TE Plomin – TS Pehlin (zaštita i registracija),
- izvješće o poremećaju, Prijenosno područje Opatija, Odjel za zaštitu,
- udešenja distantnih releja, Prijenosno područje Opatija, Odjel za zaštitu,
- izvješće o poremećaju, TE Rijeka,
- ispitni listovi sustava zaštite, TE Rijeka,
- izvješće o poremećaju, TE Plomin 1 i TE Plomin 2,
- ispitni protokoli sustava zaštite, TE Plomin 1 i TE Plomin 2,
- usmene informacije stručnog osoblja iz pogona.

- utvrditi koji su aspekti sigurnosti sustava bili ugroženi odnosno izgubljeni,
- utvrditi značajke mrežnih zaštita,
- utvrditi značajke ponašanja proizvodnih jedinica i njihovih podsustava.

Za kvalitetno sagledavanje tijeka poremećaja i naknadnu usporedbu sa simulacijskim rezultatima ključni su bili zapisi trenutačnih vrijednosti napona i struja iz numeričkih vodnih zaštita prikazani oscilogramima u prilogu ovog referata (slike P-1, P-2, P-3 i P-4). Maksimalna dubina pojedinačnih zapisa bila je dvije sekunde, ali se pojava u duljem trajanju mogla djelomično rekonstruirati pažljivom sinkronizacijom više uzastopnih zapisa iz istog releja kao i međusobnom sinkronizacijom zapisa iz releja na različitim vodovima. U zapisima iz numeričkih releja na vodovima Plomin – Pehlin (dva zapisa, slika P-3 u prilogu) i Plomin – Melina (tri zapisa, slika P-4 u prilogu) uočavaju se diskontinuiteti nastali zbog vremena potrebnog da bi se snimljeni podaci iz memorije releja spremili na medij za pohranu podataka.

Na oscilogramima (slike P-1, P-2, P-3 i P-4 u prilogu) označeni su karakteristični trenuci u tijeku pojave (nastanak kvara, isključenje kvara, ispadi pojedinih agregata). Približnim pregledom zapisa s 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina 2 može se utvrditi da je troljni kratki spoj nastao praktično istodobno (v. sliku P-2 u prilogu). U snimljenim trenutačnim vrijednostima na-

pona i struja jasno je uočljiva dinamika napona i struja tijekom kvara kao i njihanje uzrokovano preskocima pola rotora generatora koji su isпали iz koraka. Unatoč prethodno spomenutim diskontinuitetima ovi su zapisi bili ključni za utvrđivanje fizikalne slike poremećaja.

4. SIMULACIJSKA ANALIZA

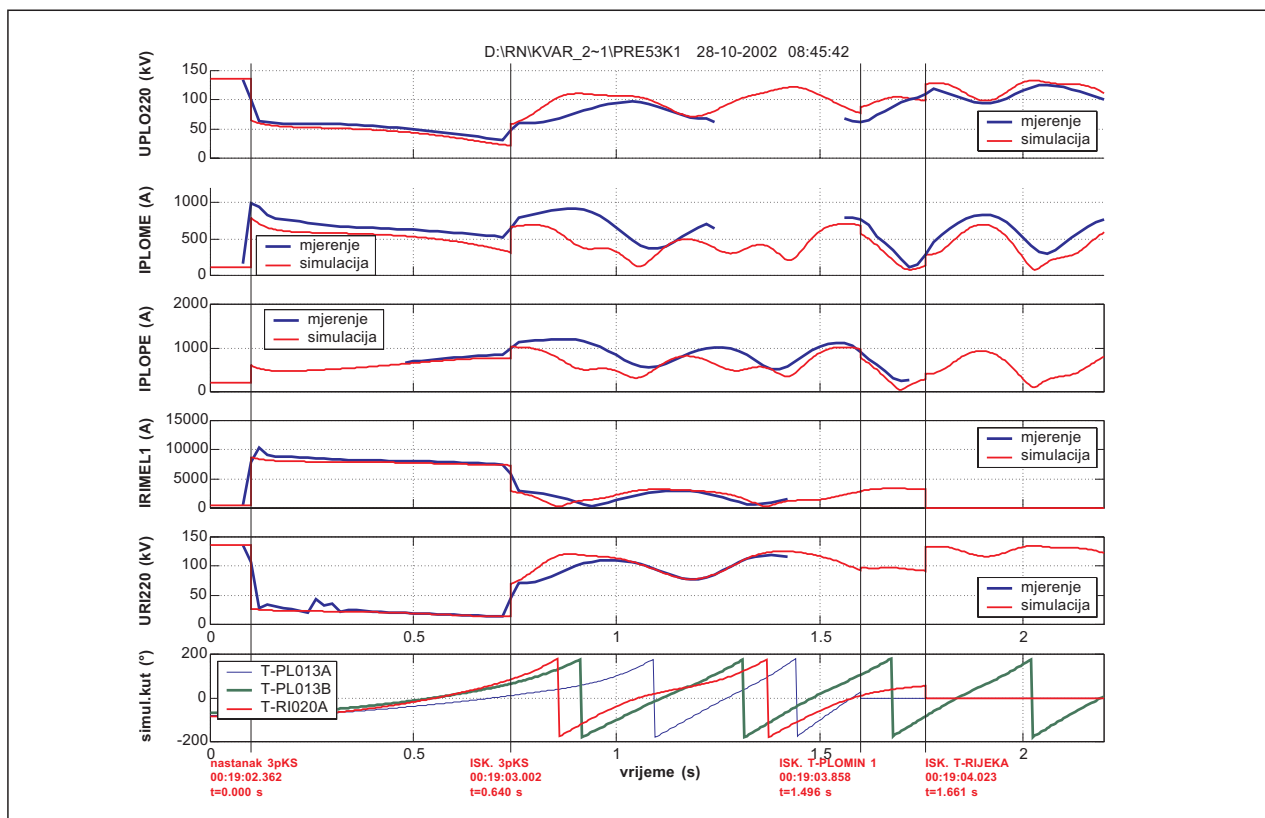
Simulacija promatranog poremećaja provedena je korištenjem nelinearnog dinamičkog višestrojnog modela sustava koji obuhvaća detaljni model elektroenergetskog sustava Hrvatske i BiH na razinama 400, 220 i 110 kV, te modele sustava Slovenije, Mađarske, Austrije, sjeverne Italije s ekvivalentiranim preostalim dijelom UCTE i CENTREL interkonekcije na naponskim razinama 400 i 220 kV. Sinkroni generatori su u pravilu prikazani modelima petog reda s odgovarajućim modelima sustava uzbude i modelima sustava regulacije brzine vrtnje.

Na modelu sustava je podešeno stacionarno stanje koje je približno odgovaralo polaznom stanju sustava prije poremećaja, a koje je rekonstruirano prema zapisima iz estimatora u nacionalnom dispečerskom centru u Zagrebu (DAM). Simuliran je trolejni kratki spoj na 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina, napajanom iz smjera TE Rijeka i otvorenom na strani TS Melina, preko odgovarajuće impedancije. Iznos impedancije (jednak zbroju impedancije voda i impedancije na

mjestu kvara) određen je iz zapisa trenutačnih vrijednosti struja i napona koje je registrirao numerički relej REL521 u vodnom polju Melina 2 u TE Rijeka. S obzirom da nisu modelirane zaštite generatora, simulirana su isključenja agregata u točnim vremenima prema KRĐ listama iz objekata.

Dopunom i doradom modela sustava postiglo se razmjerno dobro podudaranje rezultata simulacijskih proračuna s raspoloživim referentnim stvarnim zapisima napona i struja. To je omogućilo da se postavi fizikalna slika predmetnog poremećaja i jednoznačno utvrdi prijelazna nestabilnost agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2, odnosno pogonska prijelazna nestabilnost hrvatskog sustava.

Usporedba efektivnih vrijednosti faznih napona i struja iz simulacijskog proračuna s onima izmjenjenim na odgovarajućim mjestima u sustavu prikazana je na slici 3 (varijable su označene kraticama prema sljedećem ključu: UPLO220 – napon 220 kV u TE Plomin, IPLOME – struja na vodu Plomin-Melina, IPLOPE - struja na vodu Plomin-Pehlin, IRIMEL1 – struja na vodu TE Rijeka – Melina 1 te URI220 – napon sabirnica 220 kV u TE Rijeka). Uočava se razmjerno dobra podudarnost simulacijskih rezultata sa stvarnim zapisima pa se simulacijski model mogao iskoristiti za procjenu vremenskog tijeka ostalih varijabli koje nisu snimane tijekom poremećaja. Tako su, npr. na slici 3 na najdonjem grafu prikazani i kutovi ro-



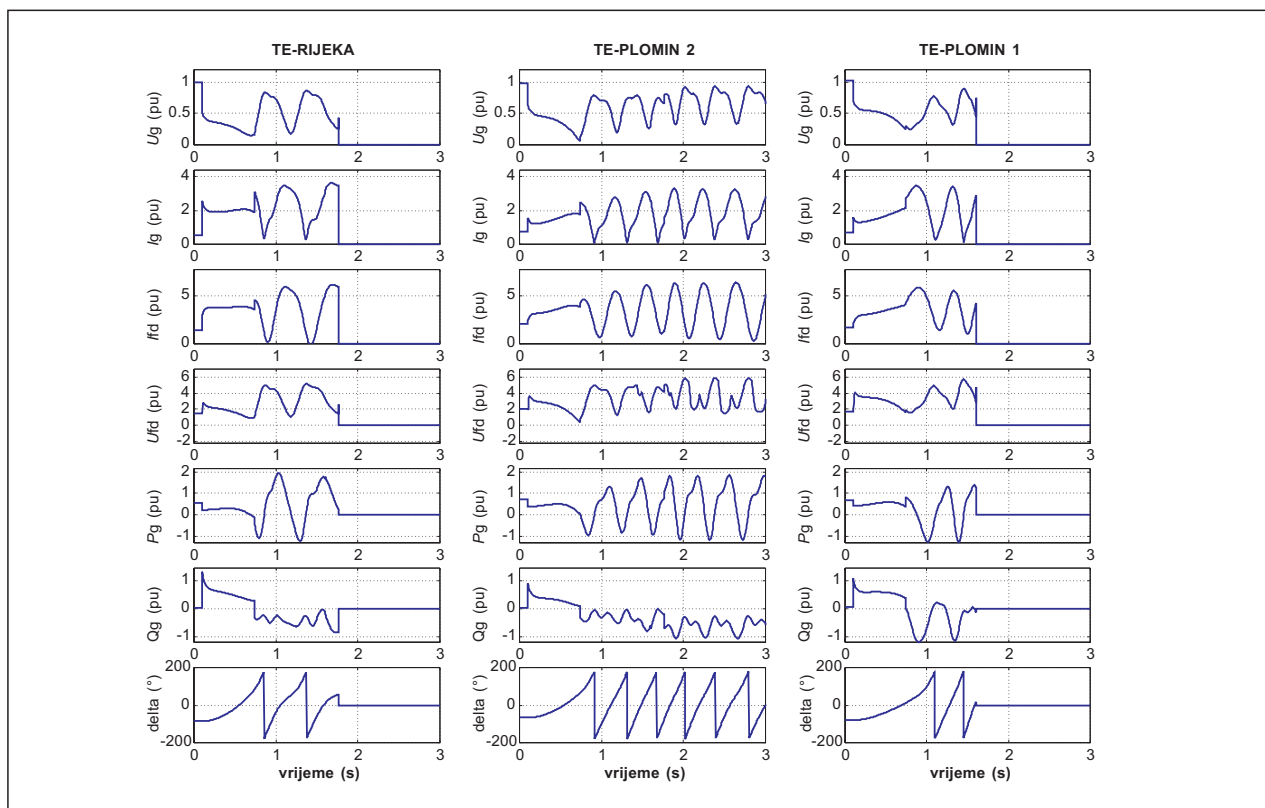
Slika 3. Usporedba simuliranih i mjenjenih odziva karakterističnih veličina u sustavu tijekom poremećaja i kutovi rotora generatora TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2 iz simulacije

tora generatora TE Rijeka (T-RI020A), TE Plomin 1 (T-PL013A) i TE Plomin 2 (T-PL013B) iz simulacije ("simul.kut") dok su na slici 4 prikazani odzivi i ostalih karakterističnih veličina za sva tri turboagregata dobiveni iz simulacijskog proračuna (Ug-napon generatora, Ig-struja generatora, Ifd-struja uzbude generatora, Ufd-napon uzbude generatora, Pg-djelatna snaga generatora, Qg-jalova snaga generatora i delta-kut rotora generatora u odnosu na sinkronu os). Odzivi kutova rotora generatora zorno prikazuju gubitak prijelazne stabilnosti agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2 u predmetnom poremećaju. Iz stvarno snimljenih i simulacijom dobivenih odziva efektivnih vrijednosti faznih napona u čvorovima Plomin 220 kV i TE Rijeka 220 kV (slika 3, UPLO220 i URI220) vidljiva je i ozbiljna amplitudna degradacija napona koja je ugrozila sigurnost hrvatskog sustava i po kriteriju stabilnosti napona. Proradu tehnološke

mjesta i vrste inicijalnog kvara kao u razmatranom poremećaju od 20. 9. 2003., simulacijom na modelu prvo je provjerena prijelazna stabilnost sustava za slučaj da je kvar otklonjen u vremenu od 150 ms, a potom je istraženo i kritično trajanje kvara po kriteriju prijelazne stabilnosti.

Odstupanja kutova rotora svih generatora u modelu sustava prema sinkronoj osi za slučaj simuliranog stvarnog kvara trajanja 640 ms prikazani su na slici 5 lijevo, a za slučaj kvara u trajanju 150 ms na slici 5 desno. Slika 5 desno jednoznačno pokazuje da bi prijelazna stabilnost sustava bila sačuvana da je predmetni trolpolni kratki na 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina 2 otklonjen u vremenu od 150 ms, odnosno u prvoj zoni šticečenja.

Za kritično trajanje predmetnog kvara $T_{k_{3pKS}}=445$ ms (bez gubitka prijelazne stabilnosti hrvatskog sustava)



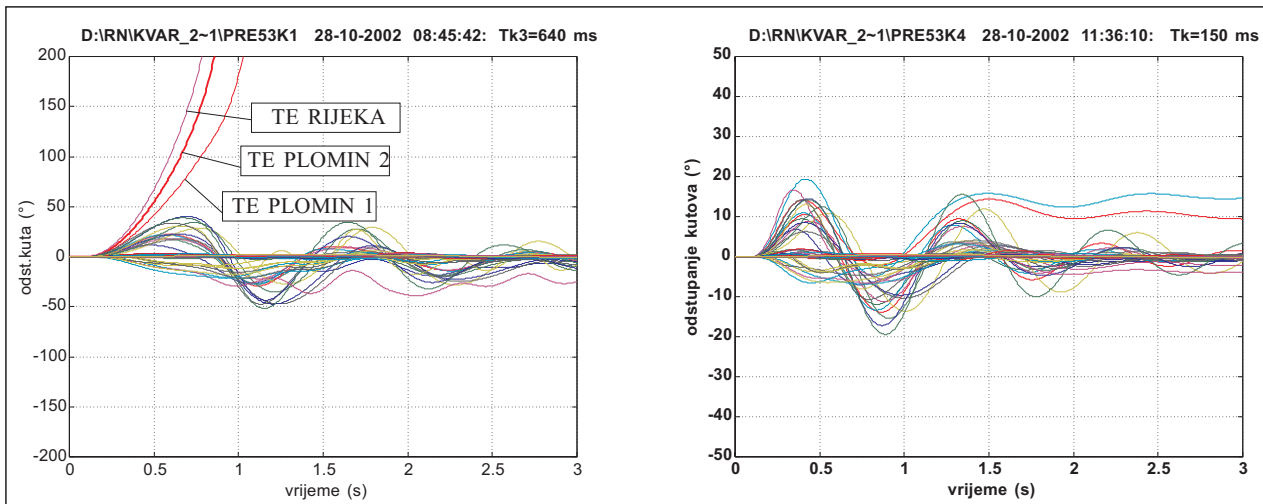
Slika 4. Varijable agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2 tijekom poremećaja (simulacija)

zaštite od preniskog tlaka ulja za hlađenje reduktora mlinova za ugljen u TE Plomin 2 može se s velikom sigurnošću pripisati amplitudnoj degradaciji napona.

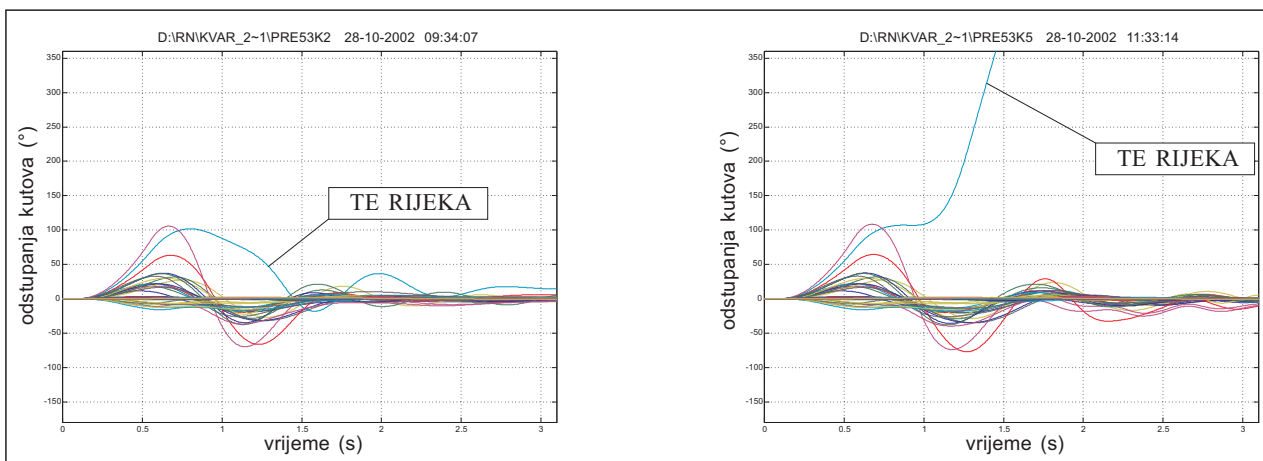
Na slikama 3 i 4 vidi se i to da su agregati TE Rijeka i TE Plomin 1 ispalili nakon drugog preskoka pola rotora u odnosu na sinkronu os. Agregat TE Plomin 2 bio je, međutim, u asinkronom radu tijekom 9 sekundi (na slici 4 su prikazane samo prve tri sekunde pojave).

Na tako verificiranom modelu istraženi su i neki hipotetski scenariji. Polazeći od istog stacionarnog stanja,

odzivi odstupanja kutova rotora svih generatora u modelu sustava prikazani su na slici 6 lijevo. Odzivi odstupanja kutova rotora svih generatora za slučaj trajanja kvara $T_{3pKS}=450$ ms prikazani su na slici 6 desno. Agregat TE Rijeka u tom slučaju gubi prijelaznu stabilnost pa je i hrvatski sustav zbog toga prijelazno nestabilan. Može se zaključiti da bi prijelazna stabilnost sustava u slučaju predmetnog kvara bila sačuvana da je vrijeme odgode djelovanja zaštite u drugoj zoni šticečenja bilo 300 ms a ne 500 ms.



Slika 5. Odzivi odstupanja kutova rotora svih generatora prema sinkronoj osi za slučaj simuliranog stvarnog kvara trajanja 640 ms (lijevo) i istovrsnog kvara trajanja 150 ms (desno)



Slika 6. Odzivi odstupanja kutova rotora generatora prema sinkronoj osi za kritično trajanje trolnog kratkog spoja za isto polazno stacionarno stanje, mjesto i vrstu poremećaja kao u razmatranom poremećaju od 20. 9. 2002.

5. ZAKLJUČAK

U promatranom velikom poremećaju izgubljena je stabilnost hrvatskog sustava po kriteriju prijelazne stabilnosti i narušena po kriteriju stabilnosti napona. Nakon isključenja generatora koji su izgubili sinkronizam, stabilnost sustava je ponovno uspostavljena zahvaljujući dobroj povezanosti čvorova Plomin i Pehlin s ostatkom hrvatskog EES-a i povezanosti hrvatskog EES-a s UCTE interkonekcijom. Premda nije došlo do prekida u opskrbi potrošača, valja istaknuti da se radi o iznimno teškom poremećaju s velikim naprezanjima bliskih proizvodnih jedinica te da su u nekom drugom početnom stanju posljedice za sustav mogle biti mnogo ozbiljnije.

Gledano sa stanovišta pogonske sigurnosti sustava kritični kvar je trajao nedopustivo dugo. Zaštita na pogodnom vodu djelovala je ispravno, no postavlja se pitanje kako efikasnije zaštititi sustav i u takvim specifičnim okolnostima. U konkretnom slučaju, za

štićenje kratkih 220 kV dalekovoda TE Rijeka – TS Melina moguće je rješenje s uzdužnom diferencijalnom zaštitom pa se i preporuča da se takva zaštita čim prije ugradi na te vodove. Inače, ovaj slučaj ukazuje na potrebu da se vremenskom stupnjevanju zaštita posveti više pozornosti, posebno na vodovima preko kojih se generatori priključuju na sustav. U konkretnom slučaju, generatori TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2 prema rezultatima simulacijskog proračuna ne bi izgubili prijelaznu stabilnost uz zateg djelovanja zaštite u drugoj zoni od cca 300 ms.

Na temelju provedenih istraživanja predlaže se također da se ugradi zaštita od gubitka sinkronizma i registratori prijelaznih pojava na sva tri turboagregata - TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2. U TE Plomin 2 treba revidirati podešenja zaštita i provjeriti selektivnost i koordinaciju djelovanja generatorskih i mrežnih zaštita. Općenito, uočava se potreba za studijama selektivnosti i koordinacije mrežnih zaštita i zaštita agregata za proizvodne jedinice u hrvatskom sustavu.

Kvalitetni zapisi prijelaznih pojava i događaja iz sustava nužan su preduvjet za kvalitetnu analizu poremećaja. Već je i korištenje zapisa iz numeričkih zaštita kvalitativni iskorak, a poželjno bi bilo imati namjenske registratore prijelaznih pojava na svim proizvodnim jedinicama i u strateški odabranim točkama sustava. Kronološki registratori događaja i registratori prijelaznih pojava trebaju imati redundantno napajanje iz sigurnih izvora čiji napon ne ovisi o naponu mreže. Posebno valja voditi računa da zapisi budu sinkronizirani sa signalom točnog vremena.

U evaluaciji i uspostavi fizikalne slike poremećaja uspješno je primijenjena izvorna metoda u kojoj se koriste stvarni pogonski zapisi i rezultati simulacijskih istraživanja na dinamičkom modelu sustava.

Rezultati simulacijskih analiza provedenih na verificiranim modelima sustava dobra su podloga za predikciju pogonskih događaja, podešavanje i koordinaciju djelovanja sustava zaštite i procjenu pogonske sigurnosti sustava.

LITERATURA

- [1] H. BREULMANN i drugi. "Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System", R 38-113, CIGRE Pariz 2000.
- [2] M. STOJSAVLJEVIĆ i drugi, "Kolokvij 'Veliki poremećaj u hrvatskom EES-u s ispadima agregata TE Plomin 1, TE Plomin 2 i TE Rijeka 20. 9. 2002. s početkom u 00:19:2.363 uzrokovan 3pKS na 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina 2' ", Institut za elektroprivredu i energetiku i HEP, Plomin 29. 10. 2002.

P. S.

U tijeku pripreme ovog članka za tisak primljena je vijest da je na jednom 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina već ugrađena uzdužna diferencijalna zaštita koja trenutno radi u ispitnom modu. Do trenutka primanja ove vijesti nije bilo kvarova unutar zone štice zaštite, ali su zabilježeni kvarovi izvan zone štice zaštite kod kojih zaštita nije djelovala, čime je pokazana njena stabilnost na kvarove izvan zone štice zaštite. Zaštita je naručena i za drugi 220 kV DV TE Rijeka – TS Melina i bit će ugrađena i stavljena u ispitni mod tijekom 2004. godine.

MAJOR DISTURBANCE IN THE CROATIAN SYSTEM ON SEPTEMBER 20, 2002, WITH LOSS OF TRANSIENT STABILITY AND OUTAGE OF TPP RIJEKA, PLOMIN 1 AND PLOMIN 2 UNITS – CAUSES AND CONSEQUENCES

The disturbance in the Croatian electric power system is considered to have been caused by three-phase short circuit on 220 kV TPP Rijeka – TS Melina that resulted in transient instability and outages of units in TPP Rijeka, TPP Plomin 1 and Plomin 2. The evaluation and determination of physical background of the disturbance source method ap-

plied uses real operation data and results of simulation research on a dynamic model of the system. The follow-up of the event was reconstructed based on current voltage values and the current from numerical line protection in a part of the 220 kV regional network and KR data of stationary state from DAM programming package (Dispatcher Analysis of Network) of the National Dispatching Center (NDC) in Zagreb. The disturbance was simulated on the multi-machine dynamic model of the system. Fairly good coincidence of simulation and real data of voltage and current enabled the determination of transient stability of units TPP Rijeka, TPP Plomin 1 and TPP Plomin 2, whereby the Croatian system became transiently unstable. Also, system security by voltage stability criteria was disturbed. Finally, based on the research, the range and significance of disturbance are given as well as necessary future activities.

GROSSE STÖRUNG IM KROATISCHEN SYSTEM AM 20.9.2002 MIT DEM STABILITÄTSVERLUST UND SATZAUSFÄLLEN DER KRAFTWERKE RIJEKA, PLOMIN I UND PLOMIN II - URSACHEN UND FOLGEN

Die Störung im kroatischen Stromversorgungssystem, verursacht durch den dreipoligen Kurzschluß an der 220 kV-Verbindung der Umspannerwerke "Kraftwerk Rijeka" und "Melina", wurde nachgeforscht. Beim Gestalten und Bewerten der physikalischen Darstellung dieser Störung wendete man ein originelles Verfahren unter Nutzung der tatsächlichen, schriftlich festgelegten Betriebsdaten, und der Forschungsergebnisse eines dynamischen Nachahmungsmodells dieses Systems an. Auf Grund der Strom und Spannungs-Momentanwerte (protokolliert durch numerisch wirkende Leitungsschutzvorrichtungen im entsprechenden Teil des 220 kV Netzes), und des Protokolls chronologischer Ereignisse (kroatische Abkürzung KR) im stationären Zustand, wurde die Folge der Ereignisse wiederhergestellt. Dazu bediente man sich des Programmpakets für Lastverteiler-Netzanalyse (kroatische Abkürzung NDC) in Zagreb.

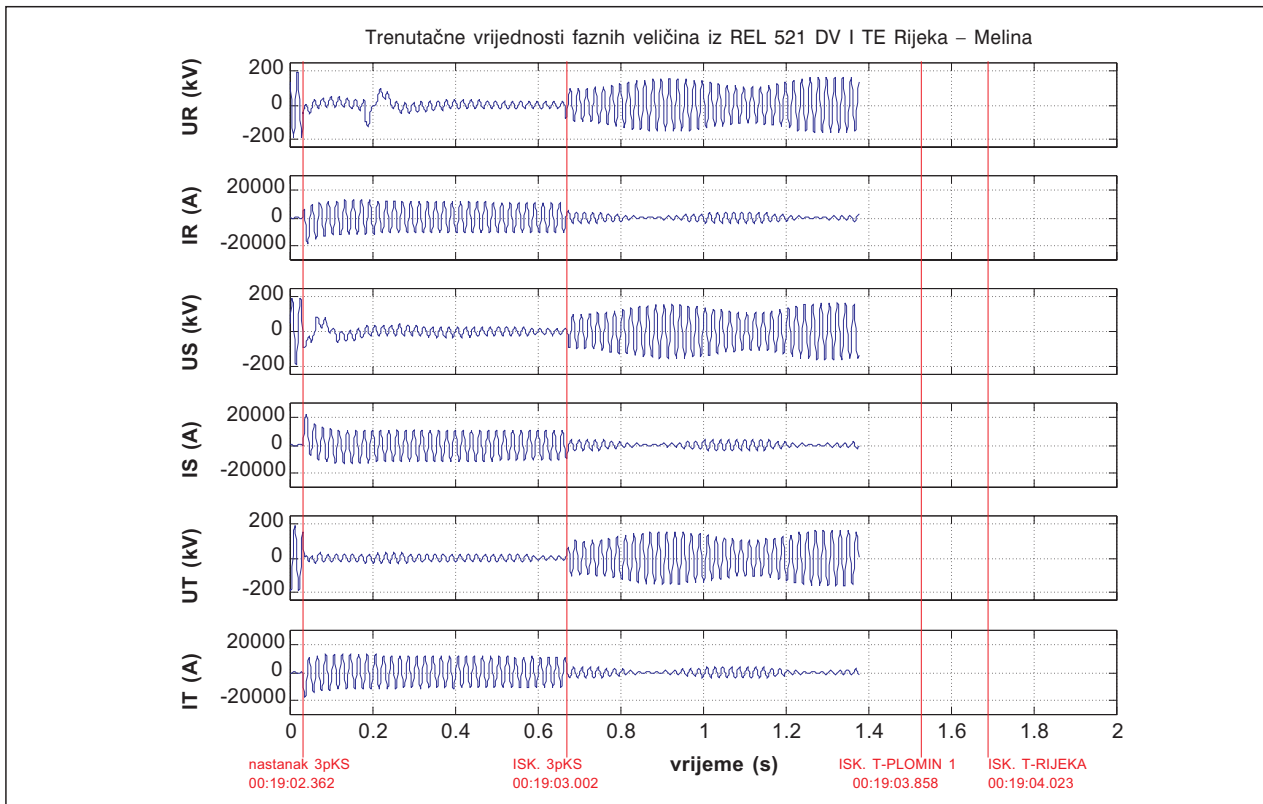
Die Störung ist danach am dynamischen Mehrsatzmodell des Systems nachgeahmt worden. Verhältnismäßig gutes Übereinstimmen der Nachahmungsberechnungen mit den tatsächlichen, protokollierten Strömen und Spannungen, hat die eindeutige Feststellung des Stabilitätsverlustes im Übergangsstadium der Turbosätze von Kraftwerken "Rijeka", "Plomin I" und "Plomin II", und damit des ganzen kroatischen Systems, möglich gemacht. Laut dem Spannungsstabilitätskriterium kam es ebenfalls zur Sicherheitsstörung des ganzen Systems. Auf Grund durchgeführter Forschungen ist schließlich auf den Umfang und die Ernsthaftigkeit der Störung betont hingewiesen, wie ebenfalls auf die notwendigen Eingriffe.

Naslov pisaca:

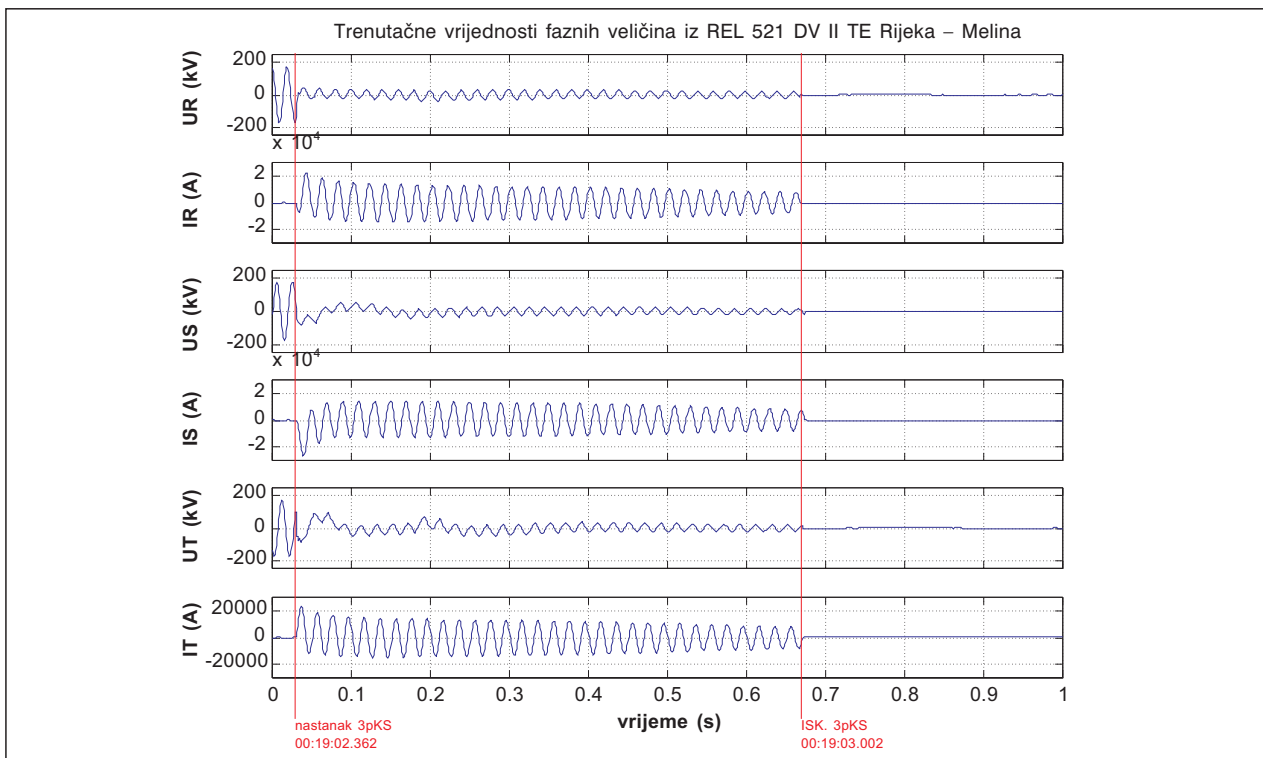
Mr. sc. Darko Nemeč, dipl. ing.
mr. sc. Milan Stojsavljević, dipl. ing.
Institut za elektroprivredu
i energetiku d.d., Zagreb
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 01 – 27.

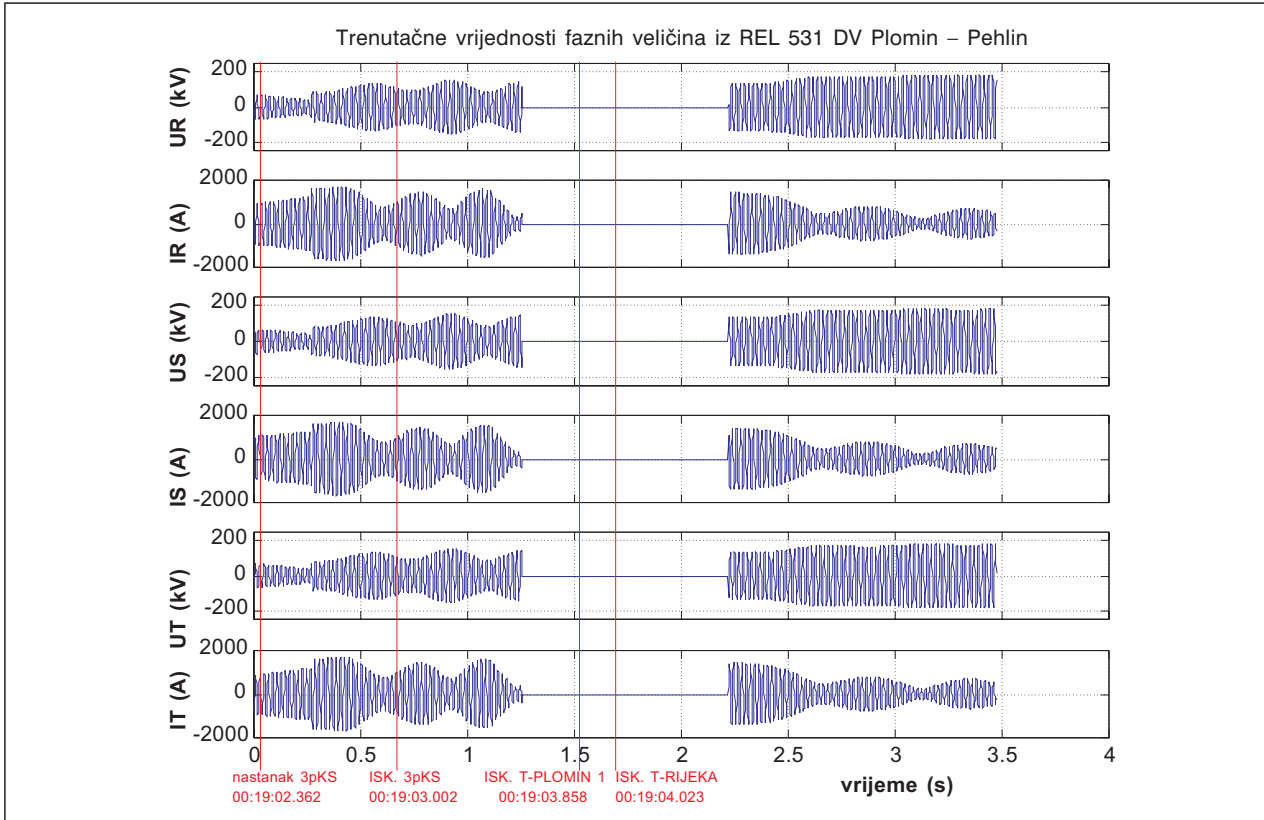
PRILOG – Zapisi trenutačnih vrijednosti napona i struja iz numeričkih releja tijekom poremećaja



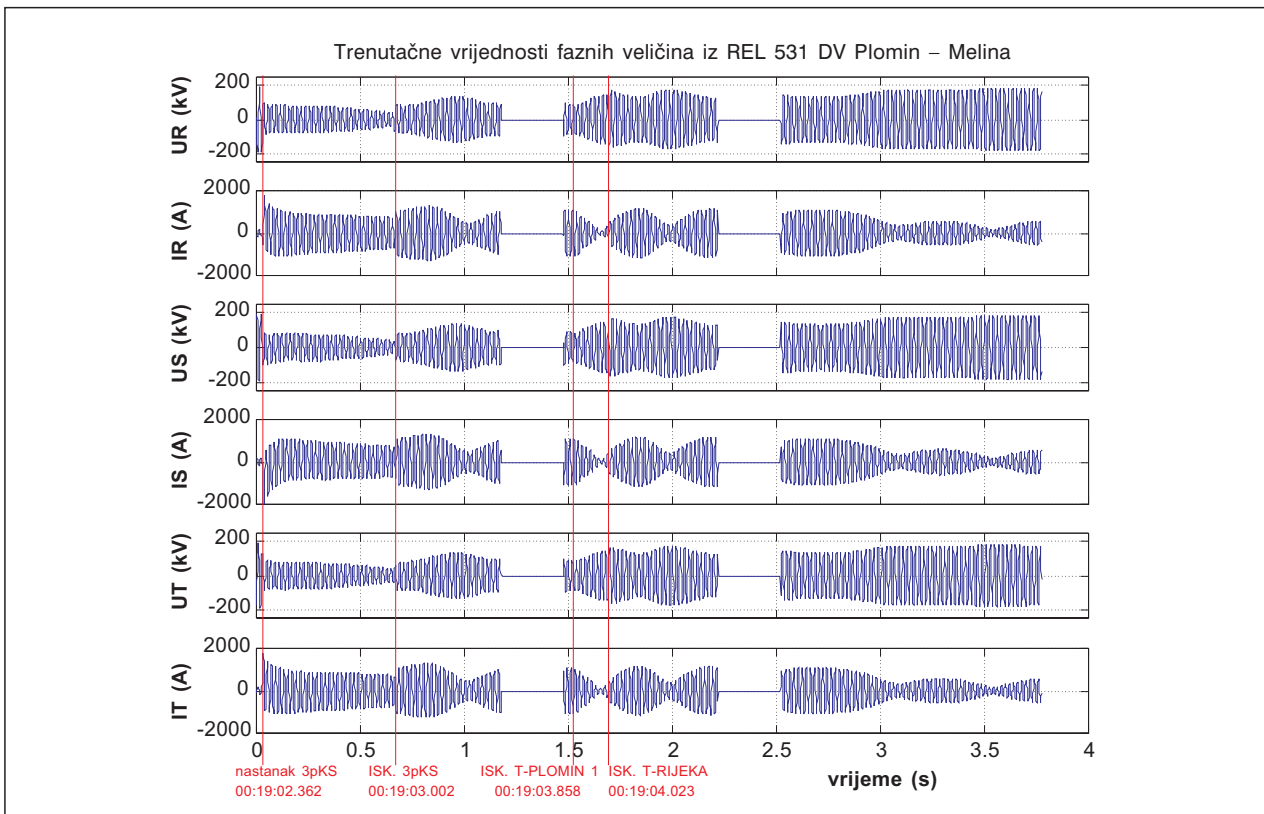
Slika P-1 – Odzivi trenutačnih vrijednosti struja i napona na 220 kV DV Rijeka – Melina 1



Slika P-2 – Odzivi trenutačnih vrijednosti struja i napona na 220 kV DV Rijeka – Melina 2



Slika P-3 – Odzivi trenutačnih vrijednosti struja i napona na 220 kV DV Plomin – Pehlin



Slika P-4 – Odzivi trenutačnih vrijednosti struja i napona na 220 kV DV Plomin – Melina

POTENCIJALNI PROBLEMI U PRIJENOSNOJ MREŽI HRVATSKE I NJIHOVO RJEŠAVANJE U PREDSTOJEĆEM KRATKOROČNOM RAZDOBLJU

Goran Jerbić – Ante Ćurić, Zagreb

UDK 621.316.1:621.311.1
PREGLEDNI ČLANAK

U članku se analiziraju problemi u prijenosnoj mreži Hrvatske elektroprivrede i mogućnosti njihovog rješenja u budućem trogodišnjem razdoblju. Prema Zakonu o tržištu električne energije NN br. 68 (članak 12. stavak 1.) od 2001. godine "Operator sustava u suradnji s energetske subjektom za prijenos električne energije, uz prethodnu suglasnost Vijeća za regulaciju, donosi plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje do tri godine". Za potrebe analize i procjene potrebnog pojačanja mreže, prijenosna mreža je modelirana na računskom stroju za očekivano stanje maksimalnog opterećenja 2002. i 2005. godine. Dan je osvrt na postojeću konfiguraciju prijenosne mreže Hrvatske i planiranu izgradnju do 2005. godine. Utvrđene su slabe točke u prijenosnoj mreži koje mogu biti potencijalni uzrok većih poremećaja. Dane su korektivne akcije, pogonske preporuke kao i nužna dogradnja sustava. Posebno je naglašen utjecaj predstojeće izgradnje TS Žerjavinec i TS Ernestinovo.

Ključne riječi: estimacija stanja, kratkoročno razdoblje, model EES-a, prijenosna mreža Hrvatske, programski paket DAM, proračun tokova snaga, sekcionirana mreža, vršno opterećenje.

1. UVOD

U uvodu je opisano zatečeno stanje u prijenosnoj mreži Hrvatske krajem 2001. godine na osnovi kojeg je formiran model za 2002. godinu. U prijenosnoj mreži u pogonu je od 26. studenog 1999. godine je 400 kV vod Žerjavinec – Heviz (jedna trojka). Novi dvosistemske vod 2 x 400 kV Žerjavinec – Heviz svakako je najznačajniji prijenosni objekt izgrađen i pušten u pogon (jedna trojka) posljednjih godina. Od Veleševca do TS Žerjavinec također je izgrađen novi dvosistemske 400 kV vod. U Veleševcu je presječen postojeći 400 kV vod Tumbri – Ernestinovo i spojen s dvostrukim vodom Veleševac – Žerjavinec. Jedna trojka tog novog dvosistemske 400 kV voda povezana je na dionicu postojećeg voda Tumbri – Ernestinovo do Tumbra, a druga trojka povezivat će Žerjavinec i Ernestinovo.

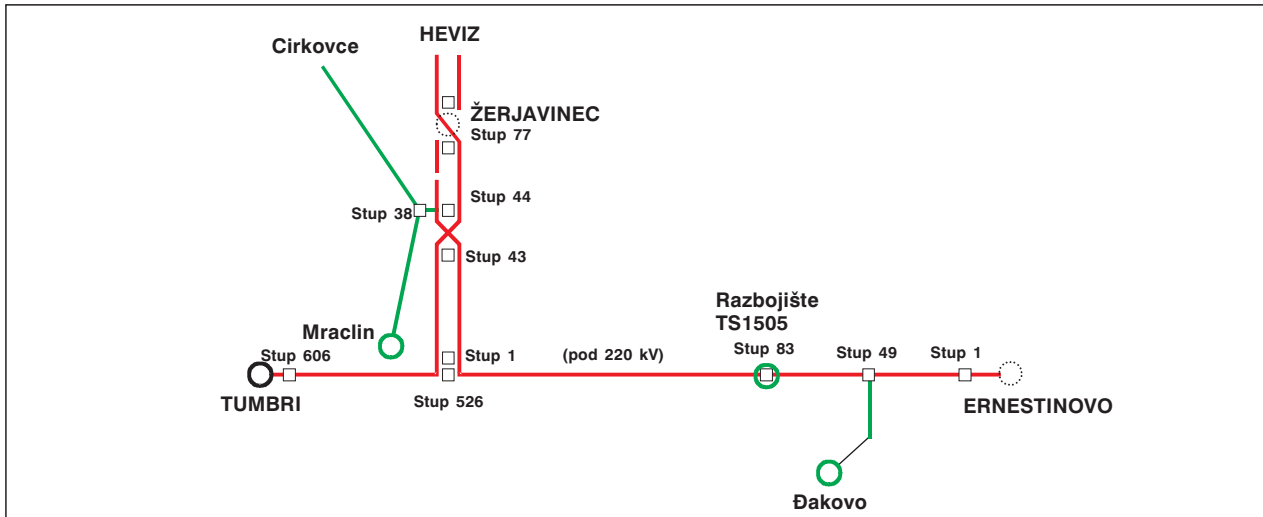
Privremeno napajanje Slavonije izvedeno je s voda Mraclin – Cirkovce pomoću "T" odcjeka na stupu br. 38 na koji se veže druga trojka budućeg 400 kV voda Žerjavinec-Ernestinovo u pogonu pod naponom 220 kV. Privremeno dogradnjom 220 kV voda od stupa 38 do TS Đakovo i povezivanjem na dionicu 110 kV voda Ernestinovo – Đakovo osigurava se napajanje Slavonije. Mreža 110 kV na užem zagrebačkom području je povezana kako bi se povećala sigurnost zagrebačkog područja (nesekcionirana). U vrijeme vršnih opterećenja u 110 kV mreži užeg zagrebačkog područja javljaju se povećani tokovi od Tumbra prema Mraclinu

budući da su mreže 400 i 220 kV na zagrebačkom području spregnute preko mreže 110 kV. Opterećenje 110 kV vodova Tumbri – Mraclin 1 i 2 bitno ovisi i o trenutnom pogonu TE-TO Zagreb i bloka TE Sisak na 110 kV. Eventualni kvarovi koji bi se u stanjima vršnih opterećenja mogli pojaviti u mreži 110 kV, mogli bi izazvati širenje kvara i prekid opskrbe šireg zagrebačkog područja i sjeveroistočnog dijela Hrvatske. Budući da na zapadnom dijelu Zagreba i okolice postoji samo jedna pojna točka za 110 kV mrežu (TS Tumbri) mogući su prekidi opskrbe u slučaju prorade zaštite sabirnica 110 kV u TS Tumbri, ili havarije u 110 kV postrojenju u TS Rakitje.

Na splitskom području vod 400 kV Konjsko – Mostar je još uvijek u pogonu pod naponom 220 kV zbog potrebe ponovne izgradnje 400 kV dijela postrojenja Mostar 4 uništenog tijekom ratnih operacija u susjednoj Bosni i Hercegovini. Na splitskom području izvan pogona je bio 110 kV vod Trogir – Bilice, koji se zbog malog presjeka i slabe pouzdanosti (starosti) često preopterećuje i učestalo ispada.

U vrijeme vršnog opterećenja izvan pogona je bio i vod Ston – Komolac (17.12.2001 godine u 18. sati). HE Dubrovnik je radila radikalno napajajući Komolac, koji je 110 kV vodom Komolac – Trebinje bio vezan na Trebinje u susjednoj Bosni i Hercegovini.

Na osječkom području vod 400 kV Tumbri – Ernestinovo u pogonu je pod 220 kV kao vod Mraclin – Cirkovce "T" odcjep (Žerjavinec) – Đakovo. Ernesti-



Slika 1. Rasplet 220/400 kV vodova "Žerjavinec". Na stupu br. 38 voda 220 kV Mraclin – Cirkovce formiran je "T" odcjep na koji je priključena jedna trojka voda (Veleševac) Žerjavinec – Heviz kojom se preko preostale dionice 400 kV voda Tumbri – Ernestinovo napaja Slavonija pod naponom 220 kV.

novo je u potpunosti srušeno i izvan pogona, pripremljeno za izgradnju nove 400 kV stanice. Stanica 220 kV Đakovo napaja se i iz susjedne Bosne i Hercegovine 220 kV vodom Đakovo – TE Tuzla. Vezom 110 kV Županja – Orašje napaja se dio Bosanske Posavine u susjednoj Bosni i Hercegovini. Vodom 110 kV Siklos – D. Miholjac osigurava se napajanje iz susjedne Mađarske prebacivanjem dijela opterećenja na mađarski elektroenergetski sustav.

Na riječkom području izvan pogona je bio 110 kV vod Lički Osik – Gračac. Trasa ovog voda bila je dijelom minirana pa njegovo puštanje u pogon ovisi o planiranoj dinamici razminiranja trase. U petom mjesecu 2003. godine 110 kV obnovljeni vod Lički Osik – Gračac pušten je u pogon.

2. MODEL PLANIRANOG STANJA 2002. GODINE

Za utvrđivanje opterećenja po 110 kV čvorištima korišteno je arhivirano stanje sustava 200112171-73041UT.ARH. Na temelju navedenog zapisa iz arhive, stanje elektroenergetskog sustava rekonstruirano je programom za estimaciju stanja iz programskog paketa za Dispečersku analizu mreže (DAM).

Potrošnja Hrvatske u 18-tom satu 17.12.2001. godine utvrđena je na temelju ostvarene proizvodnje u Hrvatskoj i zabilježene razmjene sa susjednim sustavima:

Na temelju dostupnih podataka procijenjeno je: ukupno opterećenje elektroenergetskog sustava na razini prijenosne mreže (opterećenje + gubici), proizvodnja po prijenosnim područjima i pojedinim proizvodnim jedinicama, razmjena električne energije sa susjednim elektroenergetskim sustavima te raspodjela opterećenja po čvorovima prijenosnih područja za stanje vršnog opterećenja sustava ostvarenog 17.12.2001. godine u 18. satu.

Referentni model elektroenergetskog sustava i prijenosne mreže 2002. godine temeljen je na podacima ostvarenim u 2001. godini (tablica 1).

3. POTENCIJALNI PROBLEMI NA MODELU PLANIRANOG STANJA U MREŽI ZA 2002. GODINU (PRIMJENA N-1 KRITERIJA)

3.1. Ispadi vodova

Zagreb

Potencijalni ispad voda 400 kV Tumbri – Heviz mogao bi preopteretiti dio 220 kV mreže u Austriji (5 vodova) i 220 kV vezu između Slovenije i Austrije (Podlog – Obersielach), uz niske napone u sjevernoj Italiji. U našoj mreži ne bi se pojavila preopterećenja niti nedopušteno niski naponi. Ovaj problem kao i tokovi u petlji (loop-flow) koji se zatvaraju iz Austrije dosta opterećuju prijenosnu mrežu Slovenije. Zbog izrazitih tokova u petlji često se pribjegava otvaranju 220 kV voda Kleče – Divača i 400 kV voda Beričevo – Divača. Treba naglasiti da i sama NE Krško znatno doprinosi zatvaranju kružnih tokova na potezu NE Krško – Tumbri – Melina – Divača što je dodatno potencirano ulaskom u pogon 400 kV voda Heviz – Tumbri. Nakon ugradnje transformatora 400/110 kV 300 MVA u NE Krško (u rujnu 2002. godine) smanjeni su tokovi iz NE Krško prema Tumbri za 100 – 200 MW. Navedeni mogući problemi zahtijevali bi detaljniju analizu stanja u susjednim sustavima i prijenosnoj mreži Austrije.

Pri potencijalnom ispadi voda 400 kV Tumbri – Melina Slika 3. preopteretile bi se obje trojke dvosistemske 110 kV voda Tumbri – Mraclin (za 8 %). Daljnjim ispadom dvosistemske voda Tumbri – Mraclin preopteretili bi se vodovi Botinec – TE-TO Zagreb (17 %), Resnik – TE-TO Zagreb (8 %), Tumbri – Rakitje I i II

Tablica 1. Vršno opterećenje sustava, proizvodnja i razmjena električne energije ostvarena 17. 12. 2001. godine u 18. satu

Opterećenje		Proizvodnja		Razmjena		
		MW	Mvar			
Opterećenje	2708 MW			Heviz – Tumbri	768 MW	
Gubici	90 MW	EL-TO Zagreb	34	17	Šikloš – D.Miholjac	45 MW
Ukupno	2798 MW	HE Čakovec	29	9	Mađarska	813 MW
Proizvodnja	2039 MW	HE Đale	15	6	Formin – Nedeljanec	57 MW
Razmjena	760 MW	HE Dubrava	20	8	Cirkovce – Mraclin	68 MW
Ukupno	2799 MW	HE Dubrovnik	102	15	Krško – Tumbri	1 176 MW
Proizvodnja	2039 MW	HE Gojak	23	15	Krško – Tumbri	2 181 MW
Uvoz iz UCTE-a	698 MW	HE Gojak Miljacka	16	0	Melina – Divača	-419 MW
Uvoz iz BiH	59 MW	HE Kraljevac	4	9	Pehlin – Divača	-177 MW
Ukupno	2796 MW	HE Obrovac	84	6	Matulji – I.Bistrica	-41 MW
		HE Orlovac	67	20	Buje – Koper	-8 MW
		HE Peruča	41	7	Slovenija	-163 MW
		HE Senj	134	25	UCTE ukupno	650 MW
Zagreb	1189 MW	HE Varaždin	53	20	Tuzla – Đakovo	121 MW
Rijeka	477 MW	HE Zakućac	313	68	Županja – Orašje	-13 MW
Split	676 MW	PE Jertovec	29	0	D.Lapac – K.Vakuf	-50 MW
Osijek	366 MW	PE Osijek	20	20	Konjsko – Mostar	4 60 MW
Hrvatska	2708 MW	EL-TO Zagreb PE	50	38	Zakućac – Mostar	28 MW
		TE Jertovec	10	0	BiH	146 MW
		TE Osijek	14	20	Razmjena	796 MW
		TE Plomin 2	186	40		
		TE Rijeka	270	185		
		TE Sisak 1	184	51		
		TE Sisak 2	173	62		
		TE-TO Zagreb	99	93		
		TE-TO Zagreb PE	69	24		
		Ukupno	2039	632		

Napomena: Postoji određena razlika u podacima o razmjeni po vodovima sa susjednim EES-ima između podataka u koloni "Opterećenje" (trenutačne vrijednosti) i "Razmjena po vodovima" (trenutačne vrijednosti i očitavanja brojila) budući da nisu svi podaci iz istog izvora s obzirom da sustavom za arhiviranje stanja nisu obuhvaćeni svi vodovi razmjene

(7 %) i Botinec – Sopot (4 %). Potencijalni ispad 400 kV voda Tumbri – Melina mogao bi uzrokovati cijepanje 110 kV mreže na području Zagreba i može biti kritičan po sigurnost sistema. Po ispadi dvosistemske 110 kV voda Tumbri – Mraclin mrežu 110 kV na zagrebačkom području treba zbog preopterećenja sekcionirati stavljanjem izvan pogona vodove Botinec – TE-TO Zagreb, Botinec – Sopot, Rakitje – TE-TO Zagreb, ali i vodova Podsused – Zabok, Tumbri – Pokuplje i Rakitje – Švarča koji se sekcioniranjem zagrebačke 110 kV mreže preopterećuju.

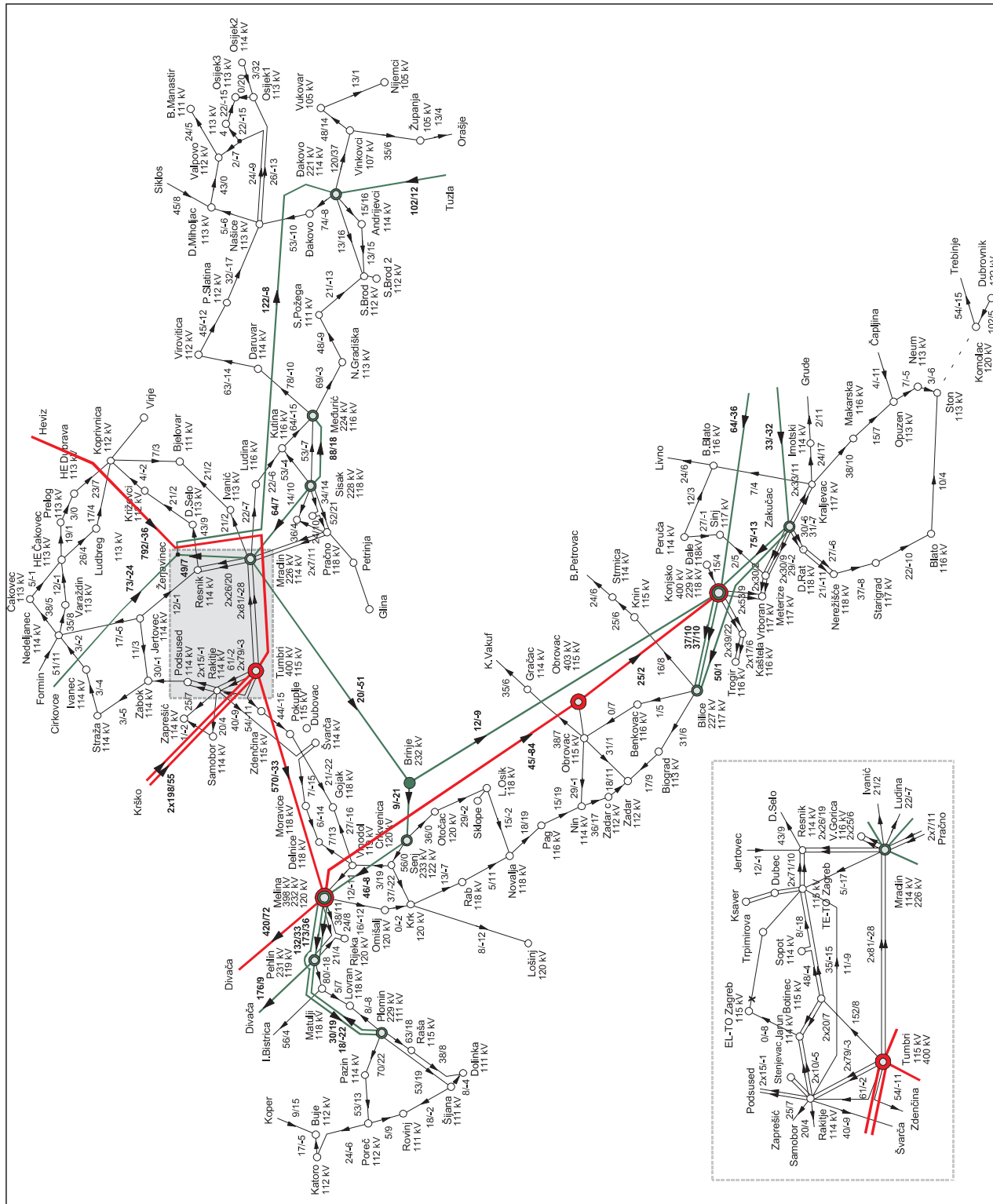
Pri potencijalnom ispadi voda 220 kV Cirkovce/Mraclin – Đakovo (Slika 4.) preopteretili bi se 110 kV vodovi na potezu Međutić – Daruvar – Virovitica s vodičima 150 mm² Al/Če (osim uvida u Daruvar koji je 240 mm² Al/Če). Napomenimo da je na modelu bilo nužno formirati čvor Žerjavinec na mjestu spoja 220 kV voda Mraclin – Cirkovce (stup 38) i trojke 400 kV dionice Veleševac – Žerjavinec (stup 44) premda u stvarnosti stanica Žerjavinec još nije puštena u pogon. Modelirano stanje ispada Žerjavinec – Đakovo u stvarnoj mreži odgovaralo bi slučaju da isklopi prekidač u Đakovu. Daljnjim ispadom 110 kV voda Međurić – Daruvar preopterećuje se 110 kV potez Đakovo grad – Našice (74 %), Đakovo – Đakovo grad (42 %), N. Gradiška – S. Požega (37 %), Međurić – N. Gradiška

(17 %) i S. Brod – S. Požega (7 %). Potencijalnim daljnjim ispadom 110 kV voda Đakovo grad – Našice stvara se otok i urušava prijenosna 110 kV mreža na području Slavonije.

Potencijalnim ispadom 110 kV voda Međurić – N. Gradiška preopteretio bi 110 kV vod Međurić – Daruvar (6 %). Daljnjim ispadom 110 kV voda Međurić – Daruvar preopterećuju se vodovi na potezu Đakovo grad – Našice (64 %) i Đakovo – Đakovo grad (34 %). Ponavlja se situacija iz ispada Žerjavinec – Đakovo. Pogonski naponi u radialno napajanim TS 110 kV su ispod dozvoljenih vrijednosti.

Potencijalni ispad voda 110 kV N. Gradiška – S. Požega opteretio bi 110 kV vod Međurić – Daruvar do termičke granice. Daljnjim ispadom 110 kV voda Međurić – Daruvar preopteretili bi se vodovi na potezu Đakovo – Đakovo grad – Našice kao u slučaju ispada Žerjavinec – Đakovo.

Ispadom jedne trojke dvosistemske 110 kV voda Resnik – TE-TO Zagreb opterećuje se druga trojka koja ostaje u pogonu do termičke granice. Druga trojka može ispasti bez opasnosti od daljnjih preopterećenja i ispada elemenata prijenosne mreže, ali se bitno mijenjaju tokovi snaga od TE TO Zagreb prema susjednim 110 kV stanicama.



Slika 2. Model elektroenergetskog sustava za stanje vršnog opterećenja od 2796 MW (opterećenje+gubici) ostvarenog 17. 12. 2001. godine u 18-tom satu

Napomena: Opterećenja radialno napajanih transformatorskih stanica reducirana su na čvorove iz kojih se napajaju.

Rijeka

Potencijalni ispad voda 400 kV Melina – Divača uzrokovao bi preopterećenje 220 kV voda Divača – Padriciano (za 8 %) koji povezuje Sloveniju i Italiju.

Potencijalni ispad voda 110 kV Dolinka – Raša visoko bi opteretio 110 kV vod TE Plomin – Šijana (oko 95 %). Daljnjim ispadom voda TE Plomin – Šijana preopteretio bi se vod TE Plomin – Pazin (34 %), zatim Pazin

Potencijalnim ispadom i tog voda preopteretili bi se 110 kV vodovi TE Plomin – Pazin (62 %), Poreč – Rovinj (51 %), Pazin – Poreč (44 %) i Rovinj – Šijana (19 %).

Ispadom voda Raša – TE Plomin preopteretio bi se 110 kV vod TE Plomin – Šijana (19 %). Potencijalnim ispadom i tog voda preopteretio bi se vod TE Plomin – Pazin (62 %), Poreč – Rovinj (51 %), Pazin – Poreč (44 %) i Rovinj – Šijana (19 %) kao i u slučaju ispada voda TE Plomin – Šijana.

Split

Potencijalnim ispadom 110 kV voda Bilice – Knin ostaje Knin preko EVP Strmice vezan na B. Grahovo. U toj situaciji moguća je pojava nižih napona na proizvodnim jedinicama HE Golubić i HE Miljacka.

Ispadom 110 kV voda HE Kraljevac – Imotski opterećenje transformacije 220/110 kV u Mostaru 4 dostiže termičku granicu jedne transformatorske jedinice. Istu situaciju imamo i u slučaju ispada 110 kV voda HE Kraljevac – Makarska.

Ispadom 110 kV voda Nerežišće – Starigrad također se visoko opterećuje transformacija 220/110 kV u Mostar 4 ako je samo jedan transformator u pogonu.

Ispadom 110 kV voda Split 3 – Sučidar preopterećuje se vod 110 kV Sučidar – Vrboran (12 %), a jednako tako i ispadom 110 kV voda Sučidar – Vrboran preopterećuje se vod Vrboran – Split 3 (12 %).

Osijek

Pri ispadu 220 kV voda Đakovo – Tuzla visoko se opterećuje 110 kV Međurić – Daruvar (99 %). Ovaj ispad kritičan je za Slavoniju jer se ispadom 110 kV voda Međurić – Daruvar preopterećuju vodovi Đakovo – Đakovo grad (49 %) i Đakovo grad – Našice (82 %), kao i 220 kV vod Žerjavinec (stup) – Đakovo (6 %). Njihovim ispadom naponski se urušava prijenosna mreža na području Slavonije.

Pri ispadu 110 kV voda Međurić – Daruvar preopterećuju se 110 kV vodovi Đakovo – Đakovo grad (31 %) i Đakovo grad – Našice (59 %). Navedeni vodovi preopterećuju se i pri ispadu 110 kV voda Daruvar – Virovitica. Preopterećeni vodovi pri tom ispadu su Đakovo – Đakovo grad (17 %) i Đakovo grad – Našice (40 %). Njihovim ispadom ponavlja se situacija kao kod ispada Mraclin – Cirkovci – Đakovo.

Na 110 kV vodu Đakovo – Đakovo grad vodič 150 mm² Al/Če zamijenjen je "vrućim" vodičem 154/19 BTAL/ACS koji podnosi veća opterećenja (približno kao vodič 240 mm² Al/Če slijedeći u standardnom nizu vodiča prema učestalosti u našoj mreži) pa su preopterećenja voda Đakovo – Đakovo grad manja. I na vodu Đakovo grad – Našice zamijenjen je vodič vrućim vodičem, ali samo na dijelu trase stoga su moguća i preopterećenja ovog voda veća.

Ispad 110 kV voda Đakovo – Đakovo grad najteži je ispad 110 kV voda na osiječkom području. On uzrokuje

preopterećenja niza 110 kV vodova: Međurić – Daruvar (141 %), Daruvar – Virovitica (117 %), Našice – P. Slatina (77 %) i Virovitica – P. Slatina (38 %). Pri tom su naponi u nizu čvorišta u Slavoniji preniski. Najniži napon je u Virovitici 89.6 kV, zatim u P. Slatini 90.4 kV, Đakovo grad 92.8 kV, Našice i Našice cementara 94.3 kV, B. Manstir 95.0 kV, D. Miholjcu 96.3 kV, Valpovu 96.4 kV i Daruvaru 98.4 kV. Niski naponi zahtijevaju i povećanu proizvodnju jalove snage parne i plinske jedinice TETO Osijek.

Potencijalnim ispadom 110 kV voda Đakovo – Vinkovci ostaju stanice Županja, Vinkovci, Vukovar i Nijemci bez napajanja ili ovisne o rezevnim napajanjima iz susjedne Bosne preko voda Orašje – Županja. Da bi se izbjegle situacije u kojima navedene stanice ostaju bez napajanja u planu je puštanje u pogon vodova TETO Osijek – Vukovar i TETO Osijek – Đakovo koji će se dobiti povezivanjem vodova TETO Osijek – Ernestinovo i Ernestinovo – Vukovar, odnosno TE-TO Osijek – Ernestinovo i Ernestinovo – Đakovo pred TS Ernestinovo.

Ispadom 110 kV voda Đakovo grad – Našice preopteretili bi se 110 kV vodovi Međurić – Daruvar (85 %), zatim Daruvar – Virovitica (70 %), Našice – P. Slatina (34 %) i Virovitica – P. Slatina (7 %). Pri tom ispadu napon na plinskom agregatu u TE Osijek bio bi niži od nazivnog preko dopuštenih 5 %.

Potencijalni ispad 110 kV voda D. Miholjac – Siklós preopteretio bi 110 kV vodove Međurić – Daruvar (5 %) i Đakovo grad – Našice (4 %).

Ispad 110 kV voda Našice – P. Slatina opteretio bi 110 kV vod Đakovo grad – Našice do termičke granice.

Ispad 110 kV voda Virovitica – P. Slatina preopteretio bi 110 kV vodove Đakovo grad – Našice (18 %) i Đakovo – Đakovo grad (1 %).

Za osiguranje sigurnog napajanja Slavonije uz sadašnju raspoloživost 220 kV voda Đakovo – Tuzla nužno je povezati Ernestinovo s dva 400 kV čvora.

3.2. Ispadi transformatora

Na zagrebačkom, riječkom i splitskom području nema potencijalnih ispada mrežnih transformatora (400/220 kV, 400/110 kV i 220/110 kV) koji bi mogli uzrokovati preopterećenja u prijenosnoj mreži i daljnje ispaade elemenata prijenosne mreže.

Na osječkom području ispad transformatora 220/110 kV 150 MVA u Đakovu mogao bi uzrokovati preopterećenje transformatora (za 24 %) koji bi ostao u pogonu. Takva situacija je kritična i mogla bi se samo kratkotrajno tolerirati.

3.3. Ispadi generatora

Za stanje vršnog opterećenja na modelu je ispitan utjecaj ispada pojedine proizvodne jedinice indirektno simulacijom ispada blok transformatora proizvodne jedinice. Provedena ispitivanja pokazuju da ni jedan is-

pad proizvodne jedinice u našem sustavu ne uzrokuje preopterećenja u mreži.

Najteži ispad proizvodne jedinice je ispad NE Krško u susjednoj Sloveniji. Ispadom NE Krško 400 kV vod Tumbri – Heviz opterećuje se 1014/–434 MW/Mvar dok istovremeno dvosistemskim vodom Krško – Tumbri primamo samo 2 x 17/121 MW/Mvar.

Sljedeći ispad koji bi mogao biti kritičan je ispad bloka u TE Sisak, posebno onog priključenog na 110 kV. Njime se visoko opterećuje dvosistemski 110 kV vod Tumbri – Mraclin gotovo do termičke granice (98 %). U nastavku je provjeren ispad bloka u TE Rijeka koji ne izaziva preopterećenja u mreži.

3.4. Ostvareno stanje u prijenosnoj mreži 2002. godine

U protekloj 2002. godini, točnije 4. 1. u 18-tom satu ostvareno vršno opterećenje 2685 MW, što je 96 % planiranog na modelu (2798 MW). Razlog ovom padu vršnog opterećenja može biti znatnija razlika u temperaturi i vjerojatno u primjeni novog tarifnog sustava, kojim se potaknulo potrošače da promijene navike i tako doprinesu smanjenju vršnog opterećenja. Prema izvješću o poslovanju HEP Prijenos-a ozbiljnijih zastoja u prijenosnoj mreži tijekom 2002. godine nije bilo.

U konfiguraciji prijenosne mreže za 2002. godinu bilo je određenih manjih razlika prema planiranoj konfiguraciji na modelu 2002. godine. Na osiječkom području su formirani 110 kV vodovi Đakovo – Osijek2 i Osijek2 – Vukovar (spajanjem vodova ispred TS Ernestinovo) čime je osigurano dvostrano napajanje Vinkovaca i Vukovara.

Od značajnijih promjena u prijenosnoj mreži u pogon je pušten 220 kV vod Međurić – Prijedor (u svibnju 2002. godine) koji djeluje tako da dodatno opterećuje prijenosnu mrežu zagrebačkog prijenosnog područja jer se dio proizvodnje TE Sisak usmjerava u područje susjedne države – Zapadne Bosne. Opterećenje 220 kV voda Međurić – Prijedor izrazito ovisi o angažmanu hidroelektrana u Dalmaciji i susjednoj Hercegovini jer su istog slijeva. Na riječkom je području u pogon pušten vod Lički Osik – Gračac koji povećava prijenosnu moć na potezu Primorje – Dalmacija.

4. MODEL PLANIRANOG STANJA 2005. GODINE

Model planiranog stanja prijenosne mreže za maksimalno opterećenje 2005. godine formiran je na temelju modela 2002. godine kome je opterećenje povećano u skladu s očekivanim porastom maksimalnog opterećenje sustava na 2978 MW. Zadržan je jednak angažman proizvodnih jedinica kao na modelu 2002. godine. Dodatni manjak proizvodnje u našem sustavu pokriva se uvozom.

Pretpostavljeno je da će se prijenosna mreža 220 i 400 kV u idućem trogodišnjem razdoblju u potpunosti ob-

noviti i povezati s mrežom susjedne Bosne i Hercegovine i Srbije i Crne Gore.

Na modelu 2005. godine analizirane su dvije konfiguracije prijenosne mreže na zagrebačkom području: povezana i sekcionirana 110 kV mreža.

Premda je opterećenje sustava na modelu 2005. godine veće, rezultati proračuna tokova snaga pokazuju da će za razliku od stanja 2002. godine biti manje visoko opterećenih vodova i transformatora zbog stavljanja u pogon Žerjavina i Ernestinova. Sukladno tome očekuje se i manje problema pri eventualnim ispadima elemenata prijenosne mreže jer su vodovi 110 kV mreže polazno manje opterećeni. Također se očekuju manji problemi pri ispadu bloka 1 i bloka 2 u TE Sisak. Budući da će u pogonu biti dvostruki 400 kV vod Žerjavinec – Heviz očekuje se smanjenje gubitaka pri prijenosu energije i povećanje gubitaka u transformaciji energije.

4.1. Povezana 110 kV mreža na zagrebačkom području

4.1.1. Ispadi vodova

Zagreb

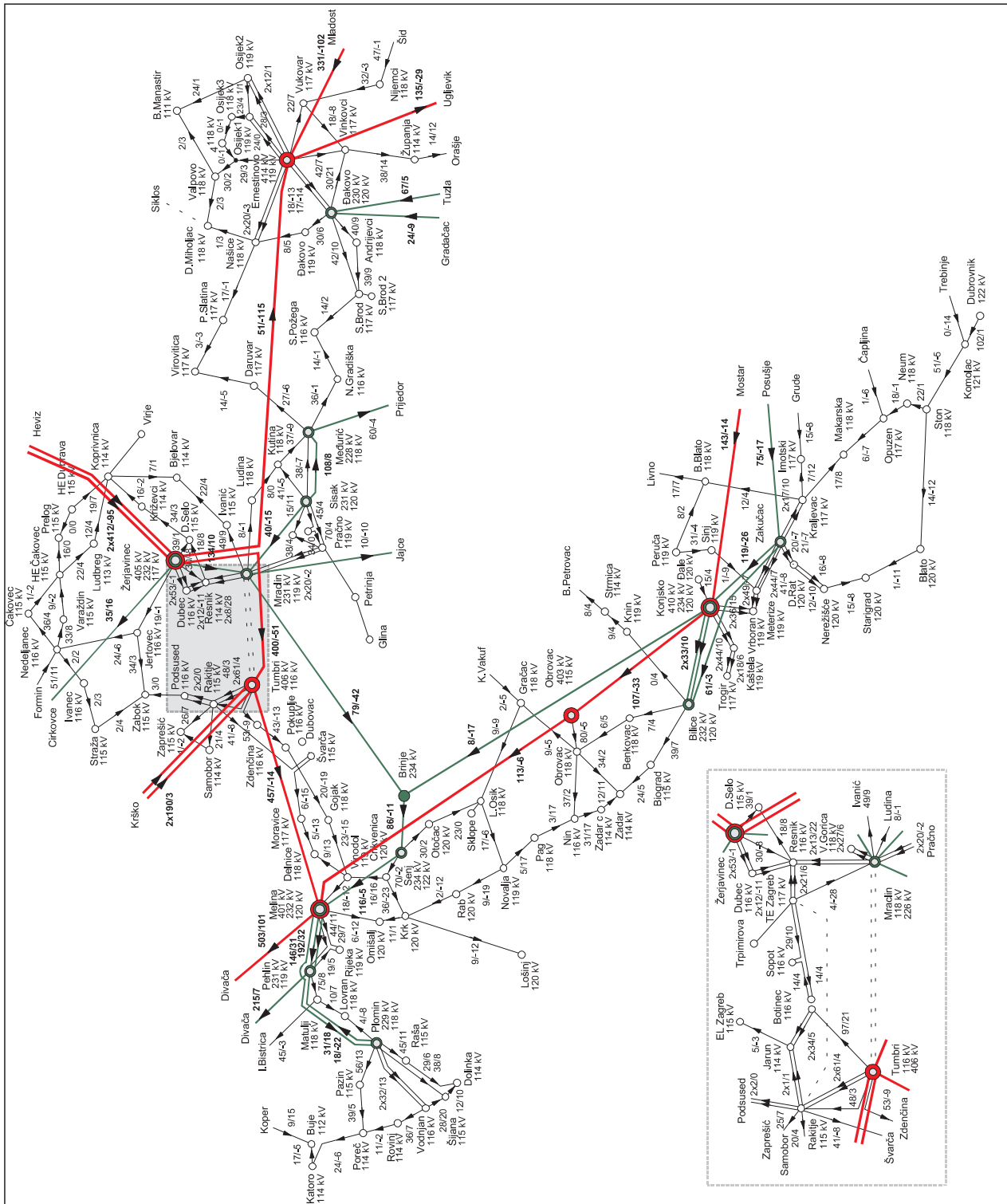
Ispadom 400 kV voda Žerjavinec – Tumbri preopterećuje se 6 % transformacija 400 /110 kV u Žerjavincu. Ovo preopterećenje transformatora moglo bi se kratkotrajno tolerirati, a preopterećenje bi se moglo eliminirati isključenjem jedne trojke dvosistemskog voda Žerjavinec – Heviz, čime se opterećenje transformacije 400/110 kV u Žerjavincu smanjuje na 98 % termičke granice. Preopterećenje transformacije u Žerjavincu može se eliminirati i sekcioniranjem zagrebačke 110 kV mreže (analizirano u nastavku teksta). Sekcioniranjem 110 kV mreže može se utjecati na smanjenje veličine neisporučene energije pri potencijalnim većim kvarovima u mreži, no i povećati vjerojatnost lokalnih poremećaja.

Rijeka

Ispadom 400 kV voda Melina – Divača preopterećuje se 220 kV vod Divača – Padriciano. Preopterećeni se vod može isključiti bez posljedica od daljnje preopterećenja drugih komponenata prijenosne mreže u hrvatskom elektroenergetskom sustavu, no problem bi se mogao pojaviti u prijenosnim mrežama susjedne Slovenije, Italije i Austrije, što bi zahtijevalo detaljnije analize tih sustava.

Split

Ispadom po jedne trojke dvosistemskog voda Sučidar – Vrboran preopterećuje se 5 % druga trojka koja ostaje u pogonu. Očito je doprinos planirane nove 110 kV kabelaške veze Dobri – Kaštela premali da rastereti jednu trojku Sučidar – Vrboran pri neraspoloživosti ili ispadu druge trojke. Ovaj ispad i preopterećenja su lokalni



Slika 6. Model elektroenergetskog sustava za stanje planiranog vršnog opterećenja od 2978 MW (opterećenje+gubici) u 2005. godini i sekcioniranu mrežu na zagrebačkom području

ostaje u pogonu. Ovo preopterećenje transformatora u Plominu moglo bi se krattotrajno tolerirati. No, preopterećenje se može eliminirati i angažmanom Plomina 1 na 110 kV strani preopterećenog transformatora 220/110 kV. Vjerojatnost angažiranja TE Plomin 1 je u zimskom razdoblju vrlo visoka.

4.1.3. Ispadi generatora

Ispitivanja na modelu 2005. godine za polazno stanje pokazuju da pojedinačni ispadi proizvodnih jedinica u našoj prijenosnoj mreži ne izazivaju preopterećenja elemenata prijenosne mreže niti s njima vezane daljnje

ispade. Pretpostavlja se da je osigurana zadovoljavajuća rotacijska rezerva kao i raspoloživost sekundarne regulacije.

4.2. Sekcionirana 110 kV mreža na zagrebačkom području

Provedena ispitivanja u konfiguraciji sa sekcioniranom 110 kV mrežom na zagrebačkom području pokazuju da ispad 400 kV voda Tumbri – Žerjavinec sada ne izaziva preopterećenje transformacije 400/110 kV u Žerjavincu. Sekcioniranjem prijenosne 110 kV mreže na zagrebačkom području eliminira se eventualno preopterećenje transformacije 400/110 kV u Žerjavincu koje bi se moglo pojaviti pri ispadu 400 kV voda Tumbri – Žerjavinec.

Moguće je preopterećenje jedne trojke dvosistemske 110 kV voda Vrboran – Sućidar koja ostaje u pogonu pri ispadu druge trojke istog voda kao i mrežnog transformatora 220/110 kV u TE Plomin koji ostaje u pogonu pri ispadu drugog i u ovoj konfiguraciji.

5. ZAKLJUČAK

Na temelju zapisa iz arhive, stanja i podataka dobivenih od regionalnih dispečera, za maksimalno opterećenje Hrvatskog sustava ostvareno 17.12.2001. godine u 18. satu utvrđen je angažman proizvodnih jedinica, razmjena sa susjednim sustavima, konfiguracija prijenosne mreže i raspodjela opterećenja po prijenosnim područjima i čvorovima prijenosne mreže. Iz prikupljenih i procijenjenih podataka formiran je model za proračun tokova snaga na računskom stroju za maksimalno opterećenje elektroenergetskog sustava 2002. godine.

Na temelju ostavrenog maksimalnog opterećenja i planirane projekcije porasta opterećenja formiran je model za 2005. godinu. Na modelu 2005. godine zadržana je ista razina proizvodnje kao na modelu 2002. godine, a povećan je uvoz iz susjednim elektroenergetskih sustava kako bi se pokrio planirani porast opterećenja. Prijenosna mreža pojačana je samo objektima koji su već u završnoj fazi izgradnje (TS Žerjavinec) i obnove (TS Ernestinovo) ili su u planu izgradnje i nužno su potrebni za siguran pogon i napajanje iz prijenosne mreže (220 kV vod Plomin – Vodnjan, 110 kV kabel Dobri – Kaštela).

Ispitivanja provedena na modelu za stanje maksimalnog opterećenja 2002. godine ukazuju na izrazito napregnuto stanje u 110 kV prijenosnoj mreži, posebno na užem zagrebačkom području i niz ispada koji bi potencijalno mogli izazvati manje ili veće poremećaje u napajanju dijela prijenosne mreže. Ispadi 400 kV vodova mogli bi uzrokovati veće poremećaje i probleme u susjednim elektroenergetskim sustavima. Razlog tome je u činjenici da su prijenosne mreže 220 i 400 kV na zagrebačkom području spregnute preko 110 kV mreže. Određeni ispadi u

110 kV mreži na zagrebačkom području stoga vode cijepanju prijenosne mreže i gubitku napajanja dijela zagrebačkog i osiječkog područja. Angažman izvora na 110 kV u zagrebačkom području pokazuje se stoga nužnim u vrijeme vršnih opterećenja.

Provedene analize pokazuju da se značajan utjecaj na sigurnost napajanja iz prijenosne mreže i rad elektroenergetskog sustava realizira izgradnjom TS Žerjavinec i TS Ernestinovo Ponovnim stavljanjem u pogon sjevernog i južnog kraka 400 kV mreže. Zatvaranjem 400 kV mreže smanjuju se opterećenja vodova 110 kV mreže u normalnom pogonu, povećava raspoloživost, pouzdanost napajanja i sigurnost opskrbe iz prijenosne mreže. Također se eliminiraju potencijalna preopterećenja koja se danas javljaju pri ispadima pojedinih elemenata. Preopterećenja koja bi se mogla javiti i u tako pojačanoj prijenosnoj mreži neće predstavljati veći problem u vođenju i eksploataciji jer ne izazivaju daljnja preopterećenja komponenata prijenosne mreže. Izgradnju TS Žerjavinec i Ernestinovo treba stoga ubrzati jer znatno pridonosi sigurnosti rada i opskrbe iz prijenosne mreže.

Ponovno zatvaranje 400 kV mreže utjecat će na način vođenja elektroenergetskog sustava i razmjenu električne energije sa susjednim zemljama, a donijet će i određene probleme vezane uz prijenos električne energije za "treće" zemlje. Predviđenim pojačanjima prijenosne mreže osigurava se povećanje prijenosne moći za potrebe potencijalnih tranzita koji se mogu očekivati ponovnim povezivanjem prve i druge sinkrone zone UCTE-a.

Nužno je kvalitetnije planiranje izgradnje i pogona prijenosne mreže jer značajno doprinosi sigurnosti pogona elektroenergetskog sustava te pridonosi razvoju tržišta električne energije. Pomoćne usluge sustava morat će se također kvalitetnije planirati i vrednovati.

LITERATURA

- [1] Hrvatska Elektroprivreda – Direkcija za prijenos: "Izveštaj o poslovanju 2000. godina"
- [2] Grupa autora: "Potrebna izgradnja elektroenergetskih objekata u republici hrvatskoj u razdoblju od 2001. do 2020. godine", (Master plan), Hrvatska elektroprivreda d.d. i Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb Studeni 2001.
- [3] D. NEMEC, M. STOJSAVLJEVIĆ, M. MEHMEDOVIĆ: "Analiza raspada hrvatskog elektroenergetskog sustava dana 25.07.2000 u 14:26", Studija – Radni materijal IE d.d. Zagreb 2001. godine
- [4] D. NEMEC, M. STOJSAVLJEVIĆ, M. MEHMEDOVIĆ: "EES Bosne i Hercegovine podaci za sistemske analize, Stanje prosinac 2001. godine", Radni materijal IE d.d. Zagreb veljača 2002. godine
- [5] G. JERBIĆ, Z. TONKOVIĆ, S. VICKOVIĆ: "Akutni problemi prijenosne mreže hrvatske i njihovo rješavanje urazdoblju do 2005. godine", Studija IE d.d. Zagreb, srpanj 2002

POTENTIAL PROBLEMS OF THE CROATIAN TRANSMISSION NETWORK AND THEIR SOLUTION IN A SHORT TIME PERIOD

In the paper problems of the Croatian electricity supply company's transmission network and their solution in the next three-year period are analyzed. According to the Law on Electric Energy Market, NN Nr. 68 (Article 12, Item 1) from 2001 "System operator, in cooperation with the energy subject for electric energy transmission and after prior acknowledgement of the Regulatory Council, determines the transmission network development and construction plans for the period of three years."

For analysis and evaluation purposes of the needed network strengthening, transmission network is modeled on computer for expected peak load in 2002 and 2005. The evaluation of the Croatian transmission network's existing configuration is given as well as planned construction until 2005. Weak points of transmission network are mentioned that could cause major disturbances. Corrective actions are listed, operation instructions as well as essential new construction of the system. Special emphasis is put on future construction of TS Žerjavinec and TS Ernestinovo.

MÖGLICHE KÜNFTIGE FRAGEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ KROATIENS UND DEREN LÖSUNG IN DER BEVORSTEHENDEN ZEITSPANNE

Im Artikel werden Probleme im Übertragungsnetz des kroatischen Stromversorgungs-Unternehmens und die Möglichkeit deren Lösung in der bevorstehenden Drei-

jahreszeitspanne dargestellt. Die Darstellung erfolgt im Sinne des Wortlautes der Verordnung im Strommarktgesetz (kroat. Amtsblatt Nr. 68, Art. 12, Abs. 1) Jahrg.2001:

"Der Netzbetreiber erbringt den Dreijahresplan der Entwicklung und der Erweiterung des Übertragungsnetzes In Zusammenarbeit mit den energetischen Subjekten der Übertragung elektrischer Energie (d.h. Erzeuger und Verbraucher) und mit vorausgehender Zustimmung des Regelungsrates."

Zu diesem Zweck wurde ein Rechnermodell des Übertragungsnetzes für die erwartete höchste Belastung in den Jahren 2002 und 2005 erstellt, mit welchem mögliche Ursachen großer Störungen im Übertragungsnetz in sog. schwachen Stellen, entdeckt worden sind. Besonders betont wurde der Einfluss der bevorstehenden Errichtung von Umspannerwerken "Žerjavinec" und "Ernestinovo".

Naslov pisaca:

Goran Jerbić, dipl. ing.
Institut za elektroprivredu i energetiku d.d.

Ante Ćurić, dipl. ing.
HEP – Trade
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2003 – 07 – 17.

UPOZORENJE NA MOGUĆE OPASNE NAPONE DODIRA U DIJELU MREŽA 0,4 kV I KOD POTROŠAČA S NAPUTCIMA ZA PRISTUP RJEŠAVANJU NAZNAČENE PROBLEMATIKE

Ivo S a n t i c a, Split

UDK 621.316.933.8:658.516
STRUČNI ČLANAK

Izgradnju novih mreža 0,4 kV posljednjih godina intenzivno prate rekonstrukcije postojećih mreža s golim vodičima, ugradnjom samonosivog kablenskog snopa. Mjere zaštite od opasnih napona dodira kod dijela postojećih potrošača i u rekonstruiranim mrežama predstavljaju posebnu problematiku. Njoj se nažalost ne posvećuje dovoljno pozornosti. Zato ovaj prostor ostaje tehnički, pravno pa i etički nedefiniran.

Člankom su dani osnovni naputci i smjernice za rješavanje naznačene problematike. Sveobuhvatno rješenje zahtijeva detaljnu analizu postojećeg stanja, pravno tumačenje obveza kao i etički stav prema problemu (radi se o kvaliteti isporučene robe s elementima opasnim za život).

Ključne riječi: opasni napon dodira, uzemljivač, zaštitne mjere.

1. UVOD

"Konceptija uzemljenja zvjezdišta mreža 10(20) kV u budućnosti" – stručni članak u časopisu Energija 1999. god. [3] izlaže aktualne probleme vezane za uzemljenje zvjezdišta mreža 10(20) kV. Člankom je ukazano na činjenicu da su važeći tehnički propisi o opasnim dodirnim naponima neopravdano strogi. Porastom opterećenja očekuje se izgradnja novih TS 110/20 kV. Ove stranice napajat će veoma dugačke mreže sa značajnim udjelom kabela. Rezultat takvog stanja bit će velike kapacitivne struje zemljospoja, koje će uvjetovati odabir otpornika za uzemljenje zvjezdišta s visokom nazivnom strujom (preko 300A). U ovom slučaju problematika opasnih dodirnih napona ponovo će se zaoštriti, bez obzira na moguću liberalizaciju propisa. Kao atraktivna opcija rješenja nastalih problema nameće se uporaba modernih kompenzacijskih prigušnica.

U razdoblju između zatečenog stanja (postojećeg stanja) i konačne vizije rješenja, izgrađuje se i rekonstruira veliki broj mreža niskog napona. U puno slučajeva opseg radova zadržava se na zanatsko-monterskim intervencijama, preskačući pri tome svu složenost problematike. Zatečeno stanje zaštite od opasnih napona dodira u mreži i kod potrošača uglavnom se ne mijenja. Tehnički, a i pravni aspekti postojećih i rekonstruiranih mreža s gledišta opasnih dodirnih napona, ostaju i dalje neriješeni.

Široko prihvaćanje SKS-a u distribucijskoj praksi znači da svaku rekonstrukciju prati ugradnja novih stotine metara ovog vodiča. Osim problematike izbora stu-

pova, izbora zaštite od prenapona i dr., pravilan pristup izvedbi sustava uzemljivača posebno je značajan. Uvidom u NN mreže susjednih distribucijskih područja dobila bi se slika stanja ove problematike u južnom dijelu države. Kako sistematizirati ovu problematiku, odnosno kako napraviti prve korake? Rezultat promišljanja ovog članka bit će odgovor na ova pitanja i pokušaj davanja osnovnih smjernica za rješenje naznačenih problema.

Zabrinjavajuće je što poslije toliko stručnih preporuka, toliko stručnih uputa, toliko stručnih članaka i dalje egzistira toliko mreža NN u nepropisanom stanju s obzirom na opasne napone dodira. Jedan od razloga je sigurno zakonska neobveza građevinske dozvole. Slijedom toga nije obvezan ni glavni projekt, koji bi trebao dati odgovor, odnosno rješenje. Kad rješenja nema radovi se svode na zanatsko-monterske intervencije. Za stare mreže gdje navedena problematika egzistira, čekaju se rekonstrukcije, a one zapravo donose samo ono što je prethodno napisano. To je kružni put bez stvarnog rješenja i naznačeni problem stalno egzistira.

2. OPĆENITO O ELEKTRIFIKACIJI OTOČNOG DIJELA DALMACIJE

Elektrifikaciju otoka srednje i južne Dalmacije općenito možemo podijeliti u tri faze. Prvu fazu predstavlja razdoblje do 1955. godine, do kada je elektrifikacija temeljena na malim lokalnim diesel-elektranama. Drugu fazu čini razdoblje od 1955. do 1968. godine i predstavlja izgradnju i povezivanje

mreže otoka s energetske sustavom na kopnu 30(35) i 10 kV vodovima. Novije razdoblje (treća faza) u elektrifikaciji, počinje 1968. godine izgradnjom 110/35 kV transformatorskih stanica na otocima i povezivanje istih 110 kV vezama. Nastavak elektrifikacije slijedi izgradnjom dvostrukih veza i proširenjem mreža. Sličnost postoji i u zagorskom dijelu Dalmacije, ali s razlikom što ovdje u većem dijelu ne postoji prva faza elektrifikacije, tj. elektrifikacija s diesel-elektranama.

Prvu elektrifikaciju prati izvedba kućnih instalacija s dva ATG vodiča u Bergman cijevima. Mjesečna potrošnja energije po kućanstvu iznosila je nekoliko kWh. Minimum je u nekim slučajevima bio određen s 4 kWh, a maksimum potrošnje u stvarnosti iznosio je nekoliko kWh više (podaci iz mjesta Ptomja na pol. Pelješcu).

Krajem prve i početkom druge elektrifikacije postupno se počinju koristiti termička trošila: glačala, kuhala, štednjaci, a također se i zamrzivač uvodi u sve šitu uporabu. Ovo utječe na potrebu korekcije (dopune) postojećih kućnih instalacija, a svrha je zaštite od opasnih napona dodira. Zapravo, kućne instalacije se nadopunjuju zaštitnim vodičem i pripadajućim uzemljivačem, gdje se za to pokaže potreba. Većina preinaka događa se samo u kuhinjskom prostoru. Prijelazni otpor uzemljivača nije definiran; on mora biti "što bolji" (u ovoj fazi najviše je nastradalo staro bakreno posuđe jer je korišteno za uzemljivač).

Ovako izvedenih instalacija ima još i danas priključenih na distribucijske mreže. Nulovanje kao zaštitna mjera uvodi se i miješa sa zaštitom s pojedinačnim uzemljivačima. Kako i gdje, ovisi o prilikama na terenu i o rajonskom monteru ili izvođaču instalacija, tek u novije vrijeme (zadnjih dvadesetak godina) distributer kroz elektroenergetsku suglasnost uvjetuje izvedbu instalacije s tri, odnosno pet vodiča i ugrađuju strujne zaštitne sklopke; naravno uvjetuje i temeljni uzemljivač ako se radi o novom objektu.

Znači u istim mrežama u instalacijama potrošača nalazimo više vidova zaštite, iako za to ne postoje nužni tehnički preduvjeti.

Nije zato čudo što "tresu" kade, štednjaci, hladnjaci i ostala kućanska trošila. Ako se u ovakvim mrežama goli vodič zamjenjuje SKS-om i ništa druge ne mijenja, očito je da se radi djelomičan posao. Nužnost bi bila osigurati propisane zaštitne mjere u mreži i kod potrošača. Gdje to nije moguće, treba utvrditi stanje, evidentirati ga, izvijestiti nadležne institucije i poduzeti zakonom predviđene mjere. Postavlja se ozbiljno pitanje kakav bi rezultat spora bio da potrošači tuže distributera za isporučenu robu s elementima opasnim po život.

Je li uopće dozvoljena isporuka takve robe?

Slična stanja nažalost nalazimo i u starijim gradskim jezgrama.

Prema tome postavlja se pitanje koji su nužni zahvati na uzemljivačkim sustavima kod rekonstrukcija Mreža NN i interpolacije novih TS 10(20)/0,4 kV.

3. KVALITETA ROBE KAO TRADICIJSKA I ZAKONSKA OBVEZA

Iz Babilona prije 4000 godina: "Ako se kuća sruši i pri tome pogine njezin vlasnik, graditelj će se kazniti smrću."

U slijedećem dijelu teksta osvrnut ćemo se na zaštitu od indirektnog dodira, tj. zaštitu ljudi od električnog udara do kojeg može doći u slučaju kvara i dodira s vodljivim dijelovima, koji ne spadaju u pogonski strujni krug. Zaštita od indirektnog dodira sastoji se u tome da se dozvoljeni napon dodira Ud održi u dopuštenim granicama, tj. da se ne prekorači vrijednost opasna za čovjeka. Dozvoljeni napon dodira Ud je 50 V efektivne vrijednosti izmjeničnog napona u normalnim uvjetima ili 120 V istosmjernog napona.

Poznato je da pogonsko sredstvo, odnosno roba, ne smije biti opasna po život, zdravlje ili imovinu korisnika. Električna energija kao roba od proizvodnje, prijenosa do distribucije potrošačima može biti vrlo opasna po život. U ovom lancu njenim tokovima upravljaju visokospecijalistički kadrovi strogo propisanim i izgrađenim postrojenjima i prijenosnim putevima. Na kraju roba se isporučuje korisniku, odnosno kupcu.

Praksa da lakše smislimo i riješimo veoma složene probleme na visokom naponu i radije se bavimo "velikim sustavima", nego što spoznamo i riješimo principe zaštite od opasnih dodira napona kod isporuke "robe" rezultira zatečenim stanjem. Ono je nažalost na pojedinim područjima u katastrofalnom stanju. Veoma veliki broj potrošača (kupaca) električne energije dobiva isporučenu robu s neispunjenim propisanim zahtjevima u pogledu opasnih dodirnih napona.

Zakon o normizaciji uređuje sustav normizacije, temeljne zahtjeve za proizvode, procese i usluge, sustav ocjenjivanja sukladnosti, isprave koje moraju imati proizvodi u prometu, donosi propise za provedbu ovog Zakona te nadzire njegovu primjenu. Sustavi, temeljni zahtjevi, propisi i norme, uređuju se i donose radi:....., zaštite života i zdravlja ljudi, zaštite okoliša,....., zaštite potrošača,.....

Mrežna pravila Hrvatskog elektroenergetskog sustava, Opći uvjeti o isporuci električne energije, Pravilnik o priključenju na distribucijsku mrežu, reguliraju i obvezuju kupca i distributera električne energije, između ostalog i na međusobna pravila ponašanja s obzirom na opasne napone dodira.

4. ZDRUŽENI UZEMLJIVAČ I NULOVANJE KAO ZAŠTITNA MJERA U NN MREŽI

Združeni uzemljivač je sustav preko kojeg se omogućava rješavanje opasnih napona dodira na elementima mreže, na prijelazu srednjonaponske mreže u niskonaponsku mrežu i u samoj NN mreži. On zapravo povezuje zaštitno i pogonsko uzemljenje.

Na združeni uzemljivač povezuju se obično svi raspoloživi pojedinačni uzemljivači. To su uzemljivač upravljačke ručke linijskog srednjonaponskog rastavljača (prvi stup ispred stupne TS), uzemljivač (stupne) TS, uzemljivače odvodnika prenapona, uzemljivač nul vodiča NN mreže, temeljni uzemljivači zgrada i dr. Na ovaj sustav vezuju se i armirano betonski stupovi mreže NN i kućišta metalnih razvodnih ormara.

U nadzemnim ili djelomično nadzemnim mrežama NN uobičajeno se postavljaju odvodnici prenapona. Ovi propisima predviđeni elementi imaju svoje uzemljivače. Oni se preko nul vodiča povezuje s dodatnim uzemljivačima ugrađenim na najpovoljnijem mjestu u mreži NN. Time se ukupni otpor uzemljenja pokušava dovesti na veličinu izračunatu iz propisima određenog dodirnog napona i veličine dozemne struje jednopolnog kvara.

Nulovanje kao zaštitna mjera ostvaruje se ako se ispune zahtjevi iz HRN:

Prvi zahtjev, članak 11:

Osnovni zahtjev za nulovanje je da struja greške (I_k) koja nastaje pri punom kratkom spoju bude veća ili bar jednaka struji isključenja (I_i)

$$I_k \geq I_i$$

Drugi uvjet, članak 19:

Ukupni otpor nul vodiča pored zadovoljenja uvjeta za nulovanje u NN mreži, treba imati takvu vrijednost koja će onemogućiti pojavu ili održavanje napona dodira većih od danih

Treći uvjet, članak 21:

..... Zgrade na kraju izvoda s jednostranim napajanjem nul vodiča, a koje nemaju izveden temeljni uzemljivač i nemaju mjere izjednačenja potencijala, trebaju imati uzemljivač ne veći od 10Ω .

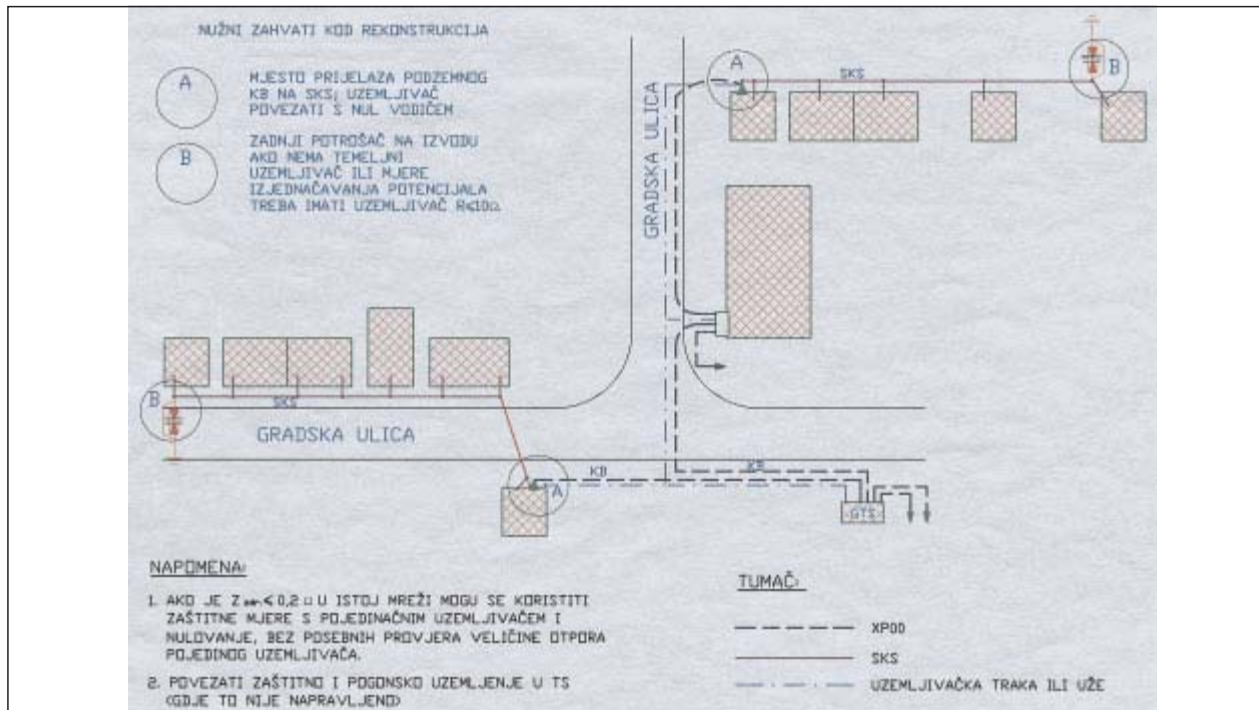
5. UOBIČAJENE NEDOREČENOSTI UZEMLJIVAČKOG SUSTAVA U MREŽAMA NN STARIJIH GRADSKIH JEZGRI KOD ZAŠTITE OD OPASNIH NAPONA DODIRA

U starim gradskim jezgrama, gdje je kablirana srednjonaponska mreža, imamo uglavnom zadovoljen najteži uvjet koji se postavlja prema uzemljivaču:

$$R_{zdr} \leq 0,2 \Omega.$$

Ovaj uvjet omogućava zajedničko egzistiranje zaštite nulovanjem i zaštite s pojedinačnim uzemljivačima, bez računske provjere vrijednosti otpora pojedinačnih uzemljivača (član 41.) Međutim, ovdje još susrećemo sljedeće:

- Pogonska i zaštitna uzemljenja nisu u svim TS 10/0,4 kV povezana; bar vizualno na ploči NN.
- Zamjena golih vodiča umreži NN sa SKS-om izvodi se bez izrade nužno potrebnih uzemljivača uzduž izvoda. Karakteristično mjesto je prijelaz podzemnog kabela 0,4 kV u SKS. Traku ili užu položeno uz kabel bilo bi potrebno vezati s nul vodičem na mjestu spajanja.
- Svi krajevi 0,4 kV izvoda nemaju izveden uzemljivač $R \leq 10 \Omega$, bez obzira što zadnji potrošač nema mjere izjednačavanja potencijala i temeljni uzemljivač, a ni povezani nul vodič sa susjednom mrežom NN.



Slika 1. Prikaz starije gradske mreže NN djelomično rekonstruirane SKS-om s nužnim zahvatima na uzemljivačkom sustavu (Split: Varoš, Manuš, ...)

6. UOBIČAJENE NEDOREČENOSTI UZEMLJIVAČKOG SUSTAVA U STARIJIM SEOSKIM MREŽAMA NN KOD ZAŠTITE OD OPASNIH NAPONA DODIRA

Seoske i prigradske mreže NN imaju dva rješenja uzemljivačkog sustava. Ako se radi o starim još nedirnutim mrežama, tada su uglavnom uzemljivači razdvojeni, odnosno razdvojeno je pogonsko i zaštitno uzemljenje. Novije mreže i rekonstruirane mreže (djelomično ili u cijelosti) imaju uglavnom združeni uzemljivač. Međutim, ovi sustavi nikad nisu dosljedni do kraja. Nikad zapravo nisu zadovoljeni svi uvjeti prema postojećoj regulativi.

Kod starih mreža osim nepropisanih uzdužnih uzemljivača na izvodima po iznosu i po razmaku, imamo često i izmiješane sustave zaštite od opasnih napona dodira.

Ništa bolja rješenja nemamo ni u rekonstruiranim mrežama. Jedina dobra stvar je združeni uzemljivač. Međutim, on uglavnom nema odgovarajuću propisanu vrijednost. Zadnji uzemljivači na pojedinim izvodima nisu također odgovarajući ni po položaju ni po veličini, a izmiješani su i ovdje često sustavi zaštite od opasnih napona dodira.

Sistematizirati nedostatke veoma je zahtjevan posao, jer tome prethode ciljana, precizna mjerenja i detaljan pregled mjera zaštite kod potrošača. Ipak, uz prikazani grubi uvid moguće je dati opće smjernice za izvedbu uzemljivačkog sustava kod rekonstrukcija mreža. Opće smjernice će isključiti uobičajenu improvizaciju. Obvezuju izvođača, bio on treće lice ili se radovi obavljaju u vlastitoj režiji, na stanoviti red i sistematičnost. Možda najvažnije

kod ovog je suočavanje s problematikom koja se svjesno ili nesvjesno dugo godina zaobilazila. Bez velikih grešaka, kod rekonstrukcija NN mreža na uzemljivačkom sustavu, potrebno je izvesti sljedeće radnje:

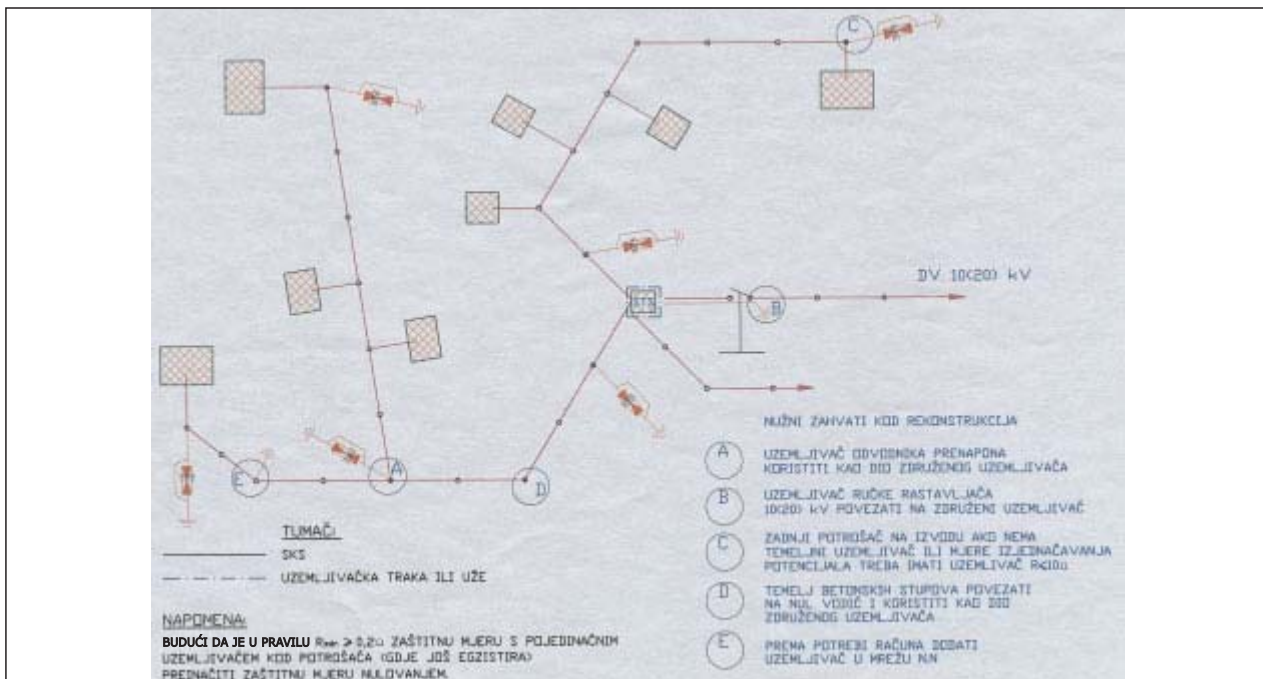
- Izmjeriti prijelazni otpor postojećeg pogonskog i zaštitnog uzemljivača i izmjeriti specifične otpore tla na više karakterističnih mjesta u mreži.
- Računom utvrditi potrebnu vrijednost otpora združenog uzemljivača te predvidjeti radnje na sustavu.
- Izvesti uzemljivače odvodnika prenapona na početku i kraju (eventualno na odcjepu) NN izvoda.
- Povezati zaštitno i pogonsko uzemljenje i pridružiti sustavu: temelje betonskih stupova, kućišta razdjelnih ormarića, temeljne uzemljivače zgrade i dr.
- Pregledati stanje zaštitnih mjera kod potrošača.
- Pronaći način kako potrošače s pojedinačnim uzemljivačima nulovati, a iste pojedinačne uzemljivače priključiti na sustav. Ovim otklanjamo opasne napone dodira koji dolaze iz same mreže NN, odnosno iz instalacija potrošača.

Napomena:

Može se dogoditi da se sve propisane vrijednosti u sustavu ne mogu ispuniti. To se javlja kod manjih mreža i kod mreža na terenima s velikim specifičnim otporom tla.

Tada se rješenja mogu tražiti razdvajanjem pogonskog i zaštitnog uzemljivača ili kroz liberalizaciju propisa i sl. mjere.

Najvažnije je ipak da uzemljivački sustav nije preskočen i zanemaren kod rekonstrukcija. Zapravo poznavanje stvarnog stanja uzemljivačkog sustava u mrežama NN, jedan je od nužnih preduvjeta za sveukupni sud o kvaliteti robe koju isporučujemo.



Slika 2. Prikaz starije seoske mreže NN rekonstruirane SKS-om s nužnim zahtjevom na uzemljivačkom sustavu (otoci i dio Zagore)

7. PRIPREME ZA UVOĐENJE NORMIRANIH NAPONA

Pravilnik o normiranim naponima za distribucijske niskonaponske mreže i električnu opremu obvezuje distributere uz ostalo i na interpoliranu izgradnju većeg broja TS 10(20) kV.

Izgradnja transformatorskih stranica potrebna je uglavnom baš na rubnim ruralnim dijelovima distribucijskih područja; znači baš na prostoru koji pokriva starije mreže niskog napona. Nespretnost bi bila uz ovakve intervencije ne rješavati i zatečeno stanje vezano uz opasne napone dodira.

Međutim, često su se i ranije izvodile interpolacije novih TS radi sanacije naponskih prilika. Posao se ponekad završavao samo sa zahvatom interpolacije uz nužni priključak na pripadajuću mrežu NN. Rekonstruirale su se i mreže NN, ali bez sveobuhvatnog zahvata. Naravno da poslije dovođenja napona u zahtjevane okvire, pritisak stanovništva na distributera prestaje. Obveza (Distribucijski kodeks) o kvaliteti i kontinuitetu isporučenog napona ne dovodi se do kraja, jer kvaliteta podrazumijeva i rješenje opasnih napona dodira u okviru važećih propisa.

8. ZAKLJUČAK

Iznesenim u članku želi se upozoriti distributere, tj. vlasnike mreža NN, kolika je važnost uzemljivačkog sustava. Želi se također upozoriti na naslijeđene probleme vezane uz zaštitu od opasnih napona dodira.

Tek detaljno poznavanje postojećeg stanja u mrežama NN, kao i poznavanje nužnih potrebnih zahvata za budućnost, preduvjet su za prve osmišljene korake u rješavanju naznačene problematike. Za ovo je potrebna znatna angažiranost i sistematičnost. Pitanja, koja se zaštitna od opasnih napona dodira primjenjuje, kao i pitanja koliki su pojedinačni otpori rasprostiranja uzemljivačkog sustava, ne bi trebala ostati bez odgovora. Naravno, ovo se odnosi na starije i dio starijih rekonstruiranih mreža, a kojih je znatan broj.

Zahvati ne smiju nikako ostati na razini zanatsko-monterskih intervencija. Ako se više ne rade glavni projekti rekonstrukcija NN mreža kod radnih intervencija, uvijek je potrebno napraviti bar idejna rješenja, ali sa sveobuhvatnim rješenjem uzemljivačkog sustava.

Ako se i dalje bude preskakala ova problematika, u konačnici zahvati na uzemljenju zvjezdišta u mrežama 10(20) kV bit će prevelika financijska obveza, teško premostiva.

LITERATURA

[1] Upute za projektiranje distribucijskih niskonaponskih mreža. Dio: Zaštitne mjere, Institut za elektroprivredu, Zagreb, travanj 1988. god.

[2] V. SRB: "Električne instalacije i niskonaponske mreže", Tehnička knjiga Zagreb, 1989. god.

[3] Dr. sc. S. ŽUTOBRADIĆ, M. DAMJANIĆ: "Konceptija uzemljenja zvjezdišta mreža 10(20) kV u budućnosti", ENERGIJA, 1999. god.

[4] Zbirka elektrotehničkih propisa

CAUTION ABOUT POSSIBLE DANGEROUS CONTACT VOLTAGE IN A PART OF 0.4 kV NETWORK AND BY CONSUMERS WITH PROPOSALS HOW TO SOLVE THE PROBLEMS

Construction of new 0.4 kV networks during past years has been followed by the reconstruction of existing networks by bare lines, built in self-carrying cable bundle. Protection measures from dangerous contact voltage by part of the existing consumers and reconstructed network present specific problems. Unfortunately, not enough attention is paid to these problems. Therefore, this space is technically, legally and even ethically non-defined. The paper gives basic proposals and directives as a solution to described problems. Global solution would need a detailed analysis of the current state, legal explication of duties and ethical attitude towards the problem (it is the quality of supplied product with potentially life endangering elements).

WARNUNG VOR MÖGLICHEN GEFÄHRLICHEN BERÜHRUNGSSPANNUNGEN IM TEIL DER 0,4 kV NETZE, BESONDERS BEI DEN MIT DIESBEZÜGLICHEN ANWEISUNGEN AUSGESTATTETEN KUNDEN

Der umfangreiche Umbau bestehender Netze unisolierter Leiter in Netze gebündelter selbsttragender Kabel begleitet in den letzten Jahren die Errichtung neuer 0,4 kV Netze. Schutzmaßnahmen gegen gefährliche Berührungsspannungen -auch in umgebauten Netzen- sind mit besonderen Problemen behaftet. Leider wird diesen Problemen zu wenig Achtung gewidmet. Deshalb bleibt dieser Problembereich technisch, rechtlich und sogar ethisch unbestimmt.

Im Artikel sind Grund-Hinweise und -Richtlinien zur Lösung dieser Fragen gegeben. Eine allumfassende Lösung würde eine detaillierte Überprüfung des bestehenden Zustandes, eine rechtliche Klarstellung der Verpflichtungen, sowie einen ethischen Standpunkt zu diesen Fragen verlangen. (Es handelt sich um die Qualität der gelieferten Erzeugnisse mit lebensgefährlichen Teilen).

Naslov pisca:

Ivo Santica, dipl. ing.
Hrvatska elektroprivreda d.d.
DP Elektrodalmacija, Split
Gundulićeva 42
21000 Split, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2003 – 12 – 09.

SUSTAVI MOTRENJA ULJNIH TRANSFORMATORA

Prof. dr. sc. Zdenko G o d e c – Denko G o d e c, Zagreb

UDK 621.314.212:621.316.9
PREGLEDNI ČLANAK

Motrenje (engl. on-line monitoring) je automatizirani nadzor. Koristi i ciljeve motrenja transformatora, odabir transformatora i veličine koje treba motriti određuje vlasnik transformatora. Dan je kratak pregled sustava motrenja transformatora i veličina koje se najčešće motre, te preporuke na što treba obratiti pozornost pri izboru sustava za motrenje.

Ključne riječi: uljni transformatori, motrenje, sustav motrenja.

1. UVOD

Motrenje (automatizirani nadzor) transformatora omogućuje:

- otkrivanje pogriješaka u nastanku i sprječavanje ili smanjenje posljedica kvara (uštede),
- stalni uvid u uvjete pogona i stanje transformatora,
- održavanje na osnovi stanja (uštede),
- povećanje raspoloživosti (pouzdaniji pogon, tj. manje neplaniranih ispada i bolje planiranje namjenskih isključivanja),
- optimizaciju gospodarenja transformatorom (kontrolirano preopterećivanje, procjenu preostalog vijeka trajanja, produljenje vijeka trajanja, odgađanje zamjene, itd.),
- analizu uzroka kvara,
- povećanje sigurnosti ljudi i bolju zaštitu okoliša.

Cilj uvođenja sustava za motrenje (engl. "on-line monitoring system") može biti jedna od nabrojanih mogućnosti ili više njih istodobno.

Prema složenosti opreme i programske podrške (hardvera i softvera) **sustave za motrenje (SM)** možemo podijeliti na pet razina složenosti:

1. razina – motrenje pojedinih veličina (mjerni pretvornici),
2. razina – motrenje pojedinih komponenti ili funkcija, tj. mjerenje veličina i obrada podataka na razini funkcije ili komponente (više mjernih pretvornika i mikroprocesor),
3. razina – motrenje uređaja (transformator),
4. razina – motrenje objekta (transformatorska stanica),
5. razina – motrenje grupe objekata (više transformatorskih stanica).

Sustavi za motrenje prve razine, tj. **mjerni pretvornici**, prikupljaju i obrađuju podatke pojedinih mjernih veličina, ili veličina koje karakteriziraju određeni sklop transformatora ili njegove opreme (npr. termometar u

poklopcu transformatora, strujni transformator, naponski transformator, radno stanje ventilatora ili uljnih pumpi, itd.).

Sustavi za motrenje druge razine sadrže osim mjernih pretvornika i mikroprocesor(e), te obrađuju podatke na razini funkcije (sklopa) ili opreme (npr. motrenje temperature najtoplije točke namota, motrenje plinova otopljenih u ulju, motrenje regulacijske sklopke). Kada imaju i sučelje za komunikaciju s računalom, nazivamo ih "**pametni mjerni pretvornici**".

Prve dvije razine (1. i 2.) sustava za motrenje nazvat ćemo **sustavima motrenja niske razine (SMN)**.

Sustavi za motrenje visoke razine (SMV), a to su sustavi motrenja 3., 4. i 5. razine rješavaju hardverski i softverski jezgru sustava na koju se priključuju sustavi motrenja niže razine. SMV rješavaju komunikaciju i sučelja prema SMN i prema čovjeku (vizualizacija), te obradu podataka, sažimanje goleme količine podataka u informacije za vođenje i održavanje, te arhiviranje podataka. Centralni dio SMV je računalo-server.

Rezultati motrenja mogu biti mjerni rezultati, analize, dijagnoze, upozorenja, preporuke i uzbune na temelju:

- a) usporedbe izravno izmjerenih veličina i fiksno postavljenih graničnih vrijednosti, ili
- b) usporedbe izmjerenih veličina i veličina dobivenih simulacijom uz pomoć modela (fizičkih, matematičkih, statističkih, meko-logičkih te neuronsko-mrežnih).

Ovi drugi, tzv. **modelni sustavi za motrenje** su osjetljivi i selektivniji.

2. SUSTAVI MOTRENJA NISKE RAZINE

SMN trebali bi biti SEVA (Self-Validating) tipa, prema normi [1]. SEVA mjerni pretvornici dijagnostičiraju cijeli proces mjerenja i klasificiraju mjerne rezul-

tate u kategorije: SECURE (rezultat dobiven na temelju više CLEAR očitavanja), CLEAR (rezultat unutar specifikacija pretvornika), BLURRED (rezultat s povećanom mjernom nesigurnošću, DAZZLED (trenutačni rezultat nije dovoljno pouzdan, te mjerni pretvornik zbog privremenog problema daje procjenu na temelju mjernih rezultata prije nastanka problema), BLIND (trenutačni rezultat nije pouzdan pa mjerni pretvornik daje procjenu na temelju povijesti mjerenja, a mjerna nesigurnost naglo raste jer je nastali problem trajan). No, to je relativno nova i k tome nacionalna norma (UK), koja još nije prihvaćena od proizvođača sustava za motrenje.

Evo kratkog pregleda sustava za motrenje niske razine podijeljenih u tri skupine:

- motrenje aktivnog dijela transformatora
- motrenje regulacijske sklopke
- motrenje provodnih izolatora.

2.1. Motrenje aktivnog dijela transformatora

2.1.1. Motrenje plinova

GE Syprotec (SM: Hydran; načelo: gorive ćelije) [2], Morgan Schaffer (SM: Calisto, ranije AMS-500 Plus; načelo: izlučivanje plina teflonskim kapilarama, H₂ osjetnik na temelju toplinske vodljivosti; + osjetnik relativne vlage; trajniji od Hydrana) [2],

Serveron (SM: TrueGas; načelo: kromatografska analiza osam plinova: CO, CO₂, H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₆ i O₂), Siemens (SM: osjetnik H₂ na temelju poluvodičkih metaloksida, navodno trajniji od osjetnika na temelju gorivih ćelija),

ESI (Enviro Service International) (SM: SELECTA 2000; načelo: infracrveni spektar),

Messko (SM: Elektronik Buchholz-Relay; načelo: mjerenje količine u ulju neotopljenih plinova) [2],

Alstom (SM: mjerilo količine u ulju neotopljenih plinova, dodatak standardnom Buchholz-releju za motrenje količine u ulju neotopljenih plinova).

2.1.2. Motrenje vlage u ulju

Vaisala (SM: osjetnik relativne vlage),

Morgan Schaffer (SM: Calisto: H₂ osjetnik + osjetnik relativne vlage),

GE Syprotec (SM: Hydran M2: smjesa u ulju otopljenih plinova + osjetnik relativne vlage).

2.1.3. Motrenje temperatura ulja i simulacija temperature najtoplije točke namota

AKM (SM: Trafo Guard) [1],

Messko (SM: Electronc Pointer Thermometer EPT101),

Qualitrol (SM: 509-100 Transformer Temperature Monitor; motri i razliku temperatura ulja u transformatoru i regulacijskoj sklopki),

Weschler Instruments (SM: Advantage CT/LTC; motri i razliku temperatura ulja u transformatoru i regulacijskoj sklopki),

Barrington Consultants Incorporated (SM: TTM),

Končar – Elektronika i informatika (SM: numerička termoslika TTP 2000).

2.1.4. Motrenje vibracija

University of Madrid (Garcia de Burgos: Measurement of transformer vibration: "A tool for on line monitoring", IEEE SDEMPED 2001, Grado; u razvoju).

2.1.5. Motrenje furana

Research & Consultancy Services (patent: Electricity Generation Transformer Winding Monitoring System; načelo: mjerenje furfuraldehida u ulju optičkim osjetnikom).

2.2. Motrenje regulacijske sklopke

Reinhausen (SM: TM 100 R; načelo: položaj, temperatura, ubrzanje, moment, frekvencija, struja i napon motora; može se naknadno prigraditi), (TRANSFORM 2001).

Barrington Consultants Incorporated (SM: TDM System 3; načelo: motri razliku temperatura ulja u transformatoru i regulacijskoj sklopki),

Qualitrol (SM: 509-100 Transformer Temperature Monitor; motri razliku temperatura ulja u transformatoru i regulacijskoj sklopki),

Weschler Instruments (SM: Advantage CT/LTC; motri razliku temperatura ulja u transformatoru i regulacijskoj sklopki),

GE Harley (SM: LTC-MAP 1525; načelo: temperatura, struje, položaj sklopke, broj preklopa po satu i danu, napone; može se naknadno prigraditi).

2.3. Motrenje provodnih izolatora

Cutler Hammer (SM: TMS-Gamma; načelo: suma struja sva tri provodnika kroz mjerne priključke koja registrira promjene faktora gubitaka i kapaciteta)

HSP (Koch, N.: Monitoring for graded condenser bushings, simpozij TRANSFORM 2001)

Alstom (SM: kapacitivi osjetnik + "peak sampler").

3. SUSTAVI MOTRENJA VISOKE RAZINE

Većina velikih proizvođača transformatora nudi modularne sustave motrenja visoke razine sa SMN vlastite proizvodnje ili kupljenim od drugih specijaliziranih proizvođača.

U nastavku su opisani sustavi koje nude: Alstom, Siemens i Mitsubishi Electric.

3.1. Alstom

Alstom nudi dva modularna sustava motrenja: MS 1000 i MS 2000.

Jeftiniji, MS 1000, je namijenjen transformatorima snaga od 10 MVA do 100 MVA. Motri se temperatura ulja u džepu poklopca kotla, temperatura okoline, digitalni signali s ventilatora i pumpi (radi, ne radi), struja i napon, a pomoću uzorkovanja vršnih vrijednosti napona se bilježe i broje prenaponi. Sustav računa mogućnosti preopterećenja i procjenjuje starenje izolacije. Bilježi se položaj regulacijske sklopke i potrošak motora sklopke. Dodatno se može ugraditi uređaj za motrenje plinova (vodika) i vlage u ulju. Sustav motrenja može pametno upravljati rashladnim sustavom tako da se smanje promjene temperature ulja, a time i promjene razine ulja u konzervatoru – čime se smanjuje ulazak vlage u transformator. Komunikacija se ostvaruje putem RS232 i modema. Svakom od osam kanala može se pridružiti granična vrijednost za uzbunjivanje.

MS 2000 namijenjen je velikim transformatorima od posebne važnosti. Kupac, na temelju svojih potreba, definira koje veličine i sklopove želi i kako motriti. Mogućnosti koje se nude jesu:

Aktivni dio

- temperatura ulja (Pt100),
- plinovi otpoljeni u ulju (Hydran201Ti),
- vlaga u ulju (kapacitivni tankoslojni osjetnik Vaisala HMP228),
- količina plinova u Buchholz-releju (patentirani ultrazvučni mjerni pretvornik),
- proračun aktualne preopterećenosti,
- simulirana temperatura najtoplije točke namota,
- brzina starenja,
- potrošeni vijek trajanja.

Regulacijska sklopka

- položaj,
- potrošak (snaga) motora,
- razlika temperature (u odnosu na temperaturu ulja u džepu poklopca kotla).

Provodnici

- naponi (kapacitivno djelilo priključeno na mjerni izvod provodnika),
- prenaponi (uzrokovanje i pamćenje),
- struje,
- struje preopterećenja (pamćenje),
- uljni pritisak,
- promjena kapaciteta.

Rashladni sustav

- pogonsko stanje ventilatora i pumpi,
- temperatura ulja na ulazu i izlazu,
- temperatura okoline,
- temperatura zraka na izlazu.

Konzervator

- razina ulja,
- vlažnost zraka.

Komunikacija unutar sustava se ostvaruje putem Field bus-a, RS-232 i Ethernet TCP/IP, a mjerni pretvornici trebaju imati normizirane analogne ili digitalne izlaze. Sustav za motrenje koristi softver FlexControl na operativnom sustavu QNX 4.24, a vizualizacija je moguća i na MS Windows-ima.

3.2. Siemens

Siemens nudi modularni sustav za motrenje SITRAM+. Sustav se sastoji od tri funkcijski različite skupine sklopova: mjernih pretvornika, analogno digitalnih pretvornika i računala s pokaznikom. Pretvornici su moduli iz serije Simatic S7 PLC, ili posebni uređaji. Softver je Simatic WinCC na operativnom sustavu Windows NT. On obrađuje, prikazuje, analizira, dijagnosticira i uzbunjuje. Komunikacija se odvija putem telefonske mreže, LAN-a ili Internet-a. U Siemensu smatraju da su najvažnije veličine koje treba motriti: temperatura, struje, naponi, položaj regulacijske sklopke i vodik otopljen u ulju. Sustav je prilagodljiv potrebama korisnika, tako da broj motrenih veličina može varirati od 4 do 100. Za primjer se navodi sustav za motrenje mrežnog transformatora snage 300 MVA:

Veličine	Broj
Naponi	3
Struje	3
Temperatura poklopca kotla	1
Temperatura na ulazu hladnjaka	4
Temperatura na izlazu hladnjaka	4
Temperatura okoline	1
Položaj regulacijske sklopke	1
Trajanje pogona regulacijske sklopke	1
Brzina strujanja ulja u hladnjaku	4
Brzina strujanja zraka u hladnjaku	4
Trajanje pogona uljnih pumpi	4
Trajanje pogona ventilatora	4
Vlaga u ulju	1
Vodik u ulju	1
Rezervni analogni ulazi	2
Rezervni digitalni ulazi	2
Ukupno	40

3.3. Mitsubishi Electric

Mitsubishi Electric također isporučuje sustave za motrenje. U opisu sustava za motrenje za 1000 kV-tni transformator navedena su sljedeća motrenja. Motri se šest plinova (CO, H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄ i C₂H₆), te ukupni sadržaj zapaljivih plinova. Pomoću visoko-

frekventnog strujnog transformatora se motre parcijalna izbijanja, te ultrazvučne vibracije na površini kotla. Mjere se temperature (Pt100) ulja u transformatoru, regulacijskoj sklopki i okolini. Motri se razina ulja u konzervatoru i uspoređuje s računskim vrijednostima na temelju promjene temperatura. Regulacijska sklopka se dodatno motri pomoću mjernog pretvornika zakretnog momenta i mjerenjem struje motora. Osim toga, motri se i rashladni sustav.

4. ODLUKA O KORIŠTENJU SUSTAVA MOTRENJA

Treba li određeni transformator motriti, ili ne, može se odlučiti na temelju matrice rizika. Pod rizikom se podrazumijeva umnožak vjerojatnosti događaja i posljedice tog događaja [3]. Kvalitativno se vjerojatnosti i posljedice mogu podijeliti u nekoliko kategorija (tablica 1).

Tablica 1. Matrica rizika

Rizik = vjerojatnost događaja x posljedice događaja					
Posljedice	Vjerojatnost				
	česta	vjerojatna	povremena	mala	neznatna
katastrofične	A	A	A	B	B
kritične	A	A	B	B	C
srednje	A	B	B	C	C
neznatne	A	B	C	C	C

A – visoki rizik (visoki prioritet)

B – srednji rizik (srednji prioritet)

C – mali rizik (mali prioritet)

Motriti treba prije svega transformatore s visokim rizikom. Ponekad je za odluku o uvođenju motrenja potrebna finija podjela unutar jedne grupe rizika. U tom slučaju treba kategorijama vjerojatnosti dodati ocjene od 1 do 5 (česta je 1, vjerojatna 2, itd.), a kategorijama posljedica ocjene od 1 do 4 (neznatna 4, pa do katastrofična 1). Umnoškom ocjena vjerojatnosti i posljedica dobije se (recipročna) ocjena rizika. Što je umnožak manji, rizik je veći, tj. prioritet veći.

Za sada još ne postoji model (alat) za ekonomsku analizu isplativosti motrenja, ali se na tome radi u radnim grupama CIGRE i IEEE.

5. ODABIR VELIČINA MOTRENJA

Lista veličina koje se mogu motriti stalno raste. U tablici 2 dana je djelomična lista veličina koje se danas najčešće motre.

Tablica 2. Najčešće motrene veličine

1. naponi,
2. struje,
3. temperature,

4. plinovi otopljeni u ulju,
5. količina neotopljenih plinova,
6. vlaga u ulju,
7. vlaga u zraku,
8. tlak,
9. razina ulja u konzervatoru,
10. radna stanja ventilatora,
11. radna stanja uljnih pumpi,
12. protok zraka,
13. protok ulja,
14. položaj regulacijske sklopke,
15. snaga (struja) motora regulacijske sklopke,
16. prenaponi,
17. nadstruje

U [4] je nabrojano ukupno 66 veličina koje se danas mogu motriti. Pri odlučivanju što treba motriti može pomoći analiza kvarova. Ako ona ne postoji za određenu vrstu transformatora, ili određenu elektroprivrednu organizaciju, mogu poslužiti i međunarodne analize. U tablici 3 je npr. prikazana analiza koja se temelji na uzroku od preko 47 000 transformator godina [5]. U toj su analizi kvarovi transformatora sistematizirani po pojedinim dijelovima transformatora za koje je procijenjeno da su inicijalno sudjelovali u kvaru.

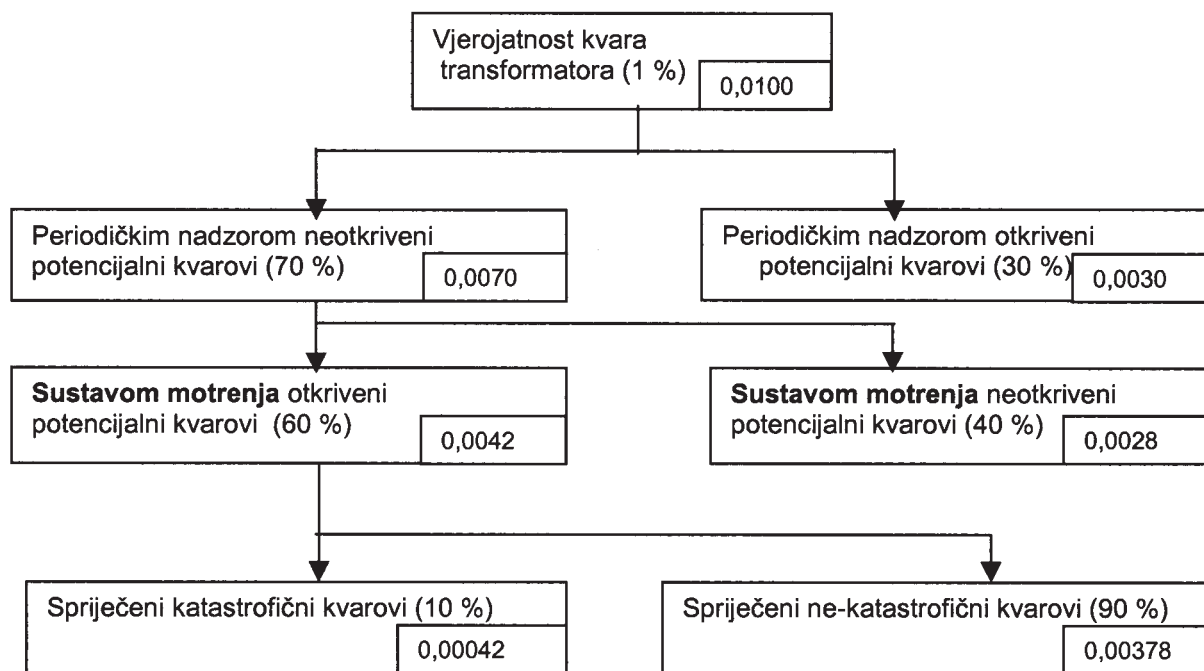
Tablica 3. Sistematizacija uzroka kvarova transformatora po dijelovima

Dio transformatora	Udio u kvarovima, %
Regulacijska sklopka	31
Namoti	23
Provodnici	16
Kotao i ulje	14
Ostala oprema	14
Jezgra	3

Vidimo da je udio regulacijske sklopke najveći, udio aktivnog dijela je na drugom mjestu, a provodnici su na trećem mjestu po uzroku kvara transformatora. To je dakle vjerojatnost kvara, a kakve su posljedice, elektroprivredna organizacija treba procijeniti sama. Na kraju se matricom rizika odabiru dijelovi transformatora ili veličine koje je opravdano motriti.

Na ovaj će se način odabrati dijelove i veličine za motrenje kada je jedini cilj smanjenje broja kvarova i smanjenje štete uzrokovane kvarovima. Ipak, treba imati na umu da se motrenjem ne mogu spriječiti svi kvarovi. Vrlo ilustrativna procjena dana je slikom 1.

Neke sporo razvijajuće pogreške mogu se otkriti i kvarovi spriječiti ili smanjiti posljedice kvara periodičkim nadzorom (npr. analizom plinova otopljenih u ulju) ili klasičnim sklopovima kao što su Bucholz-relej, kontakt-ni termometar i termoslika. Brzo razvijajuće pogreške i kvarovi ne mogu se spriječiti periodičkim nadzorom. Sustavom motrenja pokriven je gotovo cijeli vremenski interval nastajanja i razvijanja pogrešaka osim onih brzo



Slika 1. Vjerojatnost sprječavanja kvarova prema [6]

razvijajućih pogriješaka, koje ne ostavljaju dovoljno vremena za odgovarajuće protumjere.

Sustavima motrenja može se kvar spriječiti, ili smanjiti njegove posljedice, ako se na temelju motrenih veličina može predvidjeti kvar i ako je na raspolaganju dovoljno vremena za korektivne akcije.

Prema procjeni na slici 1, periodičkim nadzorom i sustavom za motrenje može se otkriti ukupno 72% potencijalnih kvarova (30% + 42%), a sustavom za motrenje spriječiti približno 42% svih kvarova transformatora, od toga 4,2% katastrofičnih.

U svim slučajevima motrenje omogućuje analizu uzroka kvara.

Ciljevi uvođenja motrenja nisu samo sprječavanje kvarova, smanjenje posljedica kvarova i umanjene broja neplaniranih ispada. Ciljevi mogu biti različiti i višestruki, pa njima treba prilagoditi izbor motrenih veličina (npr. mjerenje temperatura i struja za određivanje najtoplije točke namota sa svrhom računanja dinamike preopterećenja, potroška vijeka trajanja, itd.).

Slijede kratke natuknice za pomoć pri izboru mjernih veličina i parametara za motrenje:

Temperatura ulja

Pregrijavanje ubrzava starenje izolacije i može uzrokovati kvar transformatora. Mjerenjem temperature ulja, uz mjerenje temperature okoline, struje, te rada ventilatora i pumpi, može se odgovarajućim algoritmom izračunati temperatura najtoplije točke namota koja određuje brzinu starenja izolacije. Osim toga, moguća je i kontrola djelotvornosti i ispravnosti rashladnog

sustava uspoređivanjem izmjerene i izračunate (matematički model) vrijednosti temperature ulja u najvišem sloju.

Temperatura najtoplije točke namota

Najznačajnija temperatura u transformatoru koja određuje vijek trajanja izolacije transformatora. Može se izravno mjeriti posebnim termometrima. Najperspektivniji su svjetlovodni termometri. No, za sada se još ne ugrađuju u sustave za motrenje, pa se temperatura najtoplije točke računa algoritmom na temelju pojednostavljenog matematičkog modela, prema normi [7] ili [8].

Struja opterećenja

Maksimalno opterećenje transformatora ograničeno je zagrijanjem namota, odnosno brzinom starenja izolacije. Velika preopterećenja (struje kratkog spoja) ugrožavaju mehanički integritet aktivnog dijela transformatora. Motrenje struje omogućava procjenu temperature najtoplije točke namota, brzinu starenja izolacije, dozvoljeno preopterećenje i potrošak vijeka trajanja transformatora.

Napon

Motrenjem napona i struje računa se opterećenje transformatora. Naponska čvrstoća izolacije je ograničena. Prenaponi ugrožavaju izolaciju. Mjerenjem napona na mjernom priključku provodnika moguće je motriti i stanje provodnika.

Plinovi u ulju

Analiza plinova u ulju dokazala se u praksi kao pouzdana dijagnostička metoda za otkrivanje po-

grješaka i potencijalnih kvarova. Motrenjem plinova u ulju dobiva se signal upozorenja za potrebu detaljnije kromatografske analize plinova otopljenih u ulju, tj. premošćuje se interval neznanja između planiranih periodičkih ispitivanja. Time se smanjuje rizik da se potencijalni kvar ne otkrije pravodobno. Za kritične transformatore motrenje plinova u ulju omogućuje podešavanje opterećenja transformatora sa svrhom izbjegavanja razvijanja mjehurića plina uzrokovanih pregrijavanjem, a omogućuje i razdvajanje izvora plinova na one koji su ovisni o opterećenju i one koji ne ovise o opterećenju (dijagnoza).

Porast vodika upućuje na parcijalna izbijanja, pregrijavanje u magnetskom krugu, opće pregrijavanje, lokalno pregrijavanje namota, iskrenje u ulju, električke i mehaničke kvarove uljnih pumpi, itd. Vidimo da razvijanje vodika poraste kod praktički svih unutarnjih kvarova transformatora.

Vlaga

Vlaga je čest uzrok kvara provodnika i samog transformatora. Ona nastaje pri degradaciji uljno-papirne izolacije i ubrzava starenje izolacije, pa je uz temperaturu i kisik ključna za procjenu brzine starenja. No, rijetki su algoritmi za procjenu starenja koji njen utjecaj uzimaju u obzir. Motrenjem vlage u zraku konzervatora može se nadzirati ispravnost dehidrataora.

Parcijalna izbijanja

Parcijalna izbijanja vrlo često prethode proboju izolacije. Parcijalna izbijanja se pojavljuju kao posljedica povišenja napona, oštećenja izolacije, vlage u izolaciji, šupljina u čvrstoj izolaciji, slobodnih metalnih dijelova, i mjehurića plinova u ulju. Parcijalna se izbijanja mogu mjeriti električkim metodama, koje se za sada rijetko rabe za motrenje zbog utjecaja smetnji okoliša te otežane dijagnostike. Akustičke metode su nešto manje osjetljive, ali su manje osjetljive i na smetnje. Postoje akustički osjetnici (senzori) koji se ugrađuju u transformator i oni koji se prigraduju izvan na kotao transformatora. Ovi zadnji su osjetljiviji na vanjske smetnje (kiša, vjetar, olabavljeni dijelovi koji vibriraju, buka jezgre, ventilatori). Parcijalna izbijanja su u pravilu popraćena generiranjem vodika, pa je motrenje vodika za sada najpouzdanija metoda koja upozorava na pogriješku u izolaciji.

Rashladni sustav

Najčešći uzrok kvara rashladnog sustava je kvar ventilatora ili pumpi. Za pouzdanu informaciju o ispravnosti ventilatora i pumpe nije dovoljno motriti jesu li uključene ili ne, nego da li i koliku struju troše. Drugi način motrenja ispravnosti ventilatora i pumpi jest mjerenje protoka hladila, ili razlike temperatura hladila (ulja, te zraka ili vode) na ulazu i izlazu hladnjaka. Praćenje statusa ventilatora i pumpi omogućuje modeliranje rashladnog sustava, tj. temperature ulja u najvišem sloju (modelno motrenje).

Razina ulja u konzervatoru

Motrenjem razine ulja u konzervatoru se otkriva eventualno propuštanje ulja u sustavu. Za pouzdanije odluke potrebno je mjerenu razinu ulja korigirati odgovarajućim algoritmom ovisno o temperaturi ulja.

Regulacijska sklopka

Najčešći uzrok kvara transformatora je regulacijska sklopka. Osim toga, održavanje regulacijske sklopke je vrlo skupo. Zato je motrenje regulacijske sklopke opravdano i poželjno. Time se smanjuju troškovi održavanja i povećava raspoloživost transformatora. Postoje različiti SMN za regulacijske sklopke.

Provodnici

Kvarovi provodnika su treći po učestalosti uzrokovanja ispada transformatora. Zato je motrenje provodnika opravdano. Najčešći mehanizmi kvara su prodor vlage i parcijalna izbijanja. Najčešće se motre promjene kapaciteta i faktora gubitaka. Promjena pritiska u provodnicima također može signalizirati kvar provodnika.

6. PREPORUKE

Sustav za motrenje treba biti modularan kako bi se relativno lako mijenjao i dopunjavao. Od isporučitelja treba zatražiti jasne podatke što se jamči, tko jamči, kako dugo, koja je trajnost sustava (u pravilu trećina ili četvrtina trajnosti transformatora), kakvo je održavanje potrebno, te o mogućim dogradnjama hardvera i softvera. Insistirati treba na temeljitoj i potpunog dokumentaciji o sustavu (hardvaru i softveru).

Mjerni pretvornik se sastoji od osjetnika i prilagodnika. On pretvara mjerenu veličinu u električku normiziranu istosmjernu analognu veličinu (od 0 mA ili 4 mA do 20 mA, ili od 0 V do 10 V), ili u normiziranu digitalnu veličinu. Signalni izlaz treba biti "plivajući" (neovisan o uzemljenju).

Osjetnik (senzor) je dio mjernog pretvornika (ili mjernog sustava) koji je izravno izložen djelovanju mjerene veličine i u pravilu mjernu veličinu pretvara u razmjernu električku veličinu.

Prilagodnik može prilagođavati razinu analognog signala, ili pretvarti analogni u digitalni signal (A/D pretvornik), što ovisi o vrsti normiziranog izlaza.

Proizvođači sustava za motrenje naglašavaju da se odluke donose na temelju **promjena** ključnih veličina s vremenom, pa često specificiraju samo razlučivost (ili preciznost) i izbjegavaju specificirati točnost mjernih pretvornika. To operatera dovodi u nedoumicu (otežava odlučivanje) kada se mjerni rezultati sustava upravljanja i zaštite razlikuju od mjernih rezultata sustava motrenja. Da bi se izbjegle nedoumice (koje mogu biti kobne u kritičnim situacijama), potrebno je zahtijevati od proizvođača sustava motrenja granične pogriješke mjernih pretvornika te mjerne nesigurnosti rezultata mjerenja i računa.

Kada se odabire sustav motrenja za stari transformator treba voditi računa o načinu instaliranja osjetnika. Osjetnici mogu biti:

- prigradni (npr. kapacitivno djelilo na provodniku, ili Pt100 za postojeći džep),
- dogradni (npr. Hydran, Calisto),
- ugradni (npr. obuhvatni strujni transformator, svjetlovodni termometar najtoplije točke namota).

Dok se prigradni osjetnici relativno lako instaliraju na stari transformator, ugradni se mogu ugraditi samo u tvornici.

Posebnu pozornost treba obratiti na zadovoljenje uvjeta elektromagnetske kompatibilnosti [9] zbog mogućih lažnih uzbuna i oštećenja, kao i zadovoljenje normi za energetska postrojenja [10].

Za sada se preporučuje da sustav za motrenje bude odvojen od sustava zaštite i upravljanja [11], ali se u budućnosti očekuje njihova integracija u jedinstven sustav [12].

Sustav za motrenje se u pravilu dograđuje u postojeću lokalnu komunikacijsku mrežu transformatorske stanice (LAN – Local Area Network). Ako komunikacijska mreža ne postoji – treba ju izgraditi. Pri tome treba imati u vidu sljedeće.

U pravilu normirani analogni ili digitalni signali s mjernih se pretvornika prenose do ormarića SM-a (koji je smješten na transformatoru) oklopljenim paricama ili koaksijalnim kabelima. Izlazni signali pametnih mjernih pretvornika najčešće su kodirani digitalni signali koji se prenose serijskom komunikacijskom vezom (RS-232, RS-485) ili rjeđe svjetlovodom.

U ormariću SM-a nalazi se mikroprocesor ili više njih za obradu, sažimanje i kratkotrajnu pohranu podataka, za pretvorbu analognih u digitalne signale, te za prevođenje na odgovarajuće komunikacijske sustave i protokole. U njemu su također svi priključni blokovi, sučelja i termostat. Ormarić SM-a je, preko servera SM-a, priključen na komunikacijsku mrežu transformatorske stanice. Preporučuje se da je ormarić SM-a povezan sa serverom SM-a pomoću svjetlovoda (optičkog kabela), a da se za komunikaciju koristi TCP/IP skup protokola (Transmission Control Protocol/ Internet Protocol).

Sustav za motrenje komunicira s ostalim sustavima (npr. SCADA-om) preko servera SM-a.

Moguć je pristup sustavu motrenja i izvan LAN-a s npr.: Internet-om, ISDN-om (Integrated Service Digital Network), modemom (analognom telefonskom mrežom), GPRS-om (General Packet Radio Service), WLAN-om (Wireless LAN). U tim slučajevima treba predvidjeti sigurnosne mjere protiv neovlaštenih pristupa sustavu motrenja (LAN-u) odgovarajućim projektiranjem komunikacijske mreže sa stanovišta sigurnosti. Treba osigurati centralizirani pristup s Interneta kroz zaštitnu barijeru – firewall, i odvojiti HTTP server pomoću zaštitne barijere od sustava za

motrenje. Umjesto HTTP-a (Hyper Text Transfer Protocol) koji je nezaštićen, treba koristiti sigurni HTTP (HTTPS), koji osigurava dodatnu zaštitu prometa šifriranom komunikacijom, te koristiti jednokratne lozinke (Onetime password). U slučaju korištenja pristupa pomoću ISDM-a ili modema, treba osigurati provjeru dolaznog poziva (provjera broja koji zove), korištenje povratnog poziva (callback), te jednokratne lozinke. Sve pristupne tehnologije (Internet, ISDN,...) treba sustavno nadzirati i kontrolirati (IDS – Intrusion detection sistem, Audit, Logging).

Uz kvalitetne sklopove samog sustava za motrenje za rad SM-a od presudne je važnosti i kvalitetna komunikacijska mreža. Osim toga, ne smije se zaboraviti na sigurnosnu pohranu podataka – backup (oprema, programska podrška i definiranje postupaka), te na lak pristup pohranjenim podacima za naknadne analize.

Nakon instaliranja sustava za motrenje korisniku ostaje problem postavljanja graničnih vrijednosti za uzbunjivanje (alarme) niza mjernih veličina, koji nije lak jer se kriteriji određuju na temelju ekspertnih znanja i moraju se prilagoditi svakom pojedinačnom transformatoru, a uz to ne ovise samo o nesigurnosti mjerenja u laboratorijskim uvjetima nego i povećanoj nesigurnosti mjerenja na terenu. Za tumačenje mjernih rezultata i dijagnozu nužna je tijesna suradnja proizvođača transformatora, proizvođača sustava za motrenje i korisnika. Proizvođači sustava za motrenje u pravilu izbjegavaju specificirati točnost mjerenja (podatak o preciznosti nije dovoljan), što još više otežava određivanje graničnih vrijednosti za uzbunjivanje.

7. ZAKLJUČAK

Uskoro će tržišni uvjeti prisiliti elektroprivredne organizacije da opterete svoje elektroenergetske sustave do nazivnih vrijednosti (i preko njih), pa će se odluke operatera morati temeljiti na točnim i aktualnim (real-time) informacijama o stanju i opteretivnosti elektroenergetskog sustava i objekata. Takve informacije dobivat će od modernih (mikroprocesorskih) sustava za motrenje, koji će rano upozoravati na potencijalne probleme, predlagati optimalna rješenja za nastupajuće probleme i omogućavati jeftinije održavanje na temelju stanja, a ne unaprijed planiranih vremenskih intervala.

Izbor opreme za motrenje treba prilagoditi potrebama i mogućnostima, a na temelju analize rizika, važnosti transformatora, njegovog stanja i starosti, uvjeta pogona, učestalosti pojedinih kvarova, itd. Troškove uvođenja nove opreme za motrenje treba uspoređivati s troškovima koji bi nastali kvarom razmatranog transformatora – a mogli bi se izbjeći ili smanjiti primjenom nove opreme.

Nakon instaliranja sustava za motrenje korisniku ostaje problem postavljanja graničnih vrijednosti za uzbunjivanje (alarme) niza mjernih veličina, koji nije

lako riješiti jer se kriteriji postavljaju na temelju ekspertnih znanja i moraju se prilagoditi svakom pojedinačnom transformatoru uzimajući u obzir nesigurnosti mjerenja na terenu. Za tumačenje mjernih rezultata i dijagnozu nužna je tijesna suradnja proizvođača transformatora, proizvođača sustava za motrenje i korisnika.

Osim ugradnje sustava za motrenje na nove transformatore, poželjno je klasičnu opremu na starim transformatorima dopunjavati ili zamjenjivati suvremenom mikroprocesorskom opremom za motrenje – radi koristi koje motrenje donosi i radi stjecanja iskustava i povjerenja, jer svaka promjena treži eksperimentalnu provjeru.

LITERATURA

- [1] BS-7986:2001, Specification for data quality for industrial measurement and control systems
- [2] Z. GODEC, "Mikroprocesorsko motrenje i zaštita energetskih transformatora", ref. 12-02, 4. simpozij HK CIGRE, Cavtat, listopad 1999.
- [3] W. J. BERGMAN, "Equipment monitoring selection as a part of substation automation", Circuit Breaker Monitoring IEEE Switchgear Meeting, Pittsburgh, PA, November 11, 1999.
- [4] IEEE guide for application of monitoring to liquid-immersed transformers and components, IEEE P C57.143, Draft 10, October 2001.
- [5] An international survey on failures in large power transformers in service, Electra 88, May 1983, 21-48.
- [6] J. AUBIN, A. BOURGAULT, C. RAJOTTE, P. GERVAIS, "Profitability assessment of transformer on-line monitoring and periodic monitoring", stručni seminar "Monitoring transformatora", Elektrotehničko društvo, Zagreb, 28. studenoga 2002.
- [7] IEC 60354: 1991, Loading guide for oil-immersed power transformers.
- [8] IEEE Std C57.91-1995, IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers.
- [9] Guide on EMC in power plants and substations, CIGRE Brochure 124, Working Group 36.04, December 1997.
- [10] HRN EN 50178: 2001, Elektronička oprema za uporabu u energetskim instalacijama.
- [11] Empfehlungen der Verbundunternehmen für Monitoring systeme an Grosstransformatoren, Deutsche Verbundgesellschaft E.V., Heidelberg, März, 1998.
- [12] IEC 61850 serija: Communication networks and systems in substations

ON-LINE MONITORING SYSTEMS OF OIL TRANSFORMERS

On-line monitoring is automated supervision. Benefits and scope of transformer on-line monitoring, choice of transformers and quantities that are going to be monitored should be determined by transformer owner. Short review on transformer on-line monitoring systems is given as well as the most common quantities that should be monitored, and directives for selection of a monitoring system.

ÜBERWACHUNGSSYSTEME MONITORINGSYSTEME VON ÖLUMSPANNERN ÖLTRANSFORMATOREN

Die Online-Überwachung (on-line monitoring) der Ölumspanner ist weitgehend automatisierte Überwachung. Über die Nutzen und Zwecke der Online-Überwachung, über die Auswahl von Ölumspannern Öltransformatoren zur Online-Überwachung und über die zu überwachenden Meßgrößen, soll entscheidet der Inhaber von Umspannern Öltransformatoren entscheiden. Gegeben werden ein kurzer Überblick des Überwachungssystems Monitoringsystems, der am häufigsten überwachten Meßgrößen, sowie die Empfehlungen worauf, bei der Wahl des Überwachungssystems Monitoringsystems, besonders zu beachten ist.

Naslov pisaca:

Prof. dr. sc. Zdenko Godec, dipl. ing. Končar – Institut za elektrotehniku, Fallerovo šetalište 22, 10000 Zagreb, Hrvatska i Elektrotehnički fakultet, Kneza Trpimira 2b, Osijek, Hrvatska
Denko Godec, dipl. ing. HT mobilne komunikacije, Sektor za razvoj usluga i tehnologija, Ulica grada Vukovara 23, 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 01 – 05.

PIPO – PRAĆENJE IZGRADNJE PRIJENOSNIH OBJEKATA

Prof. dr. sc. Zdravko H e b e l, Zagreb – Marijan K a l e a, Osijek – mr. sc. Marko D e l i m a r
– Domagoj P e h a r d a, Zagreb

UDK 621.316.1:621.316.31
PREGLEDNI ČLANAK

Uspješno planiranje i praćenje izgradnje prijenosnih objekata može značajno smanjiti rokove i cijenu izgradnje. Kod toga veliku ulogu ima stalno praćenje fizičke gotovosti objekata i financijske realizacije izgradnje.

U referatu se daju osnovni pojmovi, opisuje primjena i način rada informacijskog sustava za praćenje izgradnje prijenosnih objekata. Kao izvor financijskih podataka koristi se postojeća HEP-ova financijska baza podataka, a koja je ažurirana i prilagođena za potrebe Službe za izgradnju prijenosnih objekata.

Ključne riječi: izgradnja prijenosnih objekata, planiranje i praćenje izgradnje.

1. OSNOVNI POJMOVI

Izgradnja objekta je skup tehničkih, tehnoloških, organizacijskih, pravnih, financijskih i drugih aktivnosti koje dovode do materijalnog ostvarenja objekta. Građenje je izvršna faza izgradnje, a sastoji se iz građevinskih i montažnih radova. Praćenje izgradnje prijenosnih objekata je osnovna funkcija informacijskog sustava PIPO.

Praćenje izgradnje, kako je zamišljeno provedbom sustava PIPO, ostvaruje se prema pripadnosti:

- fazi izgradnje (priprema izgradnje i realizacija izgradnje)
- tekućoj godini izgradnje
- objektu izgradnje
- grupi aktivnosti
- aktivnosti (u ovoj fazi razrade sustava PIPO, to je samo omogućeno, ali ne i provedeno)
- ugovoru, što je *osnovna jedinica motrenja* i ujedno najniža jedinica motrenja u sustavu PIPO.

Konkretni objekt nalazi se u Planu pripremnih radova i/ili u Planu realizacije izgradnje za tekuću godinu. Eventualni objekti izvan tih planova nisu predmetom obuhvata sustava PIPO. Za sada, informacijskim sustavom PIPO obuhvaćeno je praćenje izgradnje nadzemnih vodova i transformatorskih stanica prijenosne mreže.

Aktivnost je smišljeno zbivanje kojim se ostvaruje izgradnja objekta, koje ima trajanje, te početak i kraj. Skup srodnih aktivnosti čini *grupu aktivnosti*, čija su obilježja:

- ime
- ukupno planirano trajanje (u mjesecima)

- ukupni planirani fizički opseg (u kilometrima, komadima, tonama, kubnim metrima ili postocima)
- ukupna planirana vrijednost (u kunama)
- grupe aktivnosti koje prethode
- grupe aktivnosti koje slijede.

Za potrebe informacijskog sustava PIPO, grupe aktivnosti su tipizirane. Tipizirane grupe aktivnosti u fazi *pripreme izgradnje*:

- 11 – prethodni radovi
- 12 – izrada tehničke dokumentacije
- 13 – uređenje vlasništva
- 14 – opće aktivnosti pripreme izgradnje, u što se uvrštavaju aktivnosti koje nisu mogle biti razvrstane u prethodne grupe.

Tipizirane grupe aktivnosti u fazi *realizacije izgradnje*:

- 21 – dobava opreme
- 22 – pripremni radovi
- 23 – građevinski radovi
- 24 – montažni radovi
- 25 – završni radovi
- 26 – opće aktivnosti realizacije izgradnje, u što se uvrštavaju aktivnosti koje nisu mogle biti razvrstane u prethodne grupe.

U svakoj grupi aktivnosti tipizirane su također i pojedine aktivnosti, kako bi se točno znalo kojoj grupi pripada pojedina aktivnost i da bi se omogućila kasnija dorada informacijskog sustava PIPO na promatranje pojedinih aktivnosti ukoliko bi se primjenom sustava u praksi za time pokazala potreba.

Konačno, svaka je aktivnost opisana bitnim sadržajem, tako da je nedvojbeno jasno kojoj aktivnosti pripada koji posao.

U svakom *ugovoru*, koji je osnovna jedinica motrenja u PIPO-u, vidljiva je pripadnost:

- objektu u izgradnji
- grupi aktivnosti
- godini ili godinama u kojima će se izvršiti ugovor.

Ako je ugovor za više objekata, za više grupa aktivnosti ili se realizira u više godina, on mora sadržati razradu za sva ta tri elementa. Situacije, ispostavljane po ugovorima, također moraju biti specificirane tako da je vidljiva pripadnost tim trima elementima.

Događaj je početak ili završetak svake grupe aktivnosti, nema trajanja, već samo vrijeme svog nastupa.

Ključni događaj je onaj čiji nastup naglašeno označuje napredak izgradnje. Ključni događaji u PIPO su također tipizirani i to tako da je nedvojben njihov nastup (datum njihova nastupa).

Ključni događaji u fazi pripreme izgradnje:

- početak priprema izgradnje, samo za objekte koji su u Planu pripremnih radova (inače: razvojne aktivnosti)
- dobivena lokacijska dozvola
- okončana vlasničko-pravna rješenja
- dobivena građevna dozvola
- završetak pripreme izgradnje.

Ključni događaji u fazi realizacije izgradnje:

- početak realizacije izgradnje, samo za objekte koji su u Planu izgradnje (inače: nastavak priprema)
- ugovorena ključna oprema (najmanje za TS: transformatori i prekidači, a za DV: čelično-rešetkasta konstrukcija svih stupova)
- početak građevinskih radova
- početak montažnih radova
- dobivena uporabna dozvola
- završetak puštanja u pogon – predaja objekta dispečeru

- okončana primopredaja – predaja objekta pogonu i održavanju.

PIPO omogućuje planiranje, praćenje ostvarenja i izvještavanje o:

- financijskim pokazateljima izgradnje
- fizičkom ostvarenju izgradnje
- vremenskom ostvarenju izgradnje.

Prilikom *financijskog praćenja* razlikujemo, kao bitno, za svaki ugovor, grupu aktivnosti i objekt:

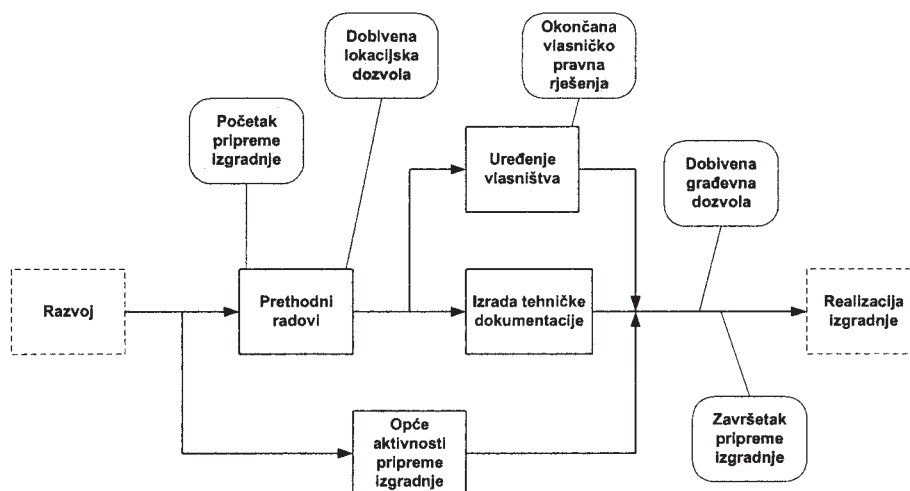
- ukupnu planiranu *vrijednost*
- ukupna planirana *sredstva*; to su planirana sredstva u tekućoj godini za izgradnju objekta, grupu aktivnosti ili ugovor, a evidentno mogu biti najviše jednaka ili manje od ukupne planirane vrijednosti.

Za svaku godinu, svaki objekt i svaku grupu aktivnosti planira se/sagledava se:

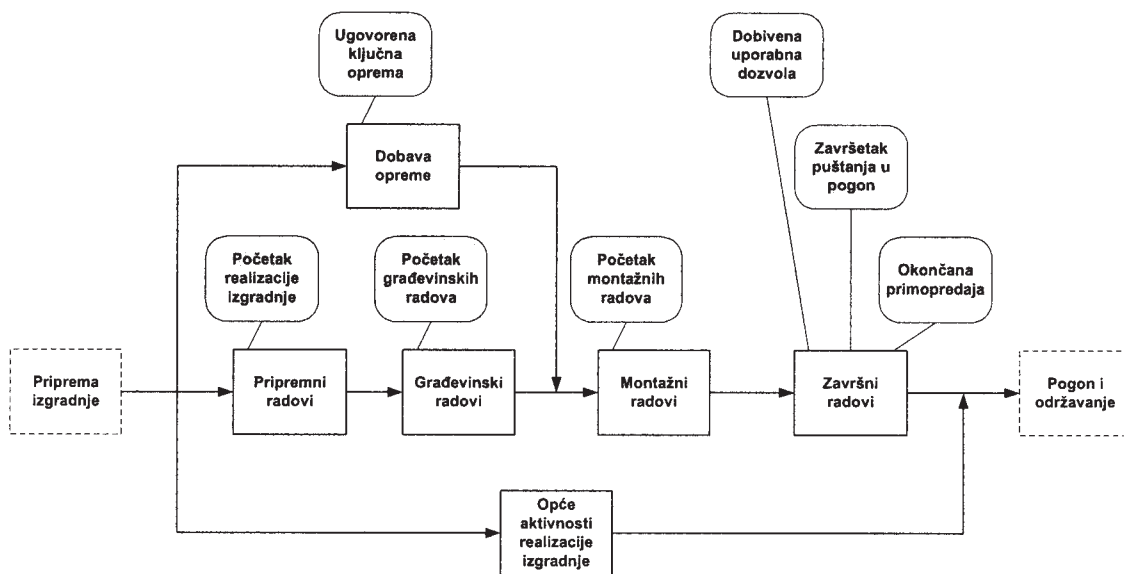
- ukupna planirana vrijednost
- ostvarena plaćanja do tekuće godine
- planirana sredstva za tekuću godinu
- preostala sredstva do kraja izgradnje.

Ako se sagledava prekoračenje ukupne planirane vrijednosti, izvodi se rebalans investicijskog programa. Tada ukupna planirana vrijednost postaje rebalansirana vrijednost.

Godišnji Plan pripreme izgradnje i Plan realizacije izgradnje upisuju se u program FIN (financijski sustav na razini Hrvatske elektroprivrede). Korištenjem podataka iz FIN-a, informacijski sustav PIPO daje pregled ukupno planiranih sredstava u tekućoj godini, te *ugovorenih, situiranih i plaćenih* radova, sve po objektima, grupama aktivnosti i ugovorima. Nadzorni inženjeri "prijavljaju ugovor" i "prijavljaju situaciju", a plaćanja prepuštaju financijskoj operativi.



Slika 1. Grupe aktivnosti i ključni događaji u *pripremi izgradnje*



Slika 2. Grupe aktivnosti i ključni događaji u realizaciji izgradnje

Fizička gotovost objekta iskazuje se sveukupno situiranom vrijednošću od početka izgradnje u odnosu prema ukupnoj vrijednosti iz aktualnog rebalansa investicijskog programa, prema

$$f = \frac{s \cdot V_1}{V_0} \cdot 100 \quad (1)$$

s = situirano u tekućoj godini

V_1 = plaćeno do početka tekuće godine

V_0 = ukupna planirana vrijednost.

Tako se utvrđuje fizička gotovost cijelog objekta i fizička gotovost grupa aktivnosti, za koje se tipično zaključuju ugovori i ispostavljaju situacije, dakle za ugovore o:

- izradi tehničke dokumentacije
- dobavi opreme
- građevinske radove
- montažne radove.

Za preostale grupe aktivnosti fizička se gotovost iskazuje procjenom (u postocima) ili brojenjem, mjerenjem, fizičkim utvrđivanjem, ali najmanje toliko koliko je plaćeno do vremena izvještavanja, te obvezno manje od 100%, ako nije nedvojbeno nastupio završni događaj.

Kašnjenje izgradnje u tekućoj godini:

$$k = t_1 - t_0 \quad (2)$$

t_1 = vrijeme izvještavanja

t_0 = vrijeme u kojem je planirana vrijednost $v(t_0)$ jednaka situiranoj vrijednosti u trenutku izvještavanja $s(t_1)$, dakle

$$v(t_0) = s(t_1) \quad (3)$$

Predvidivo kumulativno kašnjenje završetka izgradnje promatranog objekta je:

$$Z = T_u - T_o \quad (4)$$

T_u = predvidivo ukupno trajanje

T_o = planirano ukupno trajanje prema aktualnom rebalansu investicijskog programa.

Izvještavanje u sustavu PIPO predviđeno je:

- "on-line", na računalima svih korisnika
- "na papiru", prema tekućem sagledavanju potreba.

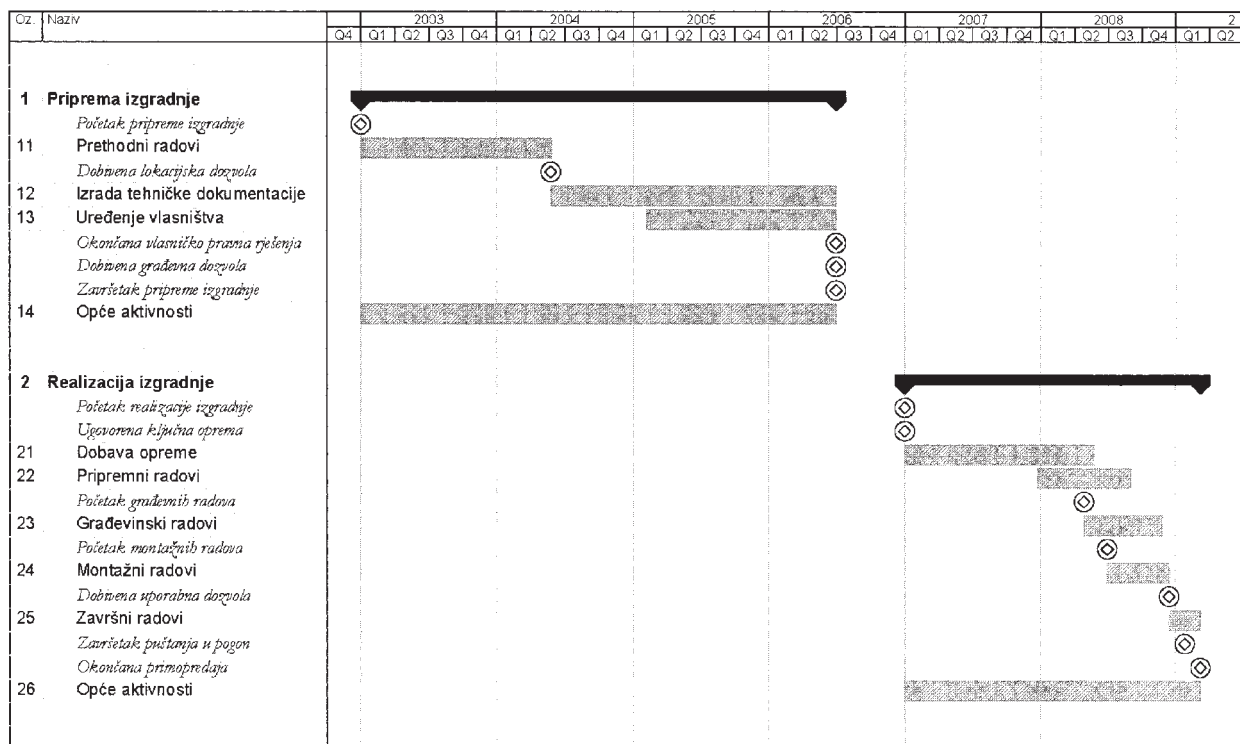
2. STRUKTURA SUSTAVA PIPO

Zbog kompatibilnosti s postojećim financijskim aplikacijama, odabrana je Oracle baza podataka. Informacijski sustav nad bazom izrađen je na *active service pages* (asp) tehnologiji. Pristup sustavu i njegovo korištenje odvija se kroz prozor Internet pretraživača koji su sastavni dio većine operativnih sustava. Time je korisniku omogućen pristup sustavu bez instalacije posebne programske podrške. Ovo korisniku također olakšava i snalaženje i učenje zbog poznate radne okoline, a i omogućava pristup s različitim računarskih platformi.

Sve aktivnosti sustava izvršavaju se na serveru, dok se korisnicima na klijentima šalje samo grafički prikaz, što je osim jednostavnosti i vrlo poželjno zbog sigurnosti sustava.

Sustav je potpuno modularan. Zasnovan je na *javascript* jeziku, a podaci iz baze podataka se dohvaćaju pomoću *ActiveX data object* metode, SQL upitima.

Sustav je sastavljen od komponenata koje mogu raditi neovisno na jednom ili više računala i zajedno s drugim sustavima. Sustav ne zahtijeva matično računalo, već se čitav sustav može integrirati s postojećim sustavima, što olakšava/pojeftinjuje održavanje. Radi lakšeg



Slika 3. Ganttov dijagram pripreme i realizacije izgradnje dalekovoda

korištenja i održavanja, broj *active server stranica* je optimiziran.

Iz postojeće financijske aplikacije, jednosmjerno se dohvaćaju posebno pripremljeni podaci za PIPO.

Programski sustav PIPO podijeljen je u nekoliko modula. Aktivni moduli se razlikuju za pojedine korisnike. Najčešći standardni moduli su:

- Financijsko praćenje objekata
- (praćenje financijskih podataka o objektima po godinama ili sveukupno)
- Praćenje gotovosti objekta (ključni događaji, vremensko ostvarenje, fizička gotovost)
- Moji objekti (upravljanje podacima o objektima)
- Novi objekti (podlošci za planiranje razvoja novih objekata, tzv. "nulti korak")
- Izvješća (izvješća, radni materijali, dokumenti)
- Vijesti (sve vijesti, komunikacija unutar sustava)
- Pomoć (osnovni podaci o projektu).

2.1. Financijsko praćenje objekata

Modul "Financijsko praćenje objekata" hijerarhijski je podijeljen na više razina. Osnovna podjela je po fazama izgradnje, odnosno na pripremu ili realizaciju

izgradnje. Odabirom faze izgradnje i željene godine promatranja sustav omogućava "višeslojni" pregled financijskih podataka prema slici 4.

Osim unutar tražene godine, financijske podatke o ugovorima i računima moguće je gledati u svim godinama.

2.2. Praćenje gotovosti objekata

Modul "Praćenje gotovosti objekata" omogućava pregled podataka o gotovosti svih objekata koje prijavljeni korisnik ima autorizaciju gledati. Korisnik odabire koje od dozvoljenih objekata želi pratiti, te mu se za izabrane objekte prikazuju podaci o ključnih događajima (planovi i ostvarenja), fizičkoj gotovosti objekta u postocima (za objekt ukupno i po grupama aktivnosti), te podaci o vremenskom ostvarenju izgradnje (planirani završetak, predvidivo kašnjenje).

2.3. Moji objekti

Modul "Moji objekti" je namijenjen nadzornim inženjerima zaduženim za pripremu izgradnje i izgradnju prijenosnih objekata. U ovom modulu nadzorni inženjeri upravljaju svim podacima o objektima, osim podacima koji automatski dolaze iz financijske aplikacije. Korisničko sučelje modula "Moji objekti" podijeljeno je u tri osnovna modula:

- unos vijesti
- unos polanskih financijskih podataka
- unos podataka o gotovosti objekta.

Od planskih financijskih podataka unose se razrada godišnjih planiranih sredstava po grupama aktivnosti, te ukupne planirane vrijednosti objekata u svim godinama izgradnje. Od podataka o gotovosti unose se planirani i ostvareni datumi ključnih događaja, postoci fizičke gotovosti, te datumi planova završetaka.

2.5. Izvješća

Modul "Izvješća" sadrži sva dosad napravljena "papirnatá" izvješća, radne materijale i dokumente. Osim toga sadrži korisničke upute, materijale s tečajeva za korisnike, te projektne dokumente na kojima je temeljem sustav PIPO.

Objekti u realizaciji Izgradnje 2002 (kn)

Sifra objekta	Ime objekta	Planirani iznos za 2002	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2003	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2004	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2005	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2006	Ostvarena vrijednost
251010	OPREMA ZA VEŠTAČENJE I MERENJE	0	5.011.218	4.526.704	80.075	80.075	0	0	0	0	0
251011	OPREMA ZA VEŠTAČENJE I MERENJE	0	8.486.368	8.486.367	0	0	0	0	0	0	0
251012	OPREMA ZA VEŠTAČENJE I MERENJE	0	24.184.318	24.182.718	0	0	0	0	0	0	0

Realizacija Izgradnje 2002

Objekt 253301: TS 400/110 kV ERNESTINOVO

Grupa aktivnosti: Dobava opreme

Ugovor: 8364-25-02-0010 - TS400/110 kV ERNESTINOVO-OBNOVA
Partner: KONČAR INŽINJERING ZA ENERGETIKU I TRANSPORT-ZAGREB

Ukupan iznos ugovora: 195.522.408 kn
Iznos ugovora za objekt: 195.522.408 kn
Iznos ugovora u 2002: 195.522.408 kn

W/A	Tip	Evans	Adurica	Planirani iznos	Planirani datum	Planirani iznos	Planirani datum	Planirani iznos	Planirani datum
0	A	15.02.2002	13.4.2002	195.522.408	2.6.2002	195.522.408	17.5.2002	195.522.408	17.5.2002
541	R	2.040.368	15.7.2002	1.556.430	31.7.2002	1.556.430	31.7.2002	1.556.430	31.7.2002
607	Q	1.079.115	20.9.2002	1.079.115	11.9.2002	1.079.115	11.9.2002	1.079.115	11.9.2002
624	R	1.279.415	30.8.2002	1.279.415	11.9.2002	1.279.415	11.9.2002	1.279.415	11.9.2002
UKUPNO				195.522.408		195.522.408		195.522.408	

Faza realizacije Izgradnje 2002

Objekt 253301: TS 400/110 kV ERNESTINOVO (kn)

Grupa aktivnosti	Planirani iznos za 2002	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2003	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2004	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2005	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos za 2006	Ostvarena vrijednost
11. Priprema projekata	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12. Izrada teh. dok.	0	780.000	642.037	0	118.000	118.000	0	0	0	0
19. Dobava materijala	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21. Dobava opreme	0	195.522.408	195.522.408	0	0	0	0	0	0	0
22. Izrada objekta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23. Održavanje objekta	195.522.408	0	195.522.408	0	0	0	0	0	0	0
24. Održavanje objekta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25. Održavanje objekta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26. Održavanje objekta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28. Održavanje objekta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Faza realizacije Izgradnje 2002

Objekt 253301: TS 400/110 kV ERNESTINOVO

Izrada teh. dok. (kn)

Ugovor	Partner	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost
8364-25-02-0010	KONČAR INŽINJERING ZA ENERGETIKU I TRANSPORT-ZAGREB	178.000	0	118.000	118.000	118.000	118.000	118.000	118.000
Izrada teh. dok. ukupno		178.000	0	118.000	118.000	118.000	118.000	118.000	118.000

Faza realizacije Izgradnje 2002

Objekt 253301: TS 400/110 kV ERNESTINOVO

Dobava opreme (kn)

Ugovor	Partner	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost	Planirani iznos	Ostvarena vrijednost
8364-25-02-0010	KONČAR INŽINJERING ZA ENERGETIKU I TRANSPORT-ZAGREB	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408
Dobava opreme ukupno		195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408	195.522.408

Slika 4. Razine promatranja financijskih podataka

2.4. Novi objekti

Modul "Novi objekti" sadrži predloške za razvoj objekata u skladu s programskim sustavom PIPO. Ovdje se mogu razvijati objekti koji još nisu obuhvaćeni planovima te još nisu došli do faza pripreme ili realizacije izgradnje.

2.6. Vijesti

Iako se na glavnom izborniku prikazuju vijesti za prijavljenog korisnika, korisnik može u modulu vijesti pregledavati sve vijesti, tj. i one koje se ne odnose na objekte koje ima ponudene u modulima "Moji objekti" i "Praćenje". U ovom modulu korisnik može i upisivati vijesti.

2.7. Pomoć

Modul "Pomoć" sadrži osnovne podatke o sustavu PIPO. Nudi prvo kratki i jednostavni, pa sve složeniji i detaljniji pregled osnovnih pojmova i strukture projekta.

Osim spomenutih programskih modula, sustav sadrži i nekoliko administratorskih te nekoliko preglednih modula koji u ovom referatu nisu opisani.

3. PRISTUP I SIGURNOST

Za pristup informacijskom sustavu PIPO potrebno je imati odgovarajuću autorizaciju i ostvariti vezu s poslovnom mrežom HEP-a. Zbog visokih zahtjeva za sigurnošću, sustav registrira sve pristupe i postupke (korake) svih korisnika.

Svaki korisnik se individualno prijavljuje za rad na sustavu vlastitim korisničkim imenom i šifrom. Korisnici u pridruženi grupama korisnika. Tipične grupe korisnika su Pratioci izgradnje, Nadzorni inženjeri i Administratori sustava. Korisnici i grupe korisnika mogu se proizvoljno definirati.

Postoji nekoliko sigurnosnih razina:

- pristup sustavu
- dozvole za gledanje
- dozvole za upravljanje (upisivanje podataka).

Razine pristupa ovise o grupi korisnika i individualne su za svakog korisnika. Tako se npr. Nadzornim inženjerima jednog prijenosnog područja može omogućiti pregled svih objekata to prijenosnog područja, dok im se upravljanje može omogućiti samo na onim objektima na kojima su baš oni nadzorni inženjeri. Pregled podataka može se proizvoljno definirati, dok upisivati i izmjenjivati podatke o pojedinim objektima mogu samo oni nadzorni inženjeri koji su na aktivnim objektima definirani kao aktivni nadzorni inženjeri.

4. BUDUĆI RAZVOJ I ZAKLJUČCI

Kao što je vidljivo iz dosadašnjeg opisa, podaci o financijskoj i fizičkoj gotovosti u pripremi i realizaciji izgradnje prijenosnih elektroenergetskih objekata mogu se pratiti tabelarno prelaskom iz "ekrana u ekran". Kako današnja tehnologija omogućava grafičke prikaze planiranih ili izvršenih aktivnosti, potrebno je u bliskoj budućnosti sintetizirati grafičko sučelje programa za praćenje projekata (*npr. MS Project*) u sustav PIPO. Time bi se dobila ugodna i prijateljska okolina za praćenje situacije u izgradnji. Kod toga se ne smije zaboraviti da samo realno i ažurno praćenje situacije iz stvarnog svijeta daje točnu sliku ostvarenja aktivnosti.

Programski sustav PIPO veliki je korak u nastojanju da informatički sredi, proširi i pojednostavi područje korištenja podataka izgradnje elektroenergetskih objekata. Na taj način se ističu "uska grla" izgradnje poje-

dinih objekata, te pravodobnom intervencijom skraćuje vrijeme izgradnje, a time se i smanjuju troškovi. Osim toga snimkom stanja i povezivanjem s financijskom bazom podataka napravljeni su uvjeti za jednostavno i pouzdano praćenje pripreme i realizacije izgradnje prijenosnih elektroenergetskih objekata. Vrlo je važno naglasiti da nadzorni inženjeri moraju redovito (barem jednom u mjesec dana, a nekada i češće) unášati fizičku gotovost pojedinih grupa aktivnosti. U bliskoj budućnosti, nadamo se, da će se sustavu PIPO dodati i grafičko sučelje koje će još više olakšati rad na programu, ali će zahtijevati ažurne podatke o fizičkoj gotovosti.

Važno je i napomenuti da se postojeći sustav može također primijeniti pri izgradnji ostalih elektroenergetskih objekata, uz adekvatnu snimku i pripremu realizacije informacijskog sustava.

LITERATURA

- [1] Z. HEBEL, M. KALEA, S. BRNJAK, G. LUČIĆ, D. PRPIĆ, V. PERAN, V. ESIH, J. FANJEK, D. GRGIĆ: "Praćenje izgradnje prijenosnih objekata, 2. dio – Idejno rješenje modela", HEP, FER, Zagreb, studeni 1997 (revidirano u siječnju 1998).
- [2] Z. HEBEL, M. KALEA, M. DELIMAR: "Praćenje izgradnje prijenosnih objekata", radni materijal, FER, Zagreb, studeni 1998.
- [3] Z. HEBEL, M. KALEA, M. DELIMAR: "Praćenje izgradnje prijenosnih objekata – tečaj za nadzorne inženjere", FER, Zagreb, rujana 2002.

PIPO – FOLLOW-UP OF TRANSMISSION FACILITY CONSTRUCTION

Successful follow-up of transmission facilities' planning and construction can bring significant decrease in duration and costs. Constant follow-up of the physical readiness and financial realisation plays an important role in that effort.

In the paper basic terms are explained, application is described as well as the mode of information system operation for follow-up of transmission facility construction. The existing HEP data base was used as a source of financial data and updated to the needs of the service for transmission Facility construction.

"PIPO" – VERFOLGUNG DER ERRICHTUNG VON ÜBERTRAGUNGSEINRICHTUNGEN

Erfolgreiches planen und Bauaufsicht der Errichtung von Übertragungseinrichtungen kann zu bedeutenden Terminabkürzungen und Ersparnissen führen. Stetiges Verfolgen des Fertigkeitszustandes und der finanziellen Angaben über die Errichtung dieser Einrichtungen haben dabei eine große Rolle.

¹ Kroatische Abkürzung für dieses Verfolgungsprogramm: Praćenje izgradnje prijenosnih objekata

Im Artikel werden Grundgedanken des Informationssystems für die Verfolgung des Baus solcher Einrichtungen angeführt, und dessen Anwendung sammt Wirkungsweise dargestellt. Finanzielle Daten stammen aus der Datenbank von "HEP" (=kroatisches Stromversorgungssystem). Die Daten sind auf den neuesten Stand gebracht und der Nutzung seitens des Errichtungssektors für Übertragungseinrichtungen angepaßt.

Naslovi pisaca:

Prof. dr. sc. Zdravko Hebel, dipl. ing.
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

Marijan Kalea, dipl. ing.
HEP-Prijenos
Šetalište kardinala F. Šepera 1a,
31000 Osijek, Hrvatska

Mr. sc. Marko Delimar, dipl. ing.
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska
Domagoj Peharda, dipl. ing.
Fakultet elektrotehnike i računarstva
Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 01 – 22.

NAPONSKE PRILIKE U PRIJENOSNOJ MREŽI I REGULACIJA NAPONA MREŽNIM TRANSFORMATORIMA

Goran Jerbić, Zagreb

UDK 621.316.1:621.314.2
PREGLEDNI ČLANAK

Prikazani su rezultati analize utjecaja promjene prijenosnog omjera mrežnih transformatora 400/220 kV i 400/110 kV na naponske prilike u interkonektivnim čvorištima. Naglašeni su neki od problema vezanih za regulaciju napona mrežnim transformatorima i izbor načina i opsega regulacije transformatora u transformatorskim stanicama 400/220/110 kV Žerjavinec, odnosno Ernestinovo.

Ključne riječi: napon, naponske prilike, opterećenje sustava, transformator, regulacija napona, kompenzacija.

1. UVOD

Mrežni autotransformatori su osnovna oprema svakog elektroenergetskog sustava – posebno njene prijenosne mreže. U prijenosnoj mreži Hrvatske elektroprivrede (HEP-a) koriste se kao standardni **mrežni transformatori** nazivne snage **400 MVA** i nazivnog prijenosnog omjera **$400 \pm 1 \times 5\% / 231 / 31.5$ kV** za sprezanje mreža nazivnih napona 400 i 220 kV; dok se za sprezanje mreža napona 400 i 110 kV koriste standardni mrežni transformatori nazivne snage **300 MVA** i nazivnog prijenosnog omjera **$400 \pm 2 \times 2.5\% / 115 / 31.5$ kV**. Obje standardne mrežne transformatorske jedinice su s **regulacijom u beznaponskom stanju**. Navedimo i treću standardnu jedinicu u prijenosnoj mreži HEP-a, mrežni transformator nazivne snage 150 MVA i prijenosnog omjera **$220 \pm 12 \times 1.25\% / 115 / 31.5$ kV** za sprezanje mreža nazivnih napona 220 i 110 kV. Ova posljednja standardna mrežna transformatorska jedinica opremljena je regulacijskom preklopkom i ima mogućnost regulacije napona pod opterećenjem.

Iskustva iz dosadašnjeg pogona prijenosne mreže HEP-a pokazuju da se mogućnost regulacije napona mrežnim transformatorima superponirane mreže 400/220 kV i 400/110 kV premda je postojala do sada nije u znatnijoj mjeri koristila. Razloga tome može biti više, no navedimo ovdje samo najvažnije:

1. postojeći transformatori 400/220 kV i 400/110 kV imaju relativno mali opseg regulacije $\pm 5\%$ (420 – 380 kV/nije) i to s regulacijom u beznaponskom stanju
2. procedura promjene prijenosnog omjera postojećih transformatora je složena i zahtijeva njegovo iskapčanje (što može biti nepovoljno u vrijeme velikih opterećenja mreže)

3. mreža 400 kV u pogledu izvora praktično je prazna (samo RHE Obrovac)
4. promjenom prijenosnog omjera mrežnih transformatora poboljšanje naponskih prilika na jednoj strani transformatora je na uštrb naponskih prilika na drugoj strani (jalova energija prelijeva se iz jednog naponskog nivoa u drugi)
5. regulacija napona mrežnim transformatorima je neefikasna kada su mreže gornjeg i donjeg napona jednako krute
6. mrežni transformatori 220 / niže i 110 / niže imaju širok opseg regulacije pod opterećenjem ($220 \pm 12 \times 1.25\% / 115$ kV ili 187 – 253 kV / 115 kV odnosno $110 \pm 10 \times 1.5\% / 35$ kV ili 93.5 – 126.5 kV / 35 kV), pa se njima mogu kompenzirati znatnija odstupanja napona u 220 i 110 kV mreži.

S obzirom na predstojeću izgradnju Žerjavince i Ernestinova u članku se nastojalo odgovoriti na neka pitanja vezana uz odabir načina i opsega regulacije planiranih novih mrežnih transformatora u elektroenergetskom sustavu – transformatorskoj stanici Žerjavinec, odnosno Ernestinovu. Razmatra se opravdanost uvođenja regulacije pod opterećenjem na mrežnim transformatorima 400/220 kV, odnosno 400/110 kV.

2. MOGUĆNOST REGULACIJE NAPONA TRANSFORMATORIMA U TS ŽERJAVINEC

2.1. Regulacija napona transformatorom 400/220 kV

2.1.1. Standardni transformator

$400 \pm 1 \times 5\% / 231 / 31.5$ kV 400 MVA

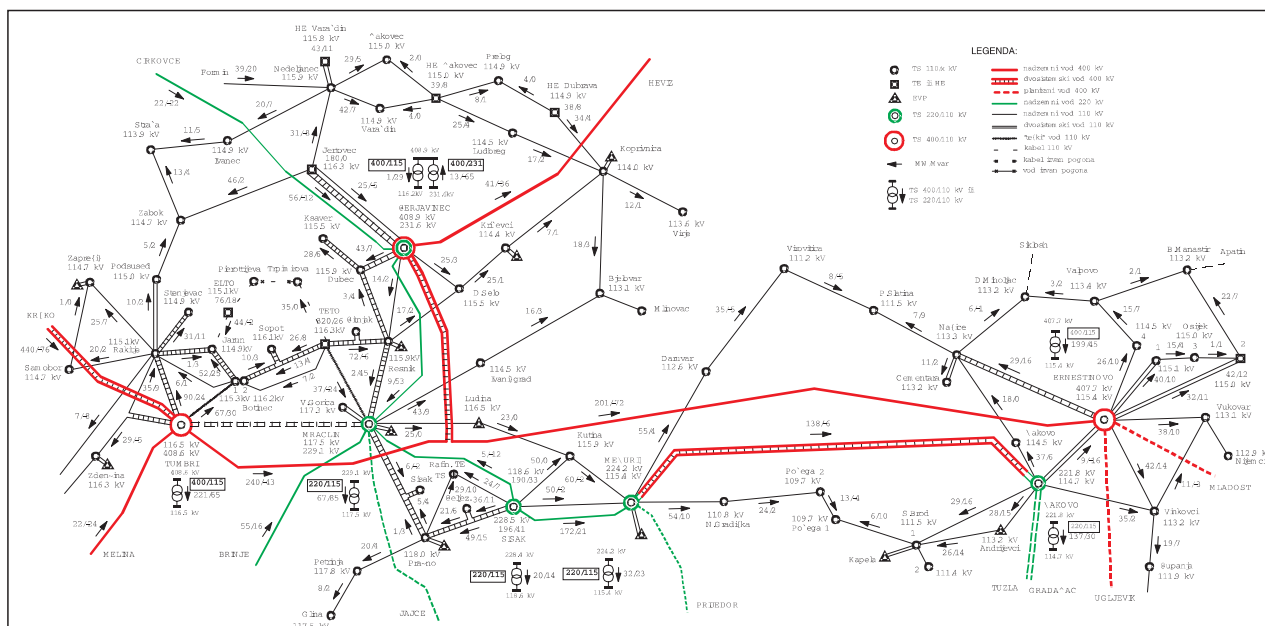
Mogućnost regulacije napona promjenom prijenosnog omjera standardnog transformatora 400/220 kV u Žerjavincu analizirana je u **dva krajnja režima** rada elek-

troenergetskog sustava unutar kojih se može očekivati da će se kretati moguća stanja sustava. To su stanje **zimskog maksimuma**, slika 1 i stanje **ljetnog minimuma**, slika 2. Analizom potrošnje elektroenergetskog sustava na razini Hrvatske utvrđen je odnos opterećenja u stanju ljetnog minimuma i zimskog maksimuma 1998 godine u omjeru **1:3**. Analiza mogućnosti regulacije napona promjenom prijenosnog omjera transformatora 400/220 kV u Žerjavincu provedena je na modelu elektroenergetskog sustava 2000. godine formiranom za **planiranu konfiguraciju** mreže 220 i 400 kV i dvije planirane konfiguracije 110 kV mreže na području Zagreba: povezane i sekcionirane 110 kV mreže. Dodatna provjera izvršena je na modelu 2010. godine za planiranu konfiguraciju 220 i 400 kV mreže i sekcioniranu 110 kV mrežu na području Zagreba. Elektrane su na modelu angažirane sukladno uobičajenom voznom redu za stanje maksimalnog, odnosno minimalnog opterećenja sustava.

Pri nazivnom prijenosnom omjeru opterećenje transformacije 400/220 kV na modelu 2000. godine u stanju zimskog maksimuma je **-10/75 MW/Mvar (19 %)** u povezanoj, odnosno **-13/73 MW/Mvar (19 %)** u sekcioniranoj 110 kV mreži. U stanju ljetnog minimuma opterećenje je **24/60 MW/Mvar (16 %)** u povezanoj, odnosno **60/37 MW/Mvar (15 %)** u sekcioniranoj mreži. Na modelu 2010. godine dobiveno opterećenje transformacije 400/220 kV u stanju zimskog maksimuma je **29/81 MW/Mvar (22 %)**, a u stanju ljetnog minimuma **44/49 MW/Mvar (16 %)** (mreža 110 kV je sekcionirana). U analiziranim slučajevima dobivena opterećenja transformacije 400/220 kV su relativno mala (do 22 %), što je posljedica planirane izgradnje novih izvora na zagrebačkom području (**TE-TO Zagreb** i **PTE Jertovec**) i njihovih angažmana u vrijeme maksimalnog opterećenja.

Promjenom prijenosnog omjera standardnog transformatora 400±1x5%/231/31.5 kV snage 400 MVA (naglasimo u beznaponskom stanju – off-load tap-changer) u maksimumu opterećenja moglo bi se utjecati na napon na sekundaru mrežnog transformatora Žerjavinec u granicama 227-237 kV (4.5 %). Promjenom prijenosnog omjera mijenja se i primarni napon u granicama 414 – 406 kV (2 %), slika 5. U minimumu opterećenja sustava napon dobiven na primarnoj strani transformatora u položaju +5 % (420/231 kV) je **425 kV**, dok je na sekundaru 236 kV. U srednjem položaju 0 % (400/231 kV) napon na primarnoj strani transformatora je **423 kV**, a na sekundarnoj strani 242 kV. U donjem položaju -5 % (380/231 kV) napon na primaru transformatora pada na dopuštenu granicu 420 kV, ali sada na sekundaru raste na **249 kV** (preko dopuštene granice od 245 kV). Promjenom prijenosnog omjera u minimumu opterećenja sustava napon na sekundaru standardnog mrežnog transformatora mogao bi se regulirati u granicama 236-249 kV (5.9 %) uz promjenu napona na primaru 425-420 kV (1.3 %). U srednjem i gornjem položaju napon na primarnoj strani viši je od dopuštenog za standardnu opremu pa strogo gledano u tim položajima transformator ne bi smio raditi. U donjem položaju napon na primaru je na dopuštenoj granici 420 kV, ali uz napon na sekundaru iznad dopuštenog. Standardni transformator u minimumu opterećenja sustava ne bi smio raditi s obzirom na napone koji se javljaju na primaru, odnosno sekundaru transformatora.

Rezultati provedenih analiza pokazali su da sekcioniranje 110 kV mreže na području Zagreba nema znatnijeg utjecaja na naponske prilike i regulaciju napona transformatorom 400/220 kV u Žerjavincu. Ovakav rezultat mogao se i naslutiti budući da su u analiziranim

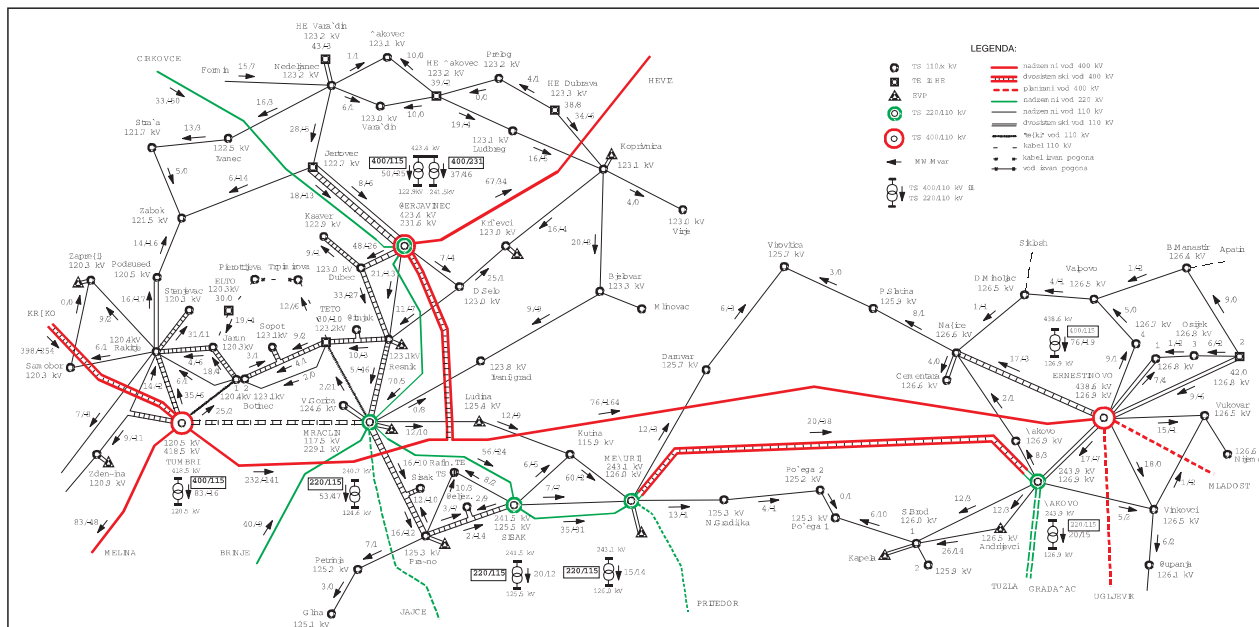


Slika 1. Planirano stanje prijenosne mreže na području sjeverne Hrvatske za maksimum opterećenja 2758 MW na razini prijensa 2000. godine

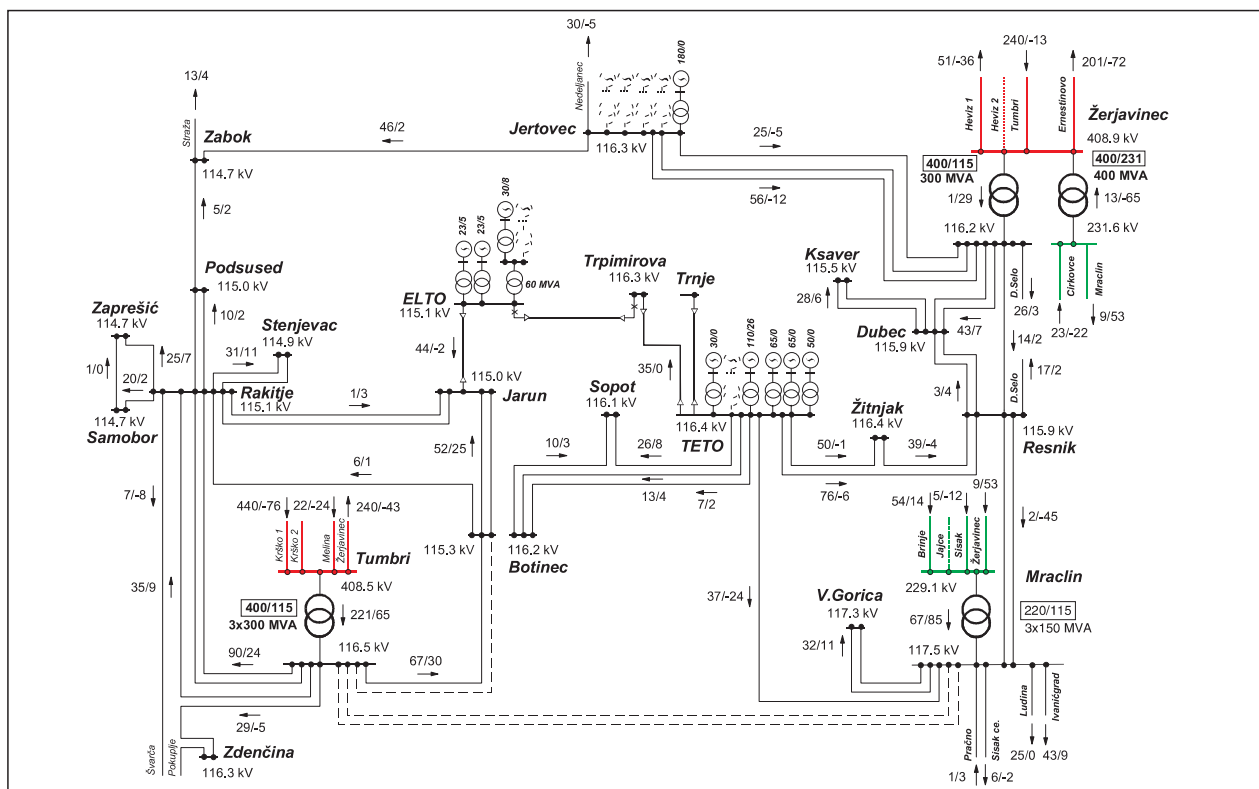
konfiguracijama bez transformacije 400/110 kV u Žerjavincu mreže 400 i 110 kV spregnute preko Mraclina. Na napon u Mraclinu dominantnije utječe angažman TE Sisak.

Kada bismo prijenosnu mrežu u minimumu opterećenja kompenzirali npr. prigušnicom za kompen-

zaciju snage 100 Mvar u Ernestinovu, slika 5 (dolje lijevo), razina očekivanih napona na primaru i sekundaru transformatora bi se smanjila i postojala bi mogućnost regulacije sekundarnog napona unutar dopuštenih granica 232 – 244 kV (5.2 %) uz promjenu primarnog napona u granicama 412 – 418 kV (1.5 %).



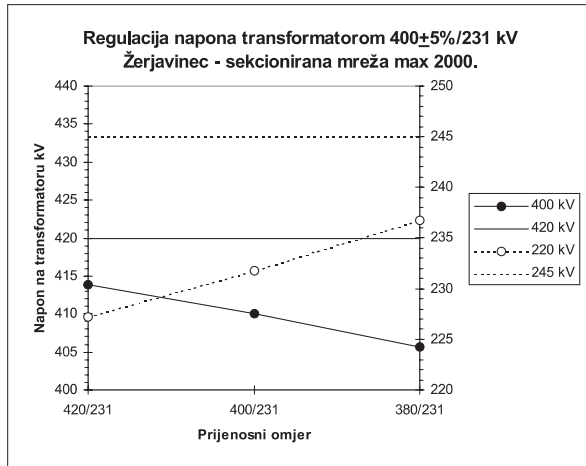
Slika 2. Planirano stanje prijenosne mreže na području sjeverne Hrvatske za minimum opterećenja 920 MW na razini prijenosa 2000. godine



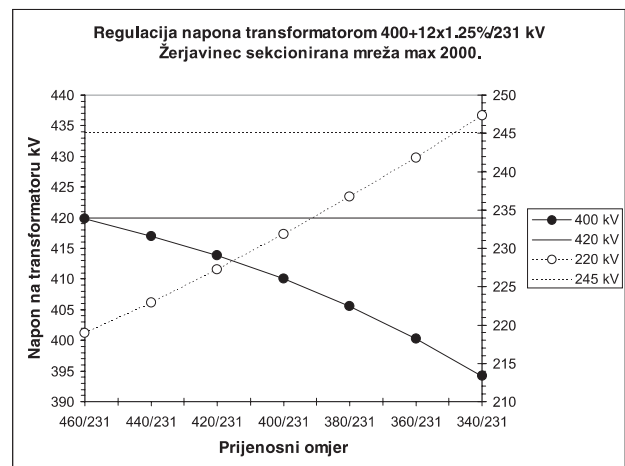
Slika 3. Planirano stanje sekcionirane prijenosne mreže na području Zagreba za maksimum opterećenja 2758 MW na razini prijenosa 2000. godine

TS ŽERJAVINEC – REGULACIJA NAPONA TRANSFORMATORIMA 400/220 kV

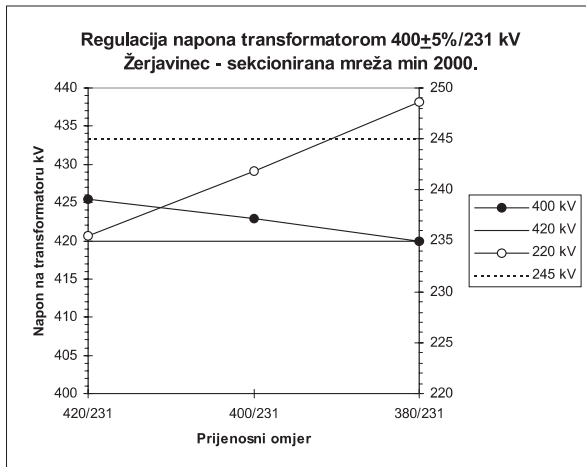
**STANDARDNI
Maksimum opterećenja**



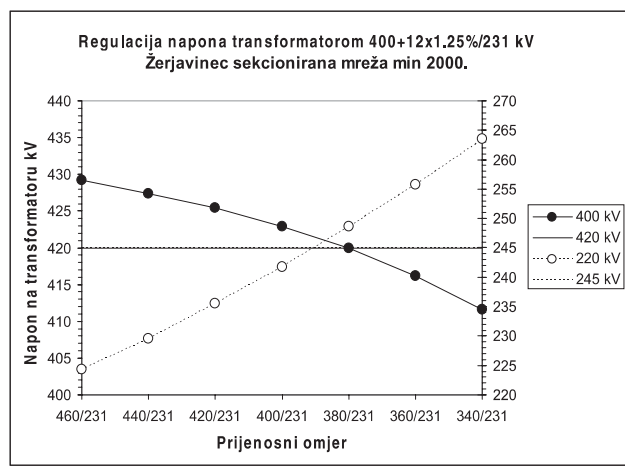
**REGULACIONI
Maksimum opterećenja**



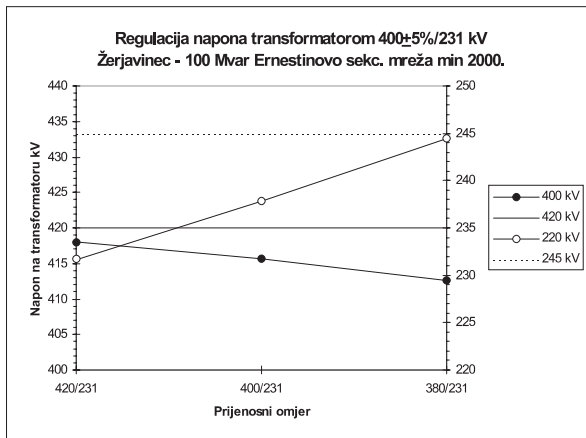
Minimum opterećenja



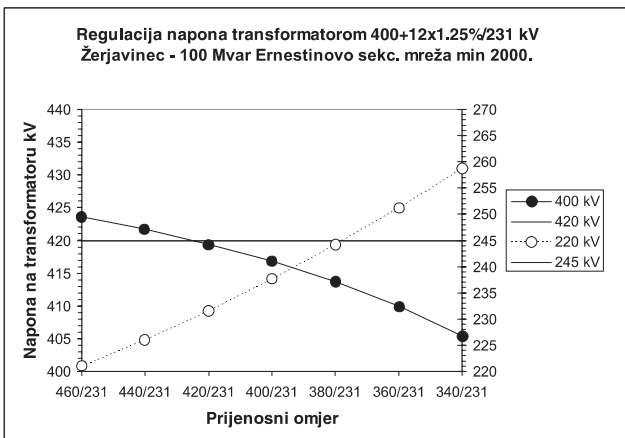
Minimum opterećenja



Minimum opterećenja – kompenzacija



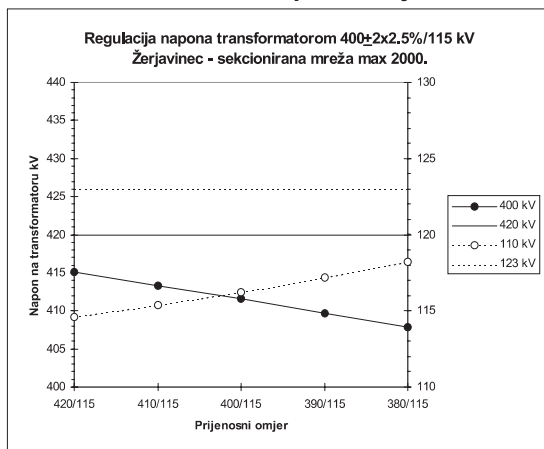
Minimum opterećenja – kompenzacija



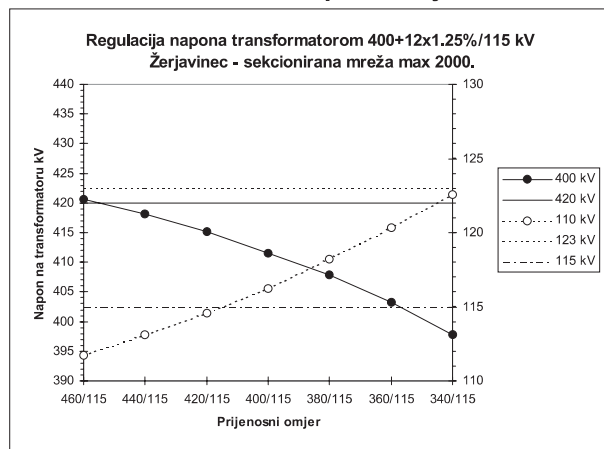
Slika 5. Regulacija napona promjenom prijenosnog omjera standardnog transformatora 400±1x5%/231 kV (lijevo) i regulacijskog transformatora 400±12x1.25%/231 kV 400 MVA (desno), u maksimumu opterećenja (lijevo), minimumu opterećenja (u sredini) i minimumu opterećenja sustava s kompenzacijskom prigušnicom 100 Mvar u Ernestinovu (dolje) na modelu 2000. godine

TS ŽERJAVINEC – MOGUĆNOST REGULACIJE NAPONA TRANSFORMATOROM 400/110 kV

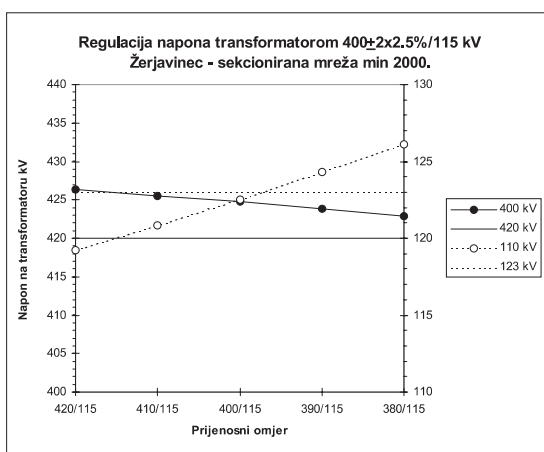
STANDARDNI Maksimum opterećenja



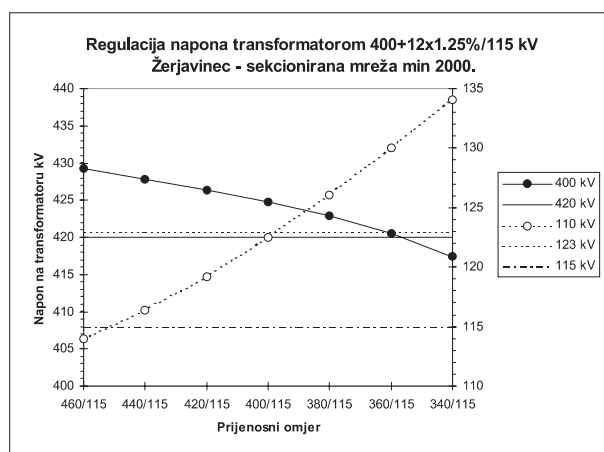
REGULACIONI Maksimum opterećenja



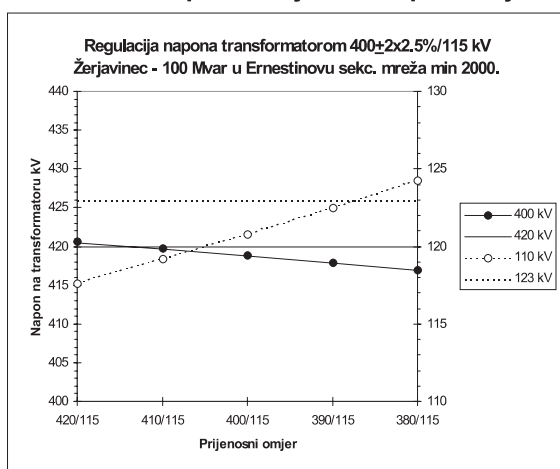
Minimum opterećenja



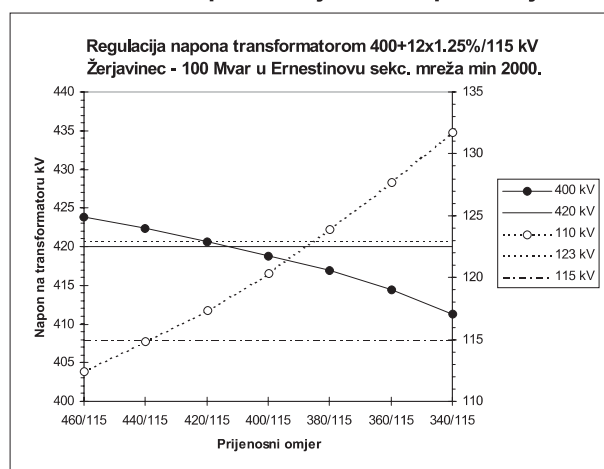
Minimum opterećenja



Minimum opterećenja – kompenzacija



Minimum opterećenja – kompenzacija



Slika 6 – Regulacija napona promjenom prijenosnog omjera standardnog transformatora 400±1x5%/115 kV (lijevo) i regulacijskog transformatora 400±12x1.25%/115 kV 300 MVA (desno), u maksimumu opterećenja (lijevo), minimumu opterećenja (u sredini) i minimumu opterećenja sustava s kompenzacijskom prigušnicom 100 Mvar u Ernestinovu (dolje) na modelu 2000. godine

konfiguraciji sekcionirane 110 kV mreže na području Zagreba, a provjerena je i na modelu 2010. godine za dva krajnja režima rada elektroenergetskog sustava, unutar kojih se mogu očekivati moguća stanja sustava: zimskog maksimuma i ljetnog minimuma.

Promjenom prijenosnog omjera standardnog mrežnog transformatora 400/110 kV (s regulacijom u beznaponskom stanju – off-load) može se u maksimumu opterećenja utjecati na napon na sekundaru mrežnog transformatora u granicama 114 – 118 kV (3.7 %), što povlači za sobom promjenu primarnog napona u granicama 415 – 408 kV (1.8 %), slika 6. U minimumu opterećenja sustava napon na primarnoj strani transformatora u krajnjem gornjem položaju +5 % (420/115 kV) je **426 kV**, dok je na sekundaru 119 kV. Za srednji položaj 0 % (ili nazivni prijenosni omjer 400/115 kV) dobiveni napon na primaru transformatora je **425 kV**, a na sekundaru 115 kV. U krajnjem donjem položaju -5 % (390/115 kV) napon na primarnoj strani je **422 kV**, a na sekundarnoj 126 kV. Standardni transformator 400/110 kV u minimumu opterećenja sustava ne bi smio raditi zbog previsokog primarnog napona, dok se s obzirom na sekundarni napon na sekundaru u minimumu opterećenja sustava ne bi smjeli koristiti prijenosni omjeri donji i krajnji donji položaji 390/115 kV i 380/115 kV.

U minimumu opterećenja sustava promjenom prijenosnog omjera transformatora moguće je regulirati napon na sekundaru transformatora u granicama 119 – 126 kV (6.4 %) uz promjenu napona na primaru u granicama 426 – 423 kV (0.8 %). Primarni su naponi u minimumu opterećenja sustava izvan granica trajno dopuštenih napona za standardni mrežni transformator (bez obzira koji prijenosni omjer odabrali). Sekundarni napon od 126 kV mogao bi se granično kratkotrajno tolerirati s obzirom da je opseg regulacije standardnih mrežnih transformatora 110/niže od 15 %, pa je gornja granica primarnog napona u 110 kV mreži s obzirom na opseg regulacije 126.5 kV.

Kada bi se prijenosna mreža kompenzirala npr. prigušnicom za kompenzaciju snage 100 Mvar u Ernestinovu, slika 6 (dolje desno), tada bi se razina napona na primaru i sekundaru transformatora smanjila i postojala bi mogućnost regulacije sekundarnog napona u granicama 118 – 124 kV (5.5 %) uz promjenu primarnog napona u granicama 421 – 416 kV (1.3 %).

2.2.2. Regulacijski transformator

$$400 \pm 12 \times 1.25\% / 115 / 31.5 \text{ kV } 300 \text{ MVA}$$

Mogućnosti regulacije napona primjenom regulacijskog mrežnog transformatora sa širim opsegom regulacije 400±12x1.25%/115 kV u Žerjavincu (15 %) i mogućnošću regulacije napona pod opterećenjem analizirana je u nastavku. Promjenom prijenosnog omjera regulacijskog transformatora 400±12x1.25%/115 kV (pod opterećenjem on-load) može se u maksimumu opterećenja utjecati na napon

na sekundaru mrežnog transformatora u granicama 112-123 kV (10.0 %), što povlači za sobom promjenu primarnog napona u granicama 421-398 kV (5.8 %), slika 6.

U minimumu opterećenja sustava napon na primarnoj strani transformatora u krajnjem gornjem položaju +15 % (460/115 kV) je 429 kV, dok je odgovarajući napon na sekundaru 114 kV. Za srednji položaj 0 % (400/115 kV) napon dobiven na primaru transformatora je 425 kV, a na sekundaru 123 kV. U krajnjem donjem položaju -15 % (380/115 kV) napon na primarnoj strani je 418 kV, a na sekundarnoj 134 kV. U minimumu opterećenja sustava promjenom prijenosnog omjera regulacijskog transformatora moguće je regulirati napon na sekundaru transformatora u širim granicama 114 – 134 kV (18 %) uz promjenu napona na primaru u granicama 429 – 418 kV (2.8 %). Napon od 115 kV na sekundaru regulacijskog transformatora (postavna željena vrijednost) mogao bi se u minimumu opterećenja sustava postići postavljanjem prijenosnog omjera na 450/115 kV uz napon na primarnoj strani od 428 kV.

Za razliku od standardnog mrežnog transformatora, kod kojeg je napon na primaru u minimumu opterećenja sustava u krajnjem gornjem položaju 420/115 kV bio previsok **426 kV** (uz napon na sekundaru 119 kV); regulacijski transformator u položaju 450/115 kV može u minimumu opterećenja sustava trajno podnositi primarni napon od 428 kV uz napon na sekundaru od 115 kV (zadan).

Kada bi se prijenosna mreža kompenzirala npr. prigušnicom za kompenzaciju 100 Mvar u Ernestinovu, slika 6 (dolje desno), tada bi se razina napona na primaru i sekundaru transformatora smanjila i postojala bi mogućnost regulacije sekundarnog napona u granicama 113-132 kV (+2.7 % – +20.0 % ili 17.3 %) uz promjenu primarnog napona u granicama 424 – 411 kV (+6 % – +2.8 % ili 3.2 %). Napon 115 kV na sekundaru regulacijskog transformatora u konfiguraciji s prigušnicom, sada se postiže kod prijenosnog omjera 440/115 kV uz napon na primaru 408 kV. Prijenosni omjer regulacijskog transformatora ovisi kako o prilikama u sustavu (minimumu maksimumu opterećenja sustava, angažmanu elektrana, konfiguraciji prijenosne mreže, kompenzaciji itd.), tako i o vrijednosti napona na sekundaru koja se regulacijskim transformatorom želi održavati. Potreban opseg regulacije mrežnog transformatora stoga nije jednostavno procijeniti jer ovisi o velikom broju utjecajnih parametara.

Rezultati provedenih ispitivanja pokazuju da se u **Žerjavincu u minimumu opterećenja sustava mogu očekivati primarni naponi viši od trajno dopuštenih za standardne transformatore** (420 kV), u oba vremenska presjeka (2000. i 2010 godini). Na sekundarima transformatora naponi su također blizu (245 kV) ili na samoj granici standardom trajno dopuštenih vrijednosti (123 kV). **Promjenom prijenosnog omjera**

Tablica 1.

Rezultati proračuna naponskih prilika u TS Žerjavinec za nazivni prijenosni omjer transformatora 400/231 i 400/115 kV									
Model	Napon na strani	400/231				400/115		400/231 i 400/115	
		povezana		sekcionirana		sekcionirana		sekcionirana	
		max	min	max	min	max	min	max	min
	400 kV	410.2 kV	422.4 kV	410.0 kV	422.9 kV	411.6 kV	424.8 kV	408.9 kV	423.4 kV
2000	220 kV	231.8 kV	240.1 kV	231.8 kV	241.8 kV	-	-	231.6 kV	241.5 kV
	110 kV	-	-	-	-	116.2 kV	122.5 kV	116.2 kV	122.9 kV
	400 kV							413.3 kV	424.9 kV
2010	220 kV							233.3 kV	242.2 kV
	110 kV							116.3 kV	123.0 kV

Napomena: 2000 – u pogonu samo jedna trojka Heviz – Žerjavinec
2010 – u pogonu obje trojke Heviz – Žerjavinec

mrežnih transformatora primarni naponi mogli bi se smanjiti samo na račun povećanja sekundarnih napona koji su ionako na gornjoj granici dopuštenih.

Osnovni uzrok visokih napona u Žerjavincu u minimumu opterećenja sustava su slabo opterećeni vodovi 400 kV mreže – **radijalno napajana Slavonija** (na modelu 2000. godine) i **pojačanje južnog poteza dvo-sistemskim 400 kV vodovima** (na modelu 2010. godine). Ispitivanjima na modelu utvrđeno je da će naponi biti unutar standardom propisanih granica ako je u minimumu opterećenja sustava 2000. godine angažirana prigušnica u Ernestinovu (snage 100 Mvar). Na modelu 2010. godine po stavljanju druge trojke voda Žerjavinec – Heviz u pogon i pojačanju južnog 400 kV poteza trebat će predvidjeti prigušnice za kompenzaciju i u Žerjavincu.

3. MOGUĆNOST REGULACIJE NAPONA TRANSFORMATORIMA U ERNESTINOVU

3.1. Regulacija napona transformatorom 400/110 kV

3.1.1. Standardni transformator

$$400 \pm 2 \times 2.5\% / 115 / 31.5 \text{ kV } 300 \text{ MVA}$$

Mogućnost regulacije napona promjenom prijenosnog omjera transformatora 400/110 kV u Ernestinovu analizirana je na modelu elektroenergetskog sustava 2000. i 2010. godine za zadanu plansku konfiguraciju prijenosne mreže (radijalno napajanje Slavonije) i dva krajnja režima rada elektroenergetskog sustava unutar kojih se mogu očekivati moguća stanja sustava: stanje zimskog maksimuma i ljetnog minimuma. Promjenom prijenosnog omjera standardnog mrežnog transformatora 400/110 kV (u beznaponskom stanju - "off-load") može se u maksimumu opterećenja utjecati na napon na sekundaru mrežnog transformatora u granicama 112 – 119 kV (od +1.5 % do +8.2 %), što povlači za sobom promjenu primarnog napona u granicama 412 – 402 kV, slika 7.

U minimumu opterećenja sustava napon dobiven na primarnoj strani transformatora u krajnjem gornjem položaju +5 % (420/115 kV) je previsok **440 kV**, dok je

na sekundaru 122 kV. Za srednji položaj 0 % (400/115 kV), napon dobiven na primaru transformatora je **436 kV**, a na sekundaru **126 kV**. U krajnjem donjem položaju -5 % (390/115 kV) napon na primarnoj strani je **432 kV**, a na sekundarnoj **130 kV**. Standardni transformator 400/110 kV u minimumu opterećenja sustava ne bi smio raditi zbog previsokog primarnog napona, dok bi se s obzirom na sekundarni napon transformator u minimumu opterećenja sustava smio koristiti samo u **krajnjem gornjem položaju 420/115 kV**. Promjenom prijenosnog omjera transformatora u minimumu opterećenja sustava napon na sekundaru transformatora mogao bi se regulirati u granicama **122 – 130 kV** uz promjenu napona na primaru u granicama **432 – 440 kV**. **Primarni napon je u minimumu opterećenja sustava izvan granica trajno dopuštenih napona za standardni mrežni transformator.**

Kada bi se prijenosna mreža kompenzirala npr. prigušnicom za kompenzaciju snage 100 Mvar u Ernestinovu, slika 7 (dolje lijevo), tada bi se razina napona na primaru i sekundaru transformatora smanjila i postojala bi mogućnost regulacije sekundarnog napona u granicama 113 – 120 kV uz promjenu primarnog napona u granicama 421 – 410 kV.

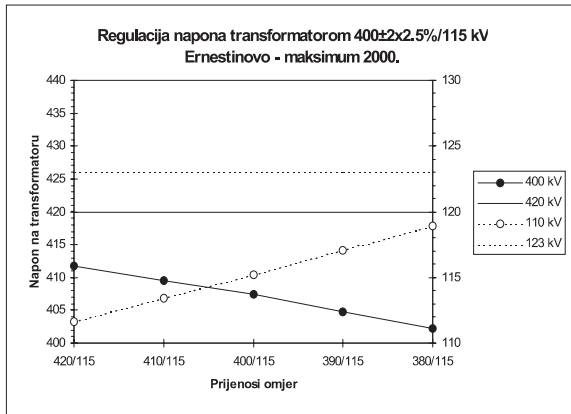
Tablica 2.

Rezultati proračuna naponskih prilika u TS Ernestinovo za nazivni prijenosni omjer transformatora 400/115 i 400/231 kV					
Model	Napon strani	400/115 kV		400/115 i 400/231 kV	
		max	min	max	min
	400 kV	407.4 kV	436.0 kV		
2000	220 kV	-	-		
	110 kV	115.2 kV	125.7 kV		
	400 kV			409.7 kV	427.3 kV
2010	220 kV			232.0 kV	243.5 kV
	110 kV			116.9 kV	123.5 kV

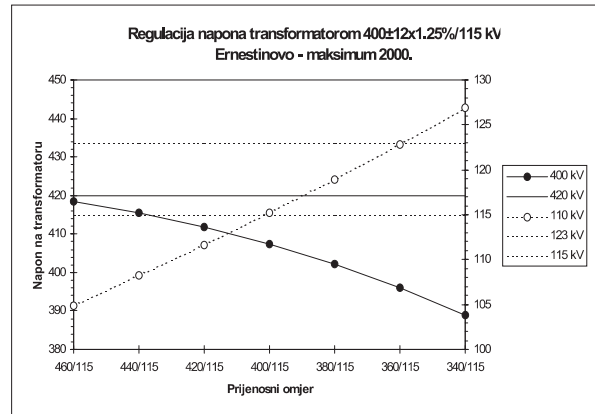
Napomena: 2000 – u pogonu jedna trojka Heviz – Žerjavinec
2010 – u pogonu obje trojke Heviz – Žerjavinec

TS ERNESTINOVO — MOGUĆNOST REGULACIJE NAPONA TRANSFORMATOROM 400/110 kV

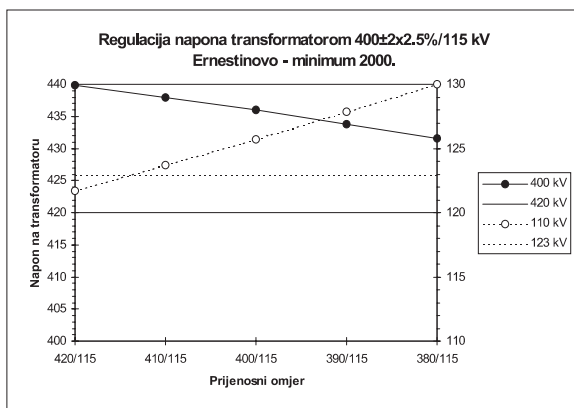
**STANDARDNI
Maksimum opterećenja**



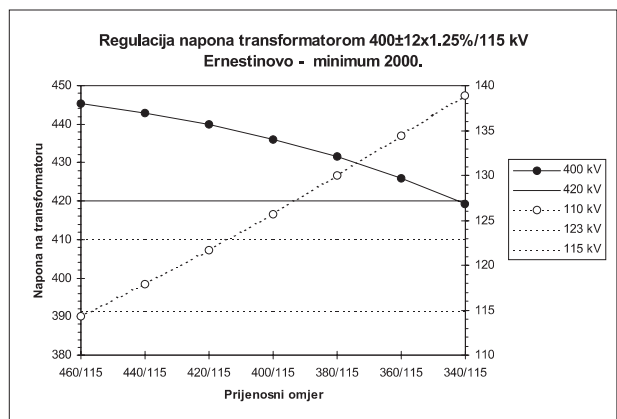
**REGULACIONI
Maksimum opterećenja**



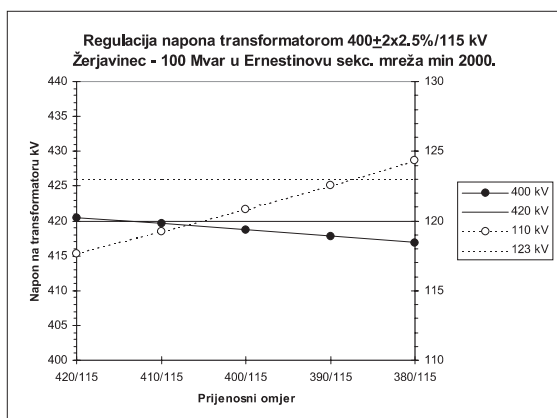
Minimum opterećenja



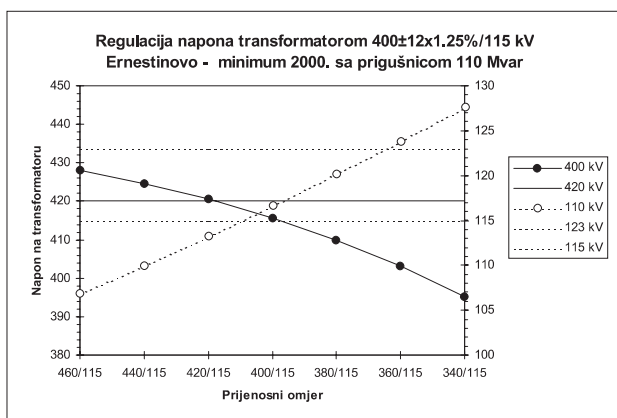
Minimum opterećenja



Minimum opterećenja – kompenzacija



Minimum opterećenja – kompenzacija



Slika 7. Regulacija napona promjenom prijenosnog omjera standardnog transformatora 400±1x5%/115 kV (lijevo) i regulacijskog transformatora 400±12x1.25%/115 kV 300 MVA (desno), u maksimumu opterećenja (lijevo), minimumu opterećenja (u sredini) i minimumu opterećenja sustava s kompenzacijskom prigušnicom 100 Mvar u Ernestinovu (dolje) na modelu 2000. godine

3.1.2. Regulacijski transformator

$400 \pm 12 \times 1.25\% / 115 / 31.5 \text{ kV } 300 \text{ MVA}$

Mogućnosti regulacije napona primjenom regulacijskog mrežnog transformatora sa širim opsegom regulacije $400 \pm 12 \times 1.25\% / 115 \text{ kV}$ u Ernestinovu analizirana je u nastavku također za dva krajnja režima rada elektroenergetskog sustava: zimskog maksimuma i ljetnog minimuma. Promjenom prijenosnog omjera regulacionog transformatora $400 \pm 12 \times 1.25\% / 115 \text{ kV}$ (pod opterećenjem "on-load") može se u maksimumu opterećenja utjecati na napon na sekundaru mrežnog transformatora u granicama **105-127 kV** (od -4.5 % do +15.5 %), što povlači za sobom promjenu primarnog napona u granicama **418-389 kV** (+4.5 % do -2.8 %).

U minimumu opterećenja sustava napon na primarnoj strani transformatora u krajnjem gornjem položaju +15 % (460/115 kV) je **445 kV**, dok je odgovarajući napon na sekundaru **114 kV**. Za srednji položaj 0 % (400/115 kV) napon na primaru transformatora je **436 kV**, a na sekundaru **126 kV**. U krajnjem donjnjem položaju -15 % (380/115 kV) napon na primarnoj strani je **419 kV**, a na sekundarnoj **139 kV**.

Kada bi se prijenosna mreža kompenzirala npr. prigušnicom za kompenzaciju **100 Mvar** u Ernestinovu, slika 7 (dolje desno), razina napona na primaru i sekundaru transformatora bi se smanjila i postojala bi mogućnost regulacije sekundarnog napona u granicama **107 – 128 kV** uz promjenu primarnog napona u granicama **428 – 395 kV**. Napon **115 kV** na sekundaru regulacijskog transformatora u konfiguraciji s prigušnicom, sada se postiže kod prijenosnog omjera **410/115 kV** uz napon na primaru **418 kV**.

Za razliku od standardnih mrežnih transformatora 400/110 kV koji u minimumu opterećenja sustava ne bi smjeli raditi zbog previsokih primarnih (420 kV), odnosno previsokih sekundarnih napona (245 kV, 123 kV), mrežni transformatori s regulacijom pod opterećenjem i širim opsegom regulacije mogli bi raditi u širem opsegu primarnih napona i regulirati željenu razinu napona na sekundaru.

4. NEKE DVOJBE VEZANE UZ REGULACIJU NAPONA MREŽNIM TRANSFORMATORIMA

4.1. Koju stranu regulirati mrežnim transformatorima (primarnu ili sekundarnu)?

Mrežnim transformatorima u pravilu se regulira napon na sekundaru transformatora ili niženaponskoj strani (zato se u literaturi i zovu "step down" transformatori), u našem slučaju u 220 i 110 kV mreži. Razlog tome je prije svega u različitoj krutosti mreže, koja je najčešće na primarnoj strani mrežnog transformatora veća nego na sekundarnoj strani. Mrežnim transformatorom mogao bi se regulirati napon i na primarnoj strani, no kako je krutost mreže na primarnoj strani

najčešće veća, efikasnost regulacije bit će manja. Drugim riječima za **smanjenje napona na primarnoj strani transformatora u mreži koja ima veću krutost (400 kV), trebat će relativno više povećati napon na sekundarnoj strani (110 kV)**. Konkretno u našoj prijenosnoj mreži jedino bi Konjsko mogla biti stanica u kojoj bi se mrežnim transformatorima imalo smisla regulirati visokonaponsku strana s obzirom da je krutost primarne 400 kV mreže i sekundarne 220 kV mreže približno jednaka (zbog većeg broja izvora priključenih na 220 kV mrežu). Provedene analize pokazuju da je uzrok visokim naponima slabo opterećena 400 kV mreža. Regulacija napona na primarnoj strani mrežnim transformatorom u Žerjavincu bila bi zbog veće krutosti mreže na primarnoj strani neracionalna. Drugim riječima, trebali bismo relativno više podići sekundarni napon (110 kV ili 220 kV) da bismo malo smanjili primarni napon (400 kV).

4.2. Kako izvesti regulacijski namot na transformatoru?

Naglasimo da treba razlikovati **stranu transformatora** na kojoj je **izveden regulacijski namot** (kod autotransformatora serijski namot, paralelni namot, ili zvjezdište) od **strane transformatora kojoj se napon regulira** (primar, sekundar). Regulator napona uspoređuje zadanu (postavljenu) i stvarnu vrijednost napona i daje signal regulacijskoj preklapci da mijenja prijenosni omjer transformatora (bilo na primaru, sekundaru ili u zvjezdištu) kako bi se postigla zadana vrijednost napona (bilo na primaru ili sekundaru). Sa stanovišta elektroenergetskog sustava važnije je definirati stranu kojoj se napon regulira (primar, sekundar) od mjesta na kojem će regulacijski namot u transformatoru biti konkretno izveden. Dakako, o položaju regulacijskog namota ovisе korak regulacije, postizanje prijenosnih omjera pojedinih odcjepa regulacijskog namota. Sa stanovišta sustava u cjelini izvedba i položaj regulacijskog namota nije presudan.

Regulacija napona na mrežnom autotransformatoru može se izvesti na višenaponskoj strani, niženaponskoj strani ili u zvjezdištu. Budući da je na primarnoj strani transformatora struja u pravilu manja regulacija se najčešće izvodi na primarnoj strani (serijski namot) ili u zvjezdištu. Prednost regulacije u zvjezdištu je u činjenici da je regulacijska sklopka na potencijalu zvjezdišta, odnosno na potencijalu transformatorskog kotla.

4.3. Treba li regulacija napona na 400 kV mrežnim transformatorima biti pod opterećenjem

Dugogodišnja praksa u našem sustavu pokazala je da se mogućnost regulacije napona mrežnim transformatorima 400/220 kV i 400/110 kV u beznaponskom stanju ne koristi jer je procedura promjene prijenosnog omjera transformatora složena. Promjena prijenosnih omjera bi zbog složene procedure trebala biti sezon-

ska. Prijenosni omjeri mrežnih transformatora prilagođavali bi se sezonskom opterećenju u mreži. Tako bismo imali jedan postav prijenosnih omjera za zimski režim rada, a drugi za ljetni kao što je to praksa u nekim zemljama.

Budući da su postojeći mrežni transformatori **220 / niže kV i 110 / niže kV** u našem sustavu regulacijski transformatori sa **širokim opsegom regulacije od 15 % (187 – 253 kV odnosno 93.5 – 126.5 kV) i regulacijom pod opterećenjem**, njima se mogu kompenzirati široke varijacije napona u 220 i 110 kV mreži. Stoga bi se moglo zaključiti da mrežni transformatori 400/220 kV i 400/110 kV ne bi trebali biti s regulacijom pod opterećenjem. No, sve veći broj zemalja i gotovo sve susjedne zemlje, osim Srbije i Crne Gore imaju u svojoj mreži u pogonu regulacijske transformatore posebno one 400/110 kV. Razlika u cijeni između transformatora s mogućnošću regulacije pod opterećenjem i regulacije u beznaponskom stanju stalno se smanjuje (pretpostavlja se da je regulacijski transformator 10 – 20 % skuplji).

4.4. Regulacijski transformatori ili kompenzacija prijenosne mreže?

U situaciji kada već imamo mrežne transformatore s regulacijom u beznaponskom stanju i opsegom regulacije 5 %, prijelaz na regulacijske transformatore sa širim opsegom regulacije npr. 15 % pod opterećenjem nije jednostavno. Primjene li se u mreži regulacijski transformatori koji podnose veća odstupanja primarnih napona, odgovarajuću pozornost trebat će posvetiti postojećim transformatorima s manjim dopuštenim odstupanjima primarnih napona i regulaciji napona u sustavu općenito. Po isteku životne dobi postojeći transformatori s regulacijom u beznaponskom stanju mogli bi se zamijeniti regulacijskim transformatorima s regulacijom pod opterećenjem.

Iz rezultata provrđenih analiza možemo zaključiti da se problem visokih napona efikasnije rješava kompenzacijom. Takav zaključak vrijedi posebno dok je mreža najvišeg napona bez planiranih novih izvora. Kompenzacija prigušnicom djeluje na smanjenje napona na obje strane transformatora istodobno, dok se regulacijom transformatorom poboljšanje naponskih prilika na jednoj strani postiže pogoršanjem naponskih prilika na drugoj strani i obrnuto.

4.5. Potreban opseg i korak regulacije

Potreban opseg regulacije transformatora ovisi o velikom broju utjecajnih parametara pa ga nije jednostavno procijeniti. Opseg regulacije transformatora ovisi o prilikama u sustavu (minimumu / maksimumu opterećenja sustava, angažmanu elektrana, konfiguraciji prijenosne mreže, izgrađenosti mreže, postojanju izvora na najvišem naponu, kompenzaciji itd.), ali i o reguliranoj veličini – vrijednosti napona koja se želi regulacijskim transformatorom održavati. Najčešće se opseg regulacije mrežnih transformatora pod op-

terećenjem kreće u granicama od 10 % do 15 %. Koraci regulacije biraju se između sljedećih vrijednosti 1 %, 1.25 %, 1.5 % ili 2 %. Korak regulacije ovisi o odabranom opsegu regulacije i broju položaja regulacijske preklopke. Ponekad je broj koraka regulacijske preklopke unaprijed zadan trenutno raspoloživim tipom preklopke dostupnom na tržištu, pa je za željeni opseg regulacije korak regulacije unaprijed određen.

5. ZAKLJUČAK

Provedenim analizama na modelima prijenosne mreže za 2000. i 2010. godinu utvrđena je ovisnost napona u interkonektivnim čvorištima Žerjavinec i Ernestinovo o prijenosnom omjeru interkonektivnih transformatora za dva krajnja režima koji se mogu očekivati u pogonu prijenosne mreže. Rezultati analiza pokazuju da su najutjecajniji parametri na naponske prilike: opterećenje sustava, konfiguracija prijenosne mreže i angažman elektrana. Naponske prilike bit će u granicama naponskih prilika s kakvima smo se već sretali u dosadašnjem pogonu prijenosne mreže.

Prema primjeni regulacijskih transformatora u Žerjavincu bilo određenih dvojbi, jer je ta stanica dobro umrežena između Tumbra i Ernestinova, a dobivene varijacije napona nisu toliko izražene. U Ernestinovu kao radijalno napajanoj stanici dobivene su nešto izraženije varijacije napona zbog radijalnog napajanja Slavonije, pa smo preporučili primjenu regulacijskih transformatora. Rezultat provedenih ispitivanja je logičan, prijenosna mreža na području Slavonije nije povezana sa susjednim sustavima pa mogućnosti regulacije napona transformatorima dolaze do izražaja. U povezanoj mreži dobivena odstupanja napona su manja jer se jalova snaga može vodovima prelijevati u susjedne sustave. Pri tom treba biti oprezan sa zaključcima u pogledu utjecaja susjednih sustava jer on može biti dvojak. Susjedni sustavi mogu preuzimati jalovu snagu, ali ovisno o situaciji i generirati jalovu snagu te tako dodatno pogoršati naponske prilike.

Prednost primjene regulacijskih transformatora je u mogućnosti održavanja sekundarnog napona u dopuštenim granicama uz veća dopuštena odstupanja primarnog napona zbog šireg opsega regulacije. Promjenom prijenosnog omjera regulacijskog transformatora može se međutim znatnije utjecati samo na jalovo opterećenje transformacije. Zbog prazne 400 kV mreže u početnoj fazi njenog planiranog daljnjeg razvoja, povoljnije bi bilo ugraditi regulacijske mrežne transformatore koji su dimenzionirani za širi opseg primarnih napona. Promjenom prijenosnog omjera regulacijskih transformatora međutim neće se moći znatnije utjecati na naponske prilike u 400 kV mreži. Do izgradnje novih snažnijih izvora priključenih na 400 kV povoljno bi bilo pored regulacijskih transformatora ugraditi i kompenzacijske prigušnice kako bi se moglo utjecati na naponske prilike u 400 kV mreži.

Paralelno s primjenom mrežnih transformatora s regulacijom pod opterećenjem i širim opsegom regulacije treba prilagoditi i postojeće tehničke propise koji definiraju najviši dopušteni napon u prijenosnoj mreži (mrežna pravila - grid code). Ukoliko je najviši trajno dopušteni pogonski napon 420 kV nema svrhe odabirati transformatore sa širim opsegom regulacije od postojećih $400 \pm 5\%$. Praksa međutim pokazuje da se u našoj mreži javljaju pa i toleriraju odstupanja napona sve do 440 kV. Stoga bi s obzirom na postojeću praksu vođenja i ograničene mogućnosti utjecaja na naponske prilike u mreži imalo smisla primijeniti mreže transformatore sa širim opsegom regulacije i prilagoditi propise.

Danas su TS Žerjavinec i Ernestinovo pred dovršetkom izgradnje, odnosno obnove. Nabavljeni su i ugrađeni transformatori s regulacijom pod opterećenjem $400+16\%-11\%/115/10.5$ kV nazivne snage 300 MVA. Regulacijska preklopka s 25 položaja smještena je u zvjezdistu transformatora. U TS Žerjavinec ugrađen je i transformator s regulacijom pod opterećenjem $400+16\% -9\%/231/(10.5)$ kV nazivne snage 400 MVA s mogućnošću poprečne regulacije. Nova mrežna pravila kojima se propisuju dopuštena odstupanja napona u prijenosnoj mreži još su u postupku donošenja.

LITERATURA

- [1] G. JERBIĆ: "TS 400/220/110 kV žerjavinec regulacija napona na transformatorima 400/220 kV 400 mVA i 400/110 kV, 300 mVA", Institut za elektroprivredu i energetiku dd, Zagreb, Studija lipanj 1998. godine
- [2] G. JERBIĆ: "Istraživanje potrebe ugradnje transformatora 400/110 kv i 400/220 kv s regulacijom pod teretom i/ili prigušnice na 110 kV sabirnicama u TS 400/110 kV - 400/220 kV Ernestinovo", Institut za elektroprivredu i energetiku dd, Zagreb, Studija studeni 1998. godine

- [3] G. JERBIĆ: "istraživanje naponskih prilika na južnom 400 kv potezu elektroenergetskog sustava hrvatske pri uključivanju u isti te na uvozni ugljen - Lukovo šugarje, snage 1×350 mW (2×350 mW) na pragu", Institut za elektroprivredu i energetiku dd, Zagreb, Studija travanj 1999. godine

VOLTAGE CIRCUMSTANCES IN TRANSMISSION NETWORK AND VOLTAGE REGULATION BY NETWORK TRANSFORMERS

Analysis results of 400/220 kV and 400/110 kV network transformers' transformation rate change on voltage circumstances in inter connection nodes are given. Some problems connected to voltage regulation by network transformers are stressed as well as the way of choice and transformation regulation range in 400/220/110 kV Žerjavinec and Ernestinovo transformer stations.

ABHÄNGIGKEIT DER IM ÜBERTRAGUNGSNETZ BESTEHENDEN SPANNUNGSMÜNDIGKEITEN VON DER SPANNUNGSREGELUNG AN NETZUMSPANNERN

Dargestellt sind Ergebnisse der Nachforschung von Einflüssen einer Änderung der Übertragungsverhältnisse von Netzumspannern 400/220 kV und 400/110 kV auf Spannungsumstände in Knotenpunkten der Interkonnektionen. Betont wurden manche Fragen im Bezug auf die Spannungsregelung von Netzumspannern, sowie die Wahl von Art und Umfang der Umspannerregelung in den 400/220/110 kV Umspannerwerken "Žerjavinec" und "Ernestinovo".

Naslov pisca:

Goran Jerbić, dipl. ing.
Institut za elektroprivredu i energetiku d.d.
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2003 - 07 - 17.

VIJESTI IZ ELEKTROPRIVREDE I OKRUŽENJA

TRGOVAČKA DRUŠTVA HEP GRUPE DOBILA DOZVOLE ZA OBAVLJANJE ENERGETSKIH DJELATNOSTI

Izdavanje dozvole za obavljanje energetske djelatnosti regulirano je Zakonom o energiji i Pravilnikom o uvjetima za obavljanje energetske djelatnosti. U članku 15. Zakona o energiji taksativno su navedene djelatnosti koje se smatraju energetske.

Energetski subjekti mogu započeti obavljati energetske djelatnosti samo na temelju dozvole kojom se dozvoljava obavljanje te djelatnosti, a koju izdaje Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti.

Dozvola za obavljanje energetske djelatnosti izdaje se za određeno razdoblje, ovisno o vrsti i kapacitetu energetske djelatnosti. Ona se isto tako može oduzeti privremeno ili

trajno u slučaju da energetski subjekt ne ispunjava zakonom predviđene uvjete. Razdoblje za koje se izdaje dozvola utvrđeno je u Uredbi Vlade RH (NN 116 od 3.10.2002.).

Uvjeti za izdavanje dozvole za obavljanje energetske djelatnosti propisani su Pravilnikom o uvjetima za obavljanje energetske djelatnosti (članci 4. do 18.). Naime, energetski subjekt mora udovoljavati uvjetima tehničke i financijske kvalificiranosti i stručne osposobljenosti. Isto tako mora ispunjavati uvjet da mu članovi uprave nisu bili u posljednjih pet godina pravomoćno osuđeni za kazneno djelo povezano s obavljanjem energetske djelatnosti.

Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti vodi zbirni registar dozvola koji je javan.

Krajem prosinca 2003. godine trgovačka društva HEP grupe dobila su dozvole za obavljanje energetske djelatnosti kako je u tablici navedeno.

Redni broj	Energetska djelatnost (čl. 15. Zakona o energiji)	Naziv, sjedište i adresa pravne osobe	Matični broj	Registarski broj dozvole	Datum upisa u registar dozvola	Razdoblje za koje se izdaje dozvola (godina)
1.	Proizvodnja električne energije	HEP Proizvodnja d.o.o. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080434256	080434256-0024-01/03	10.12.2003.	15
2.	Prijenos električne energije	HEP Prijenos d.o.o. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080434125	080434125-0023-02/03	10.12.2003.	15
3.	Distribucija električne energije	HEP Distribucija d.o.o. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080434230	080434230-0035-03/03	12.12.2003.	15
4.	Opskrba električnom energijom	HEP Opskrba d.o.o. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080453206	080453206-0038-04/03	12.12.2003.	3
5.	Vođenje elektroenergetskog sustava	Hrvatski nezavisni operator sustava i tržišta d.o.o. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080418753	080418753-0036-05/03	12.12.2003.	5
6.	Organiziranje tržišta električnom energijom	Hrvatski nezavisni operator sustava i tržišta d.o.o. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080418753	080418753-0036-06/03	12.12.2003.	5
7.	Dobava plina	–	–	–	–	–
8.	Transport plina	–	–	–	–	–
9.	Distribucija plina	HEP Plin d.o.o. Cara Hadrijana 7 31000 Osijek	030070500	030070500-0026-09/03	10.12.2003.	15
10.	Proizvodnja naftnih derivata	–	–	–	–	–
11.	Transport nafte naftovodima	–	–	–	–	–
11a.	Transport nafte drugim oblicima transporta	–	–	–	–	–
12.	Transport naftnih derivata produktovodima	–	–	–	–	–

Redni broj	Energetska djelatnost (čl. 15. Zakona o energiji)	Naziv, sjedište i adresa pravne osobe	Matični broj	Registarski broj dozvole	Datum upisa u registar dozvola	Razdoblje za koje se izdaje dozvola (godina)
12a.	Transport naftnih derivata drugim oblicima transporta	–	–	–	–	–
13.	Trgovina na veliko naftnim derivatima	–	–	–	–	–
14.	Trgovina na malo naftnim derivatima	–	–	–	–	–
15.	Skladištenje nafte i naftnih derivata	–	–	–	–	–
16.	Proizvodnja toplinske energije	HEP Proizvodnja d.o.o. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080434256	080434256-0025-16/03	10.12.2003.	15
		HEP Toplinarstvo d.o.o. Miševačka 15/a 10000 Zagreb	080396278	080396278-0031-16/03	11.12.2003.	15
17.	Distribucija toplinske energije	Toplinarstvo Sisak d.o.o. Čret bb 44000 Sisak	080244450	080244450-0028-17/03	10.12.2003.	15
		HEP Toplinarstvo d.o.o. Miševačka 15/a 10000 Zagreb	080396278	080396278-0032-17/03	11.12.2003.	15
18.	Opskrba toplinskom energijom	Toplinarstvo Sisak d.o.o. Čret bb 44000 Sisak	080244450	080244450-0028-18/03	10.12.2003.	15
		HEP Toplinarstvo d.o.o. Miševačka 15/a 10000 Zagreb	080396278	080396278-0032-18/03	11.12.2003.	15
19.	Trgovanje, posredovanje i zastupanje na tržištu energije	Hrvatska elektroprivreda d.d. Ulica grada Vukovara 37 10000 Zagreb	080004306	080004306-0022-19/03	10.12.2003.	15
20.	Transport i skladištenje ukapljenog prirodnog plina (UPP)	–	–	–	–	–
21.	Trgovina na veliko i malo ukapljenim naftnim plinom (UNP)	–	–	–	–	–
22.	Trgovina na veliko ukapljenim prirodnim plinom (UPP)	–	–	–	–	–

SBK

NAKNADE ZA KORIŠTENJE PRIJENOSNE I DISTRIBUCIJSKE MREŽE

Prema Zakonu o tržištu električne energije (članak 12.) Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti na prijedlog energetske subjekata za prijenos i distribuciju električne energije utvrđuje iznos naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže. Elementi i struktura naknada utvrđeni su u Pravilniku o načinu i kriterijima za utvrđivanje iznosa naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže (NN 109/2003). Za utvrđivanje naknade koristi se netrantsakcijska metoda poštanske marke, tj. sustav jedinstvenog obračunavanja korištenja mreža bez obzira na dužinu prijenosnog ili distribucijskog puta, odnosno neovisno o broju pojedinačnih transakcija.

Naknade (članak 10.) se sastoje od:

- Naknada za korištenje mreža koje se sastoje od:
 - udjela naknade za korištenje prijenosne mreže
 - udjela naknade za korištenje distribucijske mreže
 - udjela za usluge sustava
 - udjela za pokriće tehničkih gubitaka prijenosa i distribucije.
- Naknade mogu obuhvatiti (ako je tako zakonom uređeno) i:
 - naknadu za rad Vijeća za regulaciju
 - naknadu za rad operatora sustava i tržišta
 - naknadu za dispečiranje povlaštene proizvodnje
 - dodatak za poticaj povlaštenim proizvođačima
 - dodatak za evidentiranje ugovora na organiziranom tržištu električne energije.

Podjela korisnika izvršena je prema naponskim razinama prijenosne, odnosno distribucijske mreže prema člancima 26. i 27. Pravilnika o načinima i kriterijima.

Vijeće za regulaciju energetskih djelatnosti utvrdilo je u listopadu 2003. godine iznose naknada za korištenje prijenosne i distribucijske mreže.

Naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže uključuju naknade za pokriće troškova tehničkih gubitaka i naknade za pokriće troškova osiguranja pomoćnih usluga sustava.

Iznosi naknada koji se primjenjuju od 1. studenog 2003. godine prikazani su u tablicama 1. i 2.

Tablica 1. Naknade za korištenje prijenosne mreže

Naponska razina	Radna snaga (kn/kW)	Prenesena radna energija (kn/kWh)			Stalna mjesečna naknada (kn)	Prekomjerno preuzeta jalova energija (kn/kVAr)
		Dvotarifno mjerenje		Jednotarifno mjerenje		
		VT	NT			
VN	16,20	0,0260	0,0130	–	35,00	0,10
SN	16,20	0,0260	0,0130	–	–	–
NN	16,20	0,0260	0,0130	–	–	–
NN bez mjerenja snage	–	0,0620	0,0310	0,0560	–	–

Tablica 2. Naknade za korištenje distribucijske mreže

Naponska razina	Radna snaga (kn/kW)	Prenesena radna energija (kn/kWh)			Stalna mjesečna naknada (kn)	Prekomjerno preuzeta jalova energija (kn/kVAr)
		Dvotarifno mjerenje		Jednotarifno mjerenje		
		VT	NT			
VN	–	–	–	–	–	–
SN	9,49	0,0540	0,0270	–	35,00	0,10
NN	13,80	0,1880	0,0940	–	20,00	0,10
NN bez mjerenja snage	–	0,2620	0,1310	0,2380	5,00	–

Za kućanstva, u kategoriji niskog napona koja koriste crni tarifni model obračunavaju se naknade za korištenje prijenosne i distribucijske mreže na način da se za prenesenu radnu energiju primjenjuju stavke koje se odnose na niski napon bez mjerenja snage i to u nižoj tarifi (NT).

SBK

PRAVILNIK O ZAŠTITI NA RADU HEP PROIZVODNJE d.o.o.

U prosincu 2003. godine trgovačko društvo s ograničenom odgovornošću HEP Proizvodnja d.o.o. donijelo je novi Pravilnik o zaštiti na radu, čijim stupanjem na snagu prestaje vrijediti u tom trgovačkom društvu Pravilnik o zaštiti na radu i njegovi prilozi (Bilten HEP-a broj 65) koji su odlukom o preuzimanju općih akata (Bilten HEP-a broj 108) preuzeti kao opći akti HEP Proizvodnje d.o.o.

Novi Pravilnik objavljen je u Biltenu HEP-a broj 129., 30. prosinca 2003. godine. Pravilnikom se:

- uređuje organizacija provođenja zaštite na radu
- uređuju pravila zaštite na radu
- uređuju prava, obveze i odgovornosti ovlaštenika i radnika HEP Proizvodnje d.o.o.
- utvrđuju obveze pojedinih dijelova Društva koji su u okviru svoje djelatnosti dužni uređivati i provoditi

- uređuje ustroj Službe zaštite na radu, Odbora zaštite na radu i izbor povjerenika radnika za zaštitu na radu.

Dok se ne donesu novi prilozi, vrijede dosadašnji prilozi iz prethodnog Pravilnika.

Na razini društva HEP Proizvodnja d.o.o. donijet će se prilozi koji će biti sastavni dio novog Pravilnika (članak 4.):

- Pravila i mjere sigurnosti na radu na termoeenergetskim, hidroenergetskim i drugim elektroenergetskim postrojenjima
- Program osposobljavanja za rad na siguran način, sustav, plan i metode osposobljavanja

- Pravila o nabavi, nadzoru, održavanju i ispitivanju sredstava rada i zaštitne opreme
- Pravila o osobnim zaštitnim sredstvima, norme, nabava, korištenje i održavanje
- Opća pravila o nadzoru pri izgradnji, rekonstrukciji ili remontu objekata i postrojenja
- Opća pravila o zaštiti na radu vezano za rad vanjskih izvođača radova
- Pravila o poslovima s posebnim uvjetima.

Na razini područja i pogona (članak 5.) donose se:

- Planovi evakuacije i spašavanja
- Planovi pružanja prve i medicinske pomoći
- Upute za rad na siguran način
- Tablični pregled korištenja osobnih i kolektivnih zaštitnih sredstava.

Organizacija uređivanja i provođenja zaštite na radu utvrđena je u člancima 7. do 32.

Služba zaštite na radu i zaštite od požara organizacijski je smještena uz direktora društva.

Direktor Društva organizira, uređuje i osigurava primjenu za sve poslove zaštite na radu. On može prenijeti poslove zaštite na radu na ovlaštenu osobu, tzv. **ovlaštenika** unutar sektora, područja i pogona (direktori). Ovlaštenici mogu osnovati stručne radne skupine zaštite na radu od stručnjaka za zaštitu na radu. **Stručnjaci zaštite na radu** moraju imati odgovara-

jući stupanj stručne spreme i radno iskustvo te položen stručni ispit u skladu s ovim Pravilnikom i Zakonom o zaštiti na radu (NN 59/96, 94/96, 114/2002).

Rukovodni radnici u sektorima, područjima, pogonima, odjelima i odsjecima također obavljaju poslove zaštite na radu u okviru svojih ovlasti i odgovornosti.

Također se imenuju i stručna tijela: središnji odbor zaštite na radu i odbori za zaštitu na radu.

Direktor društva imenuje **Središnji odbor** zaštite na radu koji djeluje na razini Društva. **Odbore** za zaštitu na radu na razini područja ili pogona imenuju direktori tih organizacijskih jedinica i oni djeluju na razini područja ili pogona.

Sindikati biraju i imenuju **povjerenike radnika za zaštitu** na radu po područjima i pogonima.

Svi radnici dužni su se osposobljavati iz zaštite na radu u dijelu koji se odnosi na njihovo radno mjesto. Osposobljavanje za siguran rad sastoji se od teoretskog i praktičnog dijela. Provjera teoretskog dijela znanja provodi se testovima znanja, dok se provjera praktične osposobljenosti provodi promatranjem i ocjenom radnih postupaka te primjeni teoretskog dijela znanja na radnom mjestu. Provjeri znanja može se pristupiti tri puta te ukoliko se ni tada ne zadovolji slijedi raspored na drugo radno mjesto (ako prođe provjeru za novo radno mjesto) ili raskid ugovora o radu.

Nad provođenjem poslova zaštite na radu temeljem Zakona o zaštiti na radu i drugih akata **tijela inspekcije rada** provode **vanjski nadzor**. Također se provodi i **unutrašnji nadzor**.

SBK

PRAVILA DJELOVANJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Operator tržišta električne energije donio je Pravila djelovanja tržišta električne energije, koja su objavljena u Narodnim novinama broj 193. od 9. prosinca 2003.

Prema općim odredbama Pravila, u Republici Hrvatskoj postoji jedno tržište električne energije te su Pravila obvezujuća za sve sudionike na tržištu električne energije. Ovim Pravilima se:

- uređuje stjecanje položaja povlaštenog kupca električne energije
- utvrđuju se aktivnosti Operatora tržišta i Operatora sustava na tržištu električne energije
- definiraju se bilančne grupe
- navode se vrste ugovora na tržištu električne energije
- utvrđuje se:
 - postupak odobrenja i upisa bilateralnog ugovora
 - postupak izmjene tjednog bilateralnog rasporeda i dnevno planiranje rada tržišta
 - postupak izmjene Ugovornog rasporeda tijekom dana trgovanja
 - postupak prikupljanja i provjere mjernih podataka o prometu električne energije te
 - način obračuna i fakturiranja trgovanja električnom energijom.

Osim terminologije utvrđene energetske zakonima koriste se i izrazi koji se zbog lakšeg praćenja daju nastavno (Član 4.).

Bilateralni dnevni raspored je dio bilateralnog ugovora koji sadrži plan dnevne isporuke i/ili potrošnje električne energije po satima za jedan dan trgovanja.

Bilateralni tjedni raspored je raspored koji sadrži plan tjedne isporuke i/ili potrošnje električne energije po danima i satima za jedan tjedan trgovanja, kojeg Operator tržišta izrađuje na temelju dnevnog dijagrama kupnje ili prodaje iz bilateralnog ugovora.

Bilančna grupa je grupa kupaca, opskrbljivača i/ili dobavljača osnovana radi smanjenja troškova za energiju uravnoteženja.

Dobavljač električne energije (u daljnjem tekstu: Dobavljač) je proizvođač električne energije ili trgovac električnom energijom.

Elektroenergetski sustav je skup međusobno povezanih elektrana, mreža i trošila;

Energija uravnoteženja je razlika između stvarno isporučene ili preuzete električne energije i električne energije iz Obračunskog rasporeda.

Izvanredna okolnost je poremećaj ili opasnost od poremećaja u radu vlastitog ili susjednih elektroenergetskih sustava, najavljuje otkazivanje bilateralnih ugovora o kupoprodaji električne energije te druge okolnosti koje ugrožavaju sigurnost rada elektroenergetskog sustava i djelovanje tržišta električne energije.

Obračunski raspored je raspored koji sadrži Ugovorni raspored dopunjen nabavom i isporukom energije uravnoteženja prema nalogima Operatora sustava.

Obračunsko mjerno mjesto (u daljnjem tekstu: mjerno mjesto) je mjesto na kojem se, pomoću brojila i ostalih uređaja, mjere parametri električne energije radi obračuna.

Obračunsko razdoblje je razdoblje od jednog mjeseca trgovanja radi obračuna prometa električne energije i izračuna plaćanja između operativnih sudionika na tržištu električne energije. Pojedini mjesec trgovanja odnosi se na kalendarski mjesec.

Operativni tržišni sudionik je sudionik na tržištu električne energije koji ima sklopljen ugovor o kupoprodaji električne energije i/ili ugovor o energiji uravnoteženja i upisan je u Upisnik operativnih tržišnih sudionika.

Opskrbljivač je energetske subjekt koji obavlja djelatnost opskrbe električnom energijom.

Opskrbljivač tarifnih kupaca je energetske subjekt koji ima obvezu javne usluge opskrbe tarifnih kupaca.

Plan rada sustava sadrži plan satnih količina proizvodnje i razmjene električne energije za tarifne i povlaštene kupce, količinu električne energije za usluge sustava, količinu električne energije za pokriće gubitaka u prijenosnoj mreži, tranzite električne energije i program kompenzacije odstupanja razmjene hrvatskog elektroenergetskog sustava.

Proizvođač je energetske subjekt koji proizvodi električnu energiju u skladu sa Zakonom o energiji.

Razdoblje trgovanja je razdoblje od jednog sata, dana ili tjedna trgovanja, za koje se izrađuje Ugovorni raspored i utvrđuje količina energije uravnoteženja. Pojedini tjedan trgovanja počinje u petak u 00.00 sati i traje do sljedećeg petka u 00.00 sati.

Sudionik na tržištu električne energije (u daljnjem tekstu: tržišni sudionik) je energetske subjekt koji posjeduje dozvolu za obavljanje jedne ili više energetske djelatnosti: vođenja elektroenergetskog sustava, organiziranja tržišta električne energije, proizvodnje električne energije, prijenosa električne energije, distribucije električne energije, opskrbe električnom energijom te trgovanja, posredovanja i zastupanja na

tržištu električne energije. Tržišni sudionik je i povlašten kupac električne energije, voditelj bilančne grupe i proizvođač s proizvodnim objektom snage do 5 MW.

Tržišni plan je plan potrošnje tarifnih kupaca, plan potrošnje povlaštenih kupaca utvrđen temeljem Bilateralnih dnevnih rasporeda te plan nabave električne energije za zadovoljenje ukupne planirane potrošnje.

Ugovorni raspored je raspored za dan trgovanja koji sadrži plan satnih količina električne energije opskrbljivača iskazanih u ukupnom iznosu po kupcima i dobavljačima te satnih količina električne energije dobavljača iskazanih ukupno i po opskrbljivačima.

Voditelj bilančne grupe je energetska subjekt koji posjeduje dozvolu za obavljanje djelatnosti trgovanja, posredovanja i zastupanja na tržištu električne energije. Voditelj bilančne grupe predstavlja bilančnu grupu prema Operatoru tržišta i ostalim tržišnim sudionicima, ugovara energiju uravnoteženja za bilančnu grupu te obavlja obračun i fakturiranje energije uravnoteženja unutar bilančne grupe.

Svrha i cilj ovih Pravila (članci 5. i 6.) je stvaranje uvjeta za djelovanje i razvoj tržišta električne energije, temeljem načela neovisnosti, razvidnosti i objektivnosti te uređenje odnosa i odvijanja aktivnosti na tržištu električne energije kao i utvrđivanje obveza i odgovornosti tržišnih sudionika u trgovanju električnom energijom.

Stjecanje položaja tržišnog sudionika i povlaštenog kupca utvrđeno je u člancima 7. do 10. Prema članku 7. položaj tržišnog sudionika stječe svaki energetska subjekt koji posjeduje dozvolu za obavljanje energetske djelatnosti na tržištu električne energije.

Položaj povlaštenog kupca (članak 8.) stječe kupac čija je godišnja potrošnja u prošloj ili tekućoj kalendarskoj godini veća od praga propisanog Zakonom o tržištu električne energije ili odlukom Vlade Republike Hrvatske.

U člancima 11. i 12. utvrđeni su poslovi operatora tržišta i operatora sustava.

Osim poslova navedenih u Zakonu o tržištu električne energije (NN 68/01), Operator tržišta u skladu s ovim Pravilima obavlja sljedeće poslove (članak 11.):

- izrađuje Tržišni plan
- vodi Upisnik operativnih tržišnih sudionika
- zaključuje i provodi bilateralne ugovore o kupoprodaji električne energije s povlaštenim proizvođačima i bilateralne ugovore o energiji uravnoteženja
- izvješćuje Vijeće za regulaciju o djelovanju tržišta električne energije
- analizira rad tržišta i predlaže mjere za unaprjeđenje njegova rada.

Osim poslova navedenih u Zakonu o tržištu električne energije (NN 68/01), Operator sustava u skladu s ovim Pravilima obavlja sljedeće poslove (članak 12.):

- provjerava tehničku izvedivost Tržišnog plana
- osigurava dopunske usluge sustava i snagu potrebnu za pokriće gubitaka u prijenosnoj mreži
- odobrava i provodi tranzite električne energije
- računa odstupanje te izrađuje i provodi program kompenzacije odstupanja razmjene hrvatskog elektroenergetskog sustava
- izrađuje i provodi Plan rada sustava
- provjerava i provodi zahtjeve operativnih tržišnih sudionika za promjenom količine proizvodnje, potrošnje i

razmjene električne energije u skladu s tehničkim mogućnostima i očuvanjem sigurnosti rada elektroenergetskog sustava.

U člancima 13. do 19. definiran je tranzit električne energije. Operator sustava odobrava tranzit električne energije i s energetska subjektom za prijenos električne energije zaključuje ugovor o tranzitu električne energije sa zainteresiranom stranom. Nadalje su definirani ugovor, naknada za tranzit, uvjeti, rokovi i način plaćanja.

Bilančne grupe definirane su u člancima 20. do 26. Prema članku 20. operativni tržišni sudionici mogu se udružiti i osnovati bilančnu grupu po zemljopisnim područjima. U ostalim člancima definirani su organizacija i pravila rada bilančne grupe.

U članku 27. definirane su vrste ugovora na tržištu električne energije. Prema tome postoje sljedeći ugovori:

- ugovor o priključenju na mrežu
- ugovor o korištenju
- bilateralni ugovor o kupoprodaji električne energije između operativnih tržišnih sudionika: povlaštenog kupca i opskrbljivača, opskrbljivača i dobavljača te između dva dobavljača
- dodatni ugovor o opskrbi između opskrbljivača povlaštenog kupca i Opskrbljivača tarifnih kupaca kojim se jamči opskrba povlaštenog kupca u izvanrednim okolnostima
- bilateralni ugovor o energiji uravnoteženja koji Operator tržišta sklapa s dobavljačem, opskrbljivačem ili voditeljem bilančne grupe
- bilateralni ugovor o nabavi snage i energije uravnoteženja između Operatora tržišta i dobavljača energije uravnoteženja
- bilateralni ugovori o nabavi električne energije između Operatora tržišta i povlaštenih proizvođača
- bilateralni ugovor o prodaji električne energije nabavljene od povlaštenih proizvođača između Operatora tržišta i Opskrbljivača tarifnih kupaca
- ugovor o osnivanju bilančne grupe između tržišnih sudionika
- ugovor o međusobnim odnosima, pravima i obvezama između voditelja bilančne grupe i člana bilančne grupe
- bilateralni ugovor o nabavi električne energije za tarifne kupce između opskrbljivača tarifnih kupaca i nositelja javne usluge proizvodnje za tarifne kupce
- ostali ugovori.

Odobrenje i upis bilateralnog ugovora definirani su u člancima 28. do 35. U dodacima Pravilima dani su odgovarajući obrasci.

Izmjena bilateralnog tjednog rasporeda, dnevno planiranje rada tržišta za dan unaprijed te izmjene ugovornog rasporeda tijekom dana trgovanja prikazani su u člancima 36. do 38., 39. do 47. te 48. do 52.

Mjerenje, prikupljanje i provjera obračunskih mjernih podataka prometa električne energije definirano je u člancima 53. do 59.

Prema članku 53. sva mjerna mjesta moraju biti opremljena uređajima za mjerenje električne energije u skladu s Energetskim zakonima, Općim uvjetima o opskrbi električnom energijom, Mrežnim pravilima hrvatskog elektroenergetskog sustava i ostalim propisima koji se odnose na mjerenje električne energije u Republici Hrvatskoj.

Obračun i fakturiranje prometa električne energije definirani su u člancima 60. do 70.

Prema članku 60. Operator tržišta obračunava i fakturira promet električne energije uravnoteženja i proizvedene električne energije povlaštenih proizvođača. U ostalim člancima do 70. definira se obveza, rokovi, način i pravila obračuna, naknade i plaćanja.

U člancima 71. do 72. definiran je način izmjena i dopuna ovih Pravila.

U prijelaznim i završnim odredbama (članci 73. do 81.) utvrđuje se da prijelazno razdoblje rada tržišta električne energije traje godinu dana. O eventualnoj promjeni trajanja odlučuje Operator tržišta uz suglasnost Vijeća za regulaciju energetske djelatnosti.

Prema članku 76. Operator tržišta i Operator sustava organizacijski su dijelovi trgovačkog društva Hrvatski nezavisni operator sustava i tržišta d.o.o.

SBK

POTPISAN NOVI KOLEKTIVNI UGOVOR

Krajem siječnja **potpisan** je novi **Kolektivni ugovor** između Uprave HEP-a i Hrvatskog elektrogospodarskog sindikata (HES). Iako ugovor nisu potpisali ostali sindikati u HEP-u, **Kolektivni ugovor će se primjenjivati na sve radnike**, bez obzira jesu li članovi sindikata potpisnika ugovora. Naime, direktori svih trgovačkih društava kćeri HEP grupe potpisali su odluku da će se Kolektivni ugovor primjenjivati na sve radnike HEP grupe.

Novi Kolektivni ugovor vrijedi za razdoblje od 1. siječnja 2004. godine do 31. prosinca 2005. godine, dakle dvije godine bez produženja primjene. Stupa na snagu i primjenjuje se od 1. siječnja 2004. godine.

Nastavno se daju neke od važnijih promjena u odnosu na stari Kolektivni ugovor.

Pri restrukturiranju i privatizaciji trgovačkih društava HEP grupe produžuje se vrijeme preuzimanja radnika u slučaju prestanka rada novog trgovačkog društva s **dvije na tri** godine.

Radnik koji radi **šest** sati dnevno (prije puno radno vrijeme) ima pravo na stanku od **polu** sata, što proizlazi iz usklađivanja s izmjenom Zakona o radu.

Proširuju se posebni uvjeti rada s naslova prava na 3 radna dana pri određivanju godišnjeg odmora za: **rad u trećoj zoni opasnosti od strujnog udara, rad s aparatima za varenje i rad u uvjetima pod pritiskom pare i zraka.**

Što se tiče vrijednosti boda, on se **povećava na 5,00 kuna bruto**, umjesto dosadašnjih **4,60 kuna bruto** i primjenjuje se od 1. siječnja 2004. godine.

Dodatak za godišnji odmor povećava se s najmanje **1.000 kuna** neto na najmanje **1.200 kuna** neto po radniku.

Ispata prigodom Božića i Uskrsa ostaje kao i dosada: **najmanje 1.000 kuna neto za Božić i 400 kuna neto za Uskrs.**

Odredba o naknadi plaće za vrijeme bolovanja dopunjuje se novom stavkom prema kojoj će poslodavac kod bolovanja koje je prouzročeno ozljedom na radu ili profesionalnim oboljenjem radniku obračunati i **isplatiti eventualnu razliku između naknade koju refundira HZZO i naknade koja ide na teret sredstava za bruto plaće.**

Nadalje, izvanredna pomoć za **smrt supruga/supruge ili djeteta radnika povećava** se sa 3.000 kuna na **5.000 kuna.**

Radnik kojemu nedostaje 5 godina do 65 godina života i 20 godina staža **zadržava koeficijent radnog mjesta** za koje je

imao sklopljen ugovor o radu u mjesecu koji prethodi mjesecu u kojem je stekao pravo.

Radnik koji radi skraćeno radno vrijeme ima pravo na puni iznos dodatka na prehranu.

U novom Kolektivnom ugovoru uvedena je i klauzula da **svaka stranka može otkazati Kolektivni ugovor, ali ne prije 28. veljače 2005. godine s otkaznim rokom od 90 dana.**

SBK

PRAVILNIK O ZAŠTITI OD ELEKTROMAGNETSKOG POLJA

Pravilnik uređuje granične razine elektromagnetskih polja, postupke njihova provjeravanja i uvjete za dobivanje ovlasti za obavljanje tih postupaka, kao i posebne zahtjeve za uređaje, postrojenja i građevine koje su izvori elektromagnetskih polja ili sadrže izvore elektromagnetskih polja.

Pravilnik se izričito odnosi (i) na nadzemne ili kabelaške elektroenergetske vodove za prijenos ili distribuciju električne energije napona većeg od 1 kV, kao *izvori elektromagnetskih polja*, frekvencije 50 herca. Pri tome, *novi izvor* je onaj koji na dan stupanja na snagu Pravilnika nije imao pravovaljanu dozvolu za rad ili svaki izvor nakon rekonstrukcije. *Zatečeni izvor* je onaj koji je na dan stupanja na snagu Pravilnika imao pravovaljanu dozvolu za rad prema propisima koji su vrijedili prije stupanja na snagu ovog Pravilnika.

Područja povećane osjetljivosti prema elektromagnetskom zračenju su: područja stambenih zona, škole, vrtići, rodilišta, bolnice, turistički objekti, te dječja igrališta, u kojima se osobe mogu zadržavati i 24 sata dnevno. *Područja profesionalne izloženosti* su područja radnih mjesta koja nisu u području povećane osjetljivosti i na kojima se pojedinci mogu zadržavati do 8 sati dnevno.

Konačno, *značajan izvor elektromagnetskog polja* pojedine frekvencije jest onaj čije elektromagnetsko polje u području povećane osjetljivosti, ili u području profesionalne izloženosti, doseže barem 10% iznosa granične razine.

Ako je boravak ljudi u području profesionalne izloženosti kontroliran i vremenski ograničen, razine elektromagnetskog polja *smiju prelaziti granične razine*, ako su mjera dopuštenog prekoračenja tih razina i maksimalno dopušteno trajanje boravka utvrđeni posebnim propisom.

Svaki stacionarni izvor elektromagnetskog polja pri uporabi morat će imati valjano izvješće o mjerenjima elektromagnetskog polja, izdano od ovlaštene pravne osobe, kojim se potvrđuje da razine elektromagnetskih polja u okolini izvora pri njegovu radu zadovoljavaju uvjete iz Pravilnika. Ako se mjenjem utvrdi nezadovoljavajuće stanje, naredit će se rekonstrukcija ili smanjenje opterećenja ili prestanak rada objekta. Takva mjerenja moraju se za sve objekte provoditi *jednput svake druge godine.*

Rekonstrukcija izvora elektromagnetskog polja obavit će se mjerama koje su tehnički i operativno moguće te gospodarski prihvatljive, u roku od *najviše godinu dana* od dana uručenja rješenja kojim se naređuje rekonstrukciju izvora.

Investitor izgradnje novog izvora dužan je za izgradnju pribaviti odobrenje ministra zdravstva, na temelju proračuna očekivanih vrijednosti elektromagnetskog polja na mjestima povećane osjetljivosti te na mjestima profesionalne osjetljivosti.

Korisnik izvora elektromagnetskog polja za uporabu toga izvora mora pribaviti odobrenje ministra zdravstva. Odobrenje se izdaje na temelju izvješća o *prvim mjerenjima* razina elek-

tromagnetskih polja u okolini stacionarnog izvora, s mišljenjem o udovoljavanju uvjetima Pravilnika, izdanim od ovlaštene pravne osobe.

Korisnik zatečenog izvora elektromagnetskog polja, koji nema odobrenje ministra zdravstva, mora obaviti prva mjerenja razina elektromagnetskih polja u okolini tog izvora te najkasnije *u roku od dvije godine* od dana stupanja na snagu Pravilnika dostaviti Ministarstvu zdravstva zahtjev za izdavanjem odobrenja za rad.

U slučaju da su tijekom dva uzastopna periodička mjerenja u okolini izvora elektromagnetskog polja izmjerene razine elektromagnetskih polja, koje su manje od 10% iznosa graničnih razina, ministar zdravstva može vlasnika ili korisnika tog izvora, na njegov zahtjev, osloboditi obveze obavljanja periodičkih mjerenja, sve do eventualne rekonstrukcije dotičnog izvora.

Radi davanja potvrde o stručnoj i tehničkoj kompetenciji, na zahtjev zainteresirane pravne osobe ocjenjuje se osposobljenost i opremljenost pravne osobe za mjerenja i procjenu elektromagnetskih polja u skladu s odredbama Pravilnika.

Korisnik više od 300 zatečenih stacionarnih izvora elektromagnetskog polja, dužan je u roku od 12 mjeseci od dana stu-

panja na snagu Pravilnika Ministarstvu zdravstva dostaviti vjerodostojnu *Studiju važnosti korištenih izvora* s obzirom na razine emitiranih elektromagnetskih polja, izradenu od strane od korisnika neovisne stručne osobe.

Na temelju rezultata studije, ministar zdravstva može produžiti rok za izvedbu prvih mjerenja. Također, na temelju rezultata te studije, ministar zdravstva može pravnu osobu osloboditi obveze obavljanja periodičkih mjerenja, ili čak prvih mjerenja elektromagnetskih polja u okolini pojedinih izvora za koje se studijom pokaže da u područjima povećane osjetljivosti i profesionalne izloženosti stvaraju elektromagnetska polja razina značajno nižih od graničnih razina.

Navedimo, samo radi ilustracije, da su granične razine polja za područja profesionalne izloženosti za frekvenciju 50 herca: 5 kV/m za električna polja i 100 mikrotlesla za magnetsku indukciju. Za područja povećane osjetljivosti te se vrijednosti niže: 2 kV/m za električna polja i 40 mikrotlesla za magnetsku indukciju.

Pravilnik je stupio na snagu osmoga dana od dana objave u "Narodnim novinama", dakle 16. prosinca 2003. godine.

NN 204/2003.

MK

IZ STRANE STRUČNE LITERATURE

VODIKOVA TEHNOLOGIJA I OKOLIŠ

Njemačka grupa kemičara za okoliš i ekologiju smatra da treba razviti i upotrijebiti sve mogućnosti kako bi se utvrdio utjecaj nove tehnologije vodika na okoliš.

Stručnjaci kalifornijskog instituta za tehnologiju zaključili su da za sada nema ova tehnologija neki loš utjecaj na okoliš, ali emisija je još danas tolika da se ne može kvantificirati. Zbog toga su stručnjaci sveučilišta pošli od iskustva uporabe zemnog plina. Pokazalo se da oslobođeni vodik nema nikakvog utjecaja u troposferi, ali u stratosferi stvara vodenu paru. Modelni računi pokazuju da se time stratosfera hladi, što pojačava uništenje ozona.

Istraživači upozoravaju na sekundarne pojave, koje se danas mogu samo procijeniti.

Njemačka radna grupa kemičara ukazuje na veliku važnost ovih istraživanja i njihovih rezultata na kojima treba dalje raditi.

EW, god. 102(2003), broj 19

Mrk

NJEMAČKA SPREMNA ZA IZVOZ VJETROELEKTRANA

Njemačka je zemlja s najviše vjetroelektrana. U godini 2002. u zemlji je bilo 13.990 vjetroelektrana, nominalne snage 12.350 MW.

Iz godine u godinu narudžbe za nova postrojenja su rasle, ali je ove godine, u istom vremenskom razdoblju, broj pao prema broju narudžaba iz prethodne godine. To pokazuje već neku zasićenost u zemlji i Njemačka se mora okrenuti izvozu. Ona ima iskustva s vjetroelektranama na morskoj obali i na kopnu. U Njemačkoj se u gradnji vjetropostrojenja istaknula osobito tvrtka «Pfleiderer» sa svojim tipovima vjetroelektrana od 600 kW i 1.500 kW.

Budući da je azijsko tržište, na području vjetroelektrana uvozno, osnovana je s tvrtkom Ebara Corp. iz Japana (Tokio) tvrtka Joint Venture. U toj korporaciji prodavani će biti tipovi PFE 600 ili PWE 1500 u Japanu i susjednim zemljama.

Njemačka će tvrtka staviti u pogon prototip agregata od 5 MW i izraditi park vjetroelektrana od 208 jedinica po 5 MW. Najprije će se instalirati kao protoprojekt 12 jedinica.

Pokazalo se da visoke elektrane imaju veći efekt pa se pristupilo njihovoj izgradnji.

Prva takva elektrana od 4,5 MW priključena je na električnu mrežu u blizini Magderenburga. Elektrana je na stupu visine 124 m, ima rotor sa tri krila, duga je 52 m. Uređaj (bez stupa) težak je 520 tona.

Danas postoji jedanaest velikih projekata vjetrouređaja. Od toga je 5 u Danskoj, jer je njeno primorje vrlo pogodno za ugradnju vjetroelektrana. Pokazalo se da je park vjetroelektrana u moru velika šansa za primorje uopće. Nove studije idu tako daleko da predviđaju do 2007. izgraditi u takvim elektranama do 32.000 MW instalirane snage.

Od ove velike snage njemačka se industrija nada isporučiti veliki dio.

EW, god. 102(2003), broj 19

Mrk

PROUČAVANJE FOTOSINTEZE U MORU

Poznato je da se preko 50 % fotosintetičkih aktivnosti odvija preko bakterija u moru. Znanstvenici francuskih i britanskih znanstvenih instituta proučavali su, u svezi s apsorpcijom CO₂, fotosintetički proces u moru i došli do spoznaje koliko ulogu u tom procesu ima željezo i kako se njegovim djelovanjem može utjecati na taj proces.

EW, god. 102(2003), broj 20

Mrk

DODATNO FINANCIJSKO OPTEREĆENJE POTROŠAČA

Prema podacima VDEW, u Njemačkoj je državna pripomoć za električnu energiju iz obnovljivih izvora povećana za 40 % u 2002. godini, tj. na 1,7 milijardi € (2001. 1,2 milijarde €). Predviđa se porast u godini 2003.

Proizvođači električne energije proizveli su godine 2002. okruglo 20 milijardi kWh eko-struje bez pripomoći. To je većinom proizvodnja hidroelektrana.

Priložena tablica pokazuje koliko je bilo financijsko opterećenje potrošača, prema zakonu EEG, tj. zakonu o proizvodnji eko-struje.

Godina

1998.	0,28 milijarde €
2000.	0,86 milijarde €
2002.	1,65 milijarde €

EW, god. 102(2003), broj 20

Mrk

KONGRES O GORIVNIM ČELIJAMA

U lipnju 2003. godine održan je u Mannheimu Kongres o gorivnim ćelijama.

Znanstvenici, profesori, elektroprivredni stručnjaci i predstavnici industrije raspravljali su o stanju razvoja pojedinih tipova gorivnih ćelija, njihovu mogućnost komercijalne uporabe i razvojne mogućnosti.

Na diskusiji je rečeno da je ekonomičnost gorivnih ćelija još otvoreno pitanje. Vrlo su problematične vremenske promjene potroška električne energije i njihovo djelovanje na pogon gorivnih ćelija. Za očekivati je da gorive ćelije služe u prvom redu za grijanje i dobivanje električne energije. Konstatirano je, da su gorivne ćelije ključna tehnologija za budući razvoj energetike. Gorivnim ćelijama na primjer može se pokriti 80 % kućnih energetskih potreba.

U decentralizirnom napajanju električnom energijom treba uzeti u obzir nove koncepte komunikacije i vođenja.

Široka uporaba svakako ovisi i o cijeni investicija i pogona. Razvojem treba nastojati zamijeniti skupe metale u ćelijama i sniziti cijenu proizvodnje. Dodatni potrebni elementi danas su još vrlo skupi.

Problem je još da danas nema educiranog osoblja za održavanje takvih postrojenja.

EW, god. 102(2003), broj 20

Mrk

AUTOBUSI S GORIVNIM ČELIJAMA

U okviru dvogodišnjeg ispitnog projekta, stavljena su, u rujnu 2003. godine, u Hamburgu, u promet, tri autobusa s gorivnim ćelijama. Opskrba gorivom, tj. vodikom obavlja se na novo formiranoj opskrbenj stanici, koju je podigla gradska elektroslužba (HEW). Prva je takva stanica u Njemačkoj.

Cilj je projekta steći iskustva vozila na gorivne ćelije u stvarnom gradskom prometu. Ovo je dio europskog projekta CUTE (Clean Urban Transport for Europe), a inicirala ga je tvrtka Daimler-Crysler. Financijski je potpomognut od Europske komisije i njemačke vlade.

U Njemačkoj se proizvede godišnje do milijardu kubika vodika. On je sigurniji od benzina, vrlo sličan po sigurnosti od eksplozije sa zemnim plinom. Dakle, u pogledu sigurnosti nema mu prigovora, a tijekom uporabe i izgaranja ne proizvodi štetne plinove.

EW, god. 102(2003), broj 21

Mrk

NAJVEĆA AKUMULACIJSKA BATERIJA NA SVIJETU

Na Alasci, stavljena je u pogon najveća baterija za akumulaciju električne energije. Sastavljena je od 13.760 nikal-kadmium ćlanaka. Ona služi kao energetska rezerva, akumulirajući električnu energiju, koju u slučaju kvara daje u električnu mrežu regije Fairbanks. U normalnom pogonu služi za stabilizaciju napona. Kad je u pogonu cijela baterija, ona može davati 6 do 7 minuta snagu od 40 MW ili 15 minuta snagu od 27 MW. To je dostatno vrijeme da se stave u pogon rezervni strojevi.

Ovim zaštitnim sustavom upravlja elektroprivredno poduzeće GVEA (Golden Valley Electric Association). Cijelo postrojenje vrlo je veliko i zauzima površinu nogometnog igrališta. Investicije za bateriju iznosile su 50 milijuna dolara, a dodatna elektronika 8 milijuna dolara.

Cijeli sustav s elektronikom dobavila je tvrtka ABB, koja je sustavu dala svoju tehnologiju.

EW, god. 102(2003), broj 21

Mrk

PUMPNA HIDROELEKTRANA U NJEMAČKOJ

Njemačka je izgradila snagu od 4.600 MW u pumpnim elektranama kojima treba pribrojiti instaliranu snagu nove pumpne hidroelektrane Goldishal u Tiringiji, od 1.060 MW.

Unatoč velikoj instaliranoj snazi njihova je proizvodnja tek 0,5 % sveukupno potrebne električne energije zemlje.

Ta se energija ne računa u obnovljivim, makar je iz hidroelektrana.

To su vršne elektrane s mogućnošću brzog stavljanja u pogon. Kvaliteta električne energije i sigurnost dobave znatno je uvećana raspoloživim radom pumpnih elektrana.

EW, god. 102(2003), broj 22

Mrk

STRUČNI KONGRES O TEHNICI ELEKTRIČNIH MREŽA

Od velikog je značenja za elektroprivredu znatan broj velikih ispada opskrbe električnom energijom. Zato se osobita

važnost kongresu o električnim mrežama, koji će se održati 2. prosinca 2003. godine u Nürbergu.

Tu će stručnjaci izložiti stvarne uzroke ispada i prodiskurirati potrebne mjere da se to spriječi, odnosno svede na najmanju mjeru.

EW, god. 102(2003), broj 22

Mrk

MODERNIZACIJA PARNIH TURBINA

Opremanje starih parnih turbina, danas modernim lopaticama, može znatno povećati snagu turbine. Zato je u mnogo slučajeva ekonomičnije na rotoru stare turbine izmijeniti lopatice, nego instalirati novu turbinu.

Povećane korisnosti turbine ustvari predstavlja uštedu u gorivu i emisiji štetnih plinova. Modernizirana turbina jednako je dobra kao nova.

EW, god. 102(2003), broj 22

Mrk

ZAŠTITA PTICA OD ELEKTRIČNOG UDARA

Ptice vrlo rado slijetaju na vodiče električnih vodova. Kod srednjonaponskih dalekovoda, gdje razmak vodiča nije velik, često prouzrokuju kratke spojeve i pogibaju zbog strujnog udara.

Stoga je u Njemačkoj, u travnju 2002. godine, izašao savezni zakon, o zaštiti prirode, kojim vlasnici srednjonaponskih mreža, moraju unutar deset godina, na vodove ugraditi odgovarajuću zaštitu za ptice.

EW, god. 102(2003), broj 22

Mrk

DALJINSKO GRIJANJE U RUMUNJSKOJ

Rumunjsko poduzeće «Cogen Romania» i rumunjska vlada odlučile su sanirati daljinsko grijanje, koje je provedeno u 188 rumunjskih gradova. Predviđena su sredstva od 3.900 milijuna eura, u vremenskom razdoblju od 2003. godine do 2005. godine.

Pri realizaciji ovog projekta pomoći će njemačka poduzeća, na temelju iskustva iz istočnog dijela Njemačke.

EW, god. 102(2003), broj 20

Mrk

MJERENJE VJETRA ZA PROJEKTIRANJE VJETROELEKTRANA

Da se može efikasno osnivati i projektirati vjetroelektrane, potrebno je u prvom redu znati karakteristike vjetra, a to se postiže sustavom mjerenja.

Njemačka organizacija CRU (Climate Research Unir) ima zadatak da izvan Njemačke mjeri sve podatke o vjetru, da se mogu za vjetroelektrane odabrati najpovoljnija rješenja. Godine 2001. provedena su mjerenja u Grčkoj i Sardiniji. U pet zemalja Europe instalirane su 44 mjerne postaje, a težište je postavljeno na Španjolsku i Italiju.

EW, god. 102(2003), broj 20

Mrk

STANJE I BUDUĆNOST FOTONAPONSKE TEHNIKE

U rujnu 2003. godine, organiziran je u Berlinu znanstveni skup o energiji Sunca i načina iskorištenja te energije. Istaknuta je njena budućnost, budući da investicijski troškovi padaju, a raste efikasnost. Na skupu je prisustvovao čitav niz znanstvenih instituta, koji se bave iskorištenjem energije Sunca. Izvještavano je o uobičajenim silicijskim ćelijama i također o razvoju fotoćelija na bazi galijarsenida. Raspravljano je o novoj tehnologiji tankoslojnih ćelija i mogućnosti prijelaza od istraživanja na tržište. Tehnologija je omogućila multifunkcionalno korištenje, do efikasnosti od 30 %.

Prije dvije godine, u svijetu je bilo instalirano u fotonaponskim ćelijama 2,2 GW, a prema podacima projektantskih organizacija, globalno su isporučili 530 MW. Porast proizvodnje modula, pratio je pad njihove cijene.

Električna energija iznosi danas tek 0,1 % potrebne električne energije u Njemačkoj.

EW, god. 103(2004), broj 1/2

Mrk

U GRADNJI NAJJAČA U SVIJETU VJETROELEKTRANA

Najveći vjetrouređaj u Njemačkoj kod Emdena (Wybelsumer Polder) gradi tvrtka Enercon za elektroprivrednu tvrtku Oldenburga EWE AG. Ovo je prvi uređaj takvog tipa označen sa E112, snage 4,5 MW. Visina mu je ukupno 180 m, rotor duljine 52 m, na visini od 124 m. Temelji su okrugli, građeni od betona i čelika, promjera 21 m. Predviđa se godišnja proizvodnja od 15 milijuna kWh. Prototip ovakvog postrojenja danas stoji u Magdenburgu i WilhelmsHavenu. Predsjednik elektroprivrednog poduzeća EWE govori za ovaj model E112, da će se u buduću graditi ukoliko se ovaj u pogonu pokaže pogodan, tj. da daje predviđenu proizvodnju i pouzdanost.

Predviđa se da će park vjetroelektrana «Wybelsumer Polder» imati ukupnu instaliranu snagu od 70 MW. Danas poduzeće EWE ima u pogonu 17 vjetrouređaja tipa E66, ukupne snage 25,2 MW. Ovo elektroprivredno poduzeće gradi i ima u pogonu vjetroelektrane već 13 godina. Tip elektrane Enercon B32, snage 300 kW, zamjenjuje tipove E40, snage 500 kW.

EW, god. 102(2003), broj 23

Mrk

KOMBINIRANE PLINSKO-PARNE ELEKTRANE

U listopadu 2003. godine provedena su mjerenja efikasnosti kombiniranih plinsko-parnih elektrana na pogon plinom. Dobivena je korisnost od 57,3 %. Tom je prigodom njemački savezni ministar naglasio da se sada mogu graditi elektrane ovakve nove generacije na pogon plinom. One štite okoliš i uštedjet će njemačkoj privredi milijunske investicije.

«Concord Power» planira kod Greisfelda investirati 600 milijuna eura i izgraditi kombi elektranu snage 1.200 MW, a kraj Kölna planira britansko-američka tvrtka, za 400 milijuna eura, izgraditi kombi elektranu snage 800 MW.

EW, god. 102(2003), broj 23

Mrk

STABILNA PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ OBNOVLJIVIH IZVORA

Prema izvješću njemačke udruge VDEW, u prvom polugodištu godine 2003. iz obnovljivih izvora dolazi okruglo 22 milijarde kWh, većinom iz hidro- i vjetroelektrana.

EW, god. 102(2003), broj 23

Mrk

EMISIJA SUMPORNOG DIOKSIDA U NJEMAČKOJ SMANJENA

Od godine 1992. do godine 2002. smanjena je emisija sumpornog dioksida u Njemačkoj za 91 %, ali je kod toga proizvodnja električne energije porasla, u istom razdoblju, za 12 %.

Sljedeći pregled prikazuje kako je smanjivana emisija sumpornog dioksida:

God. 1990. emisija iz termoelektrana iznosi 2,4 milijuna tona godišnje, a 2002. 0,15 milijuna tona, dakle samo 6,3 %.

EW, god. 102(2003), broj 23

Mrk

KABLIRANJE U NJEMAČKOJ

U Njemačkoj se nastoji što više dijelova električne mreže voditi u kabelu. Dio mreže u kabelu popeo se u vremenskom razdoblju od 1992. – 2002. godine od 63 % na 71 % i to najviše na niskom naponu, gdje je udio kabela 80 %. Kako je u Njemačkoj kabliranje napredovalo od godine 1992. do 2002. vidi se iz priloženog pregleda:

	2002. (km)	1992. (km)	2002. (%)	1992. (%)
Najviši napon	113.300	113.700	4	4
Srednji napon	480.200	470.300	65	59
Niski napon	993.300	903.400	81	72
Ukupno	1,386.800	1,487.400	71	63

EW, god. 102(2003), broj 23

Mrk

SCENARIJI ZA RAST SVJETSKE ENERGETIKE DO 2050. GODINE

Stručna grupa u firmi «Royal Dutch-Shell» izradila je predviđanja energetske potražnje u svijetu, do 2050. godine. Oni su ta predviđanja obradili u dva scenarija: evolucionarni i revolucionarni scenariji.

Prema prvom scenariju zemni će plin biti sve važniji energent, a 2025. nafta će postići svoju vršnu vrijednost.

Obnovljiva energija treba još mnogo razvoja da bude komercijalno važna.

Stručna je grupa predvidjela, da će broj stanovnika Zemlje narasti od 6 na 9 milijardi oko 2050. godine.

Prema evolucionarnom scenariju, nafte će biti do 2040. godine, onda će je zamijeniti biosnaga i biogoriva. Fosilna će goriva ostati dominantna još u prvom polovici stoljeća.

Prema revolucionarnom scenariju u osnovi će se promijeniti energetika uvođenjem gorivnih ćelija i vodika kao energenta. Uporaba energije raste brže nego u evolucionarnom scenariju.

U oba scenarija zajedničko je da zemni plin sljedećih 20 godina igra odlučujuću ulogu. U sljedećih 25 godina obnovljiva će energija znatno porasti, ali jako pasti uporaba fosilnih goriva. Njen udio u energentima bit će od današnjih 88 % na 60 % do godine 2050. Vrijeme fosilnih goriva još će trajati. Ugljena još ima za mnogo godina unaprijed.

U sljedećih 30 godina, obnovljivi energetski izvori neće moći nadomjestiti fosilna goriva.

EW, god. 102(2003), broj 23

Mrk

NOVI NUKLEARNI REAKTOR U FINSKOJ

Finsko elektroprivredno poduzeće TVO (Teollisuuden Voima Oy) gradi na mjestu Olkiluoto nuklearni reaktor snage 1.600 MW. Gradnju je preuzeo francusko-njemački konzorcij Framatome-Siemens. Novi će reaktor biti tipa EPR (European Pressurized Reactor), čiji su razvoj, uz konzorcij, financirala mnoga francuska i njemačka poduzeća. Reaktor je najmodernije konstruiran, pa je svaka pogriješka malo vjerojatna.

Ovaj tip nuklearnog reaktora ima, prema današnjim reaktorima, sljedeće prednosti:

- Troškovi proizvodnje električne energije manji su 10 %
- Potrebna količina urana 15 % je manja
- Jednostavnije je upravljanje
- Vrijeme uporabe je 90 %.

EW, god. 102(2003), broj 23

Mrk

ZAVRŠENO ISPITIVANJE NOVOG SINTETSKOG GORIVA

Tvrtke Shell i auto tvrtka WV (Volkswagen) završile su pokusnu vožnju 25 automobila tipa VW Golf TDI s novim sintetskim gorivom. «Shell Gas to Liquids» gorivo namijenjeno je diselskim motorima, a dobiva se iz zemnog plina. Flota od 25 vozila prošla je bez problema 22.000 km s novim sintetskim gorivom, koje ima mnoge prednosti pred postojećim. Zbog boljeg izgaranja, emisija ugljikovodika smanjena je za 63 %, ugljikovog oksida za 91 %. Emisija CO₂ također je smanjena, zbog veće količine vodika. Emisija partikula smanjena je 26 %, a NO_x leži 6 % ispod usporednih veličina.

Dobar uspjeh pokusne vožnje automobila s novim sintetskim gorivom od velike je važnosti za obje tvrtke; osobito zbog cijene i jeftine moguće proizvodnje.

EW, god. 102(2003), broj 24

Mrk

PRIJENOS OBNOVLJIVE ELEKTRIČNE ENERGIJE TRAŽI IZGRAĐENU POJAČANU ELEKTRIČNU MREŽU

Novelirani njemački zakon, kojim se potiče obnovljiva energija nije uzeo u obzir nužno pojačanje električne mreže. Nemogućnost prijenosa proizvedene električne energije do potrošača može znatno usporiti uporabu eko-električne e-

nergije. Odgovarajuća električne mreža moći će se brzo izgraditi, ako se skrate rokovi dobivanja dozvola za dalekovođe.

EW, god. 102(2003), broj 24

Mrk

ELEKTRIČNO POVEZIVANJE SUSTAVA EU I RUSIJE

Prigodom konferencije u Moskvi, u listopadu 2003. godine o energetske strategiji Europe i Rusije, održan je okrugli stol o sinkronom povezivanju europskog i ruskog elektroenergetskog sustava. Time bi se stvorila mogućnost međusobne trgovine električnom energijom i veće sigurnosti dobave.

Ovakvim sinkronim povezivanjem imale bi korist obje strane, a konačna će odluka o povezivanju biti 2007. godine. Kao prva etapa osnovana je radna grupa koja ima zadatak ispitati tehničke prilike na obje strane povezivanja, uz zaštitu okoliša.

EW, god. 102(2003), broj 24

Mrk

PRVA NJEMAČKA ELEKTRANA KOJA KORISTI TOPLINU ZEMLJE

U njemačkoj pokrajini Mecklenburg, u mjestu Neustadt-Glewe, u studenom godine 2003. stavljena je u pogon prva elektrana koja koristi toplinu Zemlje. Elektrana upotpunjava postojeće postrojenje koje daje toplinu. Toplina se dobiva vodom temperature 98 oC, iz dubine od 2200 m. Ta voda daje energiju, preko izmjenjivača topline u turbinski kružni proces. Budući da je to relativno niska temperatura, upotrijebljen je perfluoropentan (vrelište 30 °C) kao para za turbinu, snage 210 kW. Toplana-elektrana će davati uz toplinu i 1.400 MWh električne energije godišnje, čime može opskrbiti 500 stanova grada Neustadt-Glewe.

Ovaj je projekt poduprlo Savezno ministarstvo za okoliš, zaštitu prirode i sigurnost reaktora, s okruglo 50 % potrebnih investicija.

EW, god. 102(2003), broj 25

Mrk

POTROŠNJA ENERGIJE U NJEMAČKIM KUĆANSTVIMA

Njemačka kućanstva troše 43 % sveukupne energije koja se troši u Njemačkoj. Najviše se energije u kućanstvu troši na grijanje i to 53 %. Drugi veliki potrošač je auto sa 30 % udjela, a 8 % energije se troši u kućanskim aparatima i za toplu vodu. Najmanji udio energije (oko 1 %) troši rasvjeta stana. Podaci su dobiveni od njemačke udruge VDEW za 2002. godinu.

EW, god. 102(2003), broj 25

Mrk

DVIJE TOPLANE-ELEKTRANE, LOŽENE BIOMASOM, UŠLE U POGON

U prošloj godini su (2003.) ušle u pogon dvije toplane-elektrane s biomasom kao gorivom. U njemačkom gradu Malhinu toplana-elektrana će proizvoditi 55 milijuna kWh

električne energije i 132 milijuna kWh toplinske energije. Na taj će se način uštedjeti 150 milijuna m³ plina, 60.000 t smeđeg ugljena, a 90.000 t manje će CO₂ otići u atmosferu. Postrojenje će godišnje trošiti oko 100.000 t biogoriva.

Istodobno je u Pappenburgu počela raditi elektrana-toplana, električne snage 20 MW i toplinske 50 MW. Postrojenje će dakle imati snagu od 70 MW.

Elektrana je u pogonu, a dio za toplinu će se prigraditi. Elektrana je najmodernijeg tipa, s visokom tehnologijom izgaranja, vrhunske učinkovitosti.

EW, god. 102(2003), broj 26

Mrk

JOŠ O NESTANKU ELEKTRIČNE ENERGIJE U SAD-u

Prema grubim procjenama mnogih komentatora uzrokom raspada elektroenergetskog sustava sjeveroistočne Amerike smatra se nedovoljno investiranje u prijenosnu mrežu kao i brojnost operatora sustava. Investitori su se okrenuli investiranju u konkurentnu proizvodnju električne energije.

No, ima i onih koji ne misle tako. Prema jednom od istraživača NERA-a (National Economic Research Associates Inc.) veći je problem organizacija elektroprivrednih organizacija, nego elektroprivredna infrastruktura.

Treba imati na umu da je prijenos međudržavni biznis, a prijenosni sustavi međusobno zavisni. Zbog preklapanja nadležnosti regulacija elektroenergetske industrije predstavlja kompliciranu zbrku federalnih, državnih i lokalnih regulatora, regulatora zaštite okoliša, planiranja, zdravlja, sigurnosti itd.

Deregulacija proizvodnje uzrokovala je da se prijenosni sustav koristi na način za koji nije izgrađen. Zbog međusobnog trgovanja regija povećana je ranjivost prijenosnog sustava.

No, odgovor nije u jedinstvenoj nacionalno prijenosnoj kompaniji i jedinstvenom regulatornom entitetu za kompletan prijenos. Sada je vrijeme da se sagleda na nacionalnoj razini tko treba što učiniti: što trebaju učiniti opskrbljivači, tko ih treba regulirati – postaviti norme, te što treba učiniti da se se raščisti ova zbrka preklapanja nadležnosti.

Prema nekima izvedivost jedinstvene globalne električne mreže pojedinih regija samo je vizija koja se neće nikad ostvariti s obzirom na troškove. Sve veće korištenje malih elektrana, pogotovo onih s obnovljivim izvorima energije, smještenih blizu potrošača, mnogo je jeftinije i sigurnije. Velike konekcije prijenosnih sustava proći će kao dinosauri. Osim toga prijenos električne energije na udaljenosti većoj od 800 km upitan je, što je pokazao ispad u sjeveroistočnoj Americi.

Energy International, September/October 2003.

SBK

HOĆE LI UGLEDATI SVJETLO DANA ELEKTRIČNA ENERGIJA DOBIVENA FUZIJOM?

Za sudjelovanje u međunarodnom programu za izradu nuklearnog reaktora koji koristi fusiju ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor Programme) zainteresirana je Kina i sjeverna Koreja. Dosada su u program ITER stalno uključene Francuska, Španjolska, Japan i Kanada. Amerika je bila uključena, pa je izašla, jer se nije sla-

gala s načinom sufinanciranja. Povratak Amerike u ITER pokrenuo je raspravu o održivosti tehnologije fuzije i njezinoj prihvatljivosti. Postavlja se pitanje njene komercijalizacije kao i konkurentnosti fisiji. No, ograničene količine fosilnih goriva, utjecaj na okoliš, socijalni troškovi golemih hidroelektrana, skreću pozornost na nuklearnu energiju.

Kada su u pitanju postojeća tehnologija fisije i tehnologija fuzije u razvoju, svaka ima svojih prednosti i nedostataka. Kada se govori o raspoloživim rezervama goriva, gorivo za reaktor na fusiju je neiscrpno i treba ga u malim količinama. Tricij se može dobiti iz morske vode, koja je obnovljivi izvor, pa to ide u prilog fusiji.

Ako se uspoređuje proizvodna jedinica nuklearne elektrane s reaktorom na fusiji i one s reaktorom na fisiju, prednost je na strani one na fusiji. Npr. za jedinicu od 1000 MW kod fuzije potrebno je godišnje nekoliko stotina kilograma deuterija i tricija, dok za onu kod fisije treba nekoliko tona urana. Istrošeno gorivo kod fisije visoko je radioaktivno i traži posebno dugovječno odlagalište i velike investicije. Otpad goriva iz reaktora na fusiju manje je opasan, ali treba istražiti mogućnost njegovog recikliranja s obzirom na njegovu količinu. U ovom stadiju istraživanja ne mogu se sa sigurnošću procijeniti troškovi izgradnje nuklearne elektrane s reaktorom na fusiju.

Ostaje otvoreno pitanje kada će reaktor na fusiju biti konkurentan onom na fisiju, jer se također provode istraživanja radi poboljšanja reaktora na fisiju. Jedna od opcija je i izgradnja hibridnog reaktora na fusiju-fisiju. Reaktor bi imao centralnu komoru za fusiju s omotačem od materijala za fisiju. U centralnoj komori bi se stvarali neutroni koji bi pokrenuli reakciju fisije u omotaču.

Ne treba zanemariti da sudbina daljnjeg istraživanja fuzije mnogo ovisi i o političkoj volji i spremnosti pojedinih vlada da sudjeluju u financiranju.

Energy International, September/October 2003.

SBK

KINESKA HIDROELEKTRANA THREE GORGES ISPRED PLANA

Kao početak komercijalne proizvodnje najveće svjetske hidroelektrane Three Gorges (Tri klisure) uzima se 10. lipanj 2003. godine (Vidjeti: *Energija*, godi 52/2003/, broj 5.).

Tada je prvi agregat započeo komercijalnu proizvodnju električne energije. Bilo je planirano da se u 2003. godini stave u pogon četiri agregata. Kako je razina akumulacije porasla za 4 metra i dostigla 139 metara nadmorske visine, u pogon je stavljeno 6 agregata. Dnevna proizvodnja svih šest jedinica iznosi oko 84 milijuna kWh. Šesti agregat stavljen je u pogon 29. studenog 2003. godine. Do kraja 2003. godine ova je hidroelektrana proizvela oko 6,13 milijardi kWh.

Sva proizvedena električna energija prenosi se u istočni i centralni dio Kine te do najvećeg industrijskog grada Chongqing na gornjem toku rijeke Yangtze u jugozapadnoj kineskoj pokrajini Sichuan.

Prema izjavama predstavnika korporacije koja vodi gradnju, druga četiri agregata trebala bi biti stavljena u pogon u 2004. godini, a preostali agregati (ukupno ih je 26) trebali bi ući u pogon do 2009. godine.

No, funkcioniranje ovog hidroenergetskog objekta s obzirom na njegovu složenost nije bez poteškoća i problema. Stvarajući ovako veliku akumulaciju utjecalo se na promjenu mik-

roklime. Na području akumulacije pojavljuje se magla koja ugrožava sigurnost plovidbe. Stvaranjem akumulacije rijeka Yangtze postala je šira i sporija, pa se piloti brodova moraju obučiti za plovidbu u promijenjenim uvjetima.

Dio brodskih prevodnica bit će zatvoren neko vrijeme, dok se ne obavi inspekcija, odnosno ispita struktura temelja i provede adekvatno testiranje, jer se pojavio kvar na vratima nekih prevodnica.

Isto tako se strahuje od domaćih i stranih terorista. Sigurnosna služba poduzima mjere da utvrdi mogućnost terorističkog napada na branu. Kako sada mogu ploviti rijekom Yangtze vrlo veliki brodovi (10.000 tona), nije isključena mogućnost da neki od njih bude natovaren eksplozivom. Ta vjerojatnost se ne smije isključiti, pogotovo zbog vrlo zategnutih političkih odnosa s Tajvanom.

www.energycentral.com, 2003 –12-01

SBK

OSMOZA – NOVI IZVOR OBNOVLJIVE ENERGIJE

Ideja o korištenju osmoze za proizvodnju električne energije potekla je od stručnjaka iz norveške kompanije Statkraft SF. Kasnih devedesetih godina prošlog stoljeća norveška kompanija Statkraft SF i norveški istraživački institut SINTEF načinili su preliminarnu studiju o mogućnosti proizvodnje električne energije pomoću osmoze. Naime, miješanje riječne slatke vode s morskom slanom vodom na mjestu gdje rijeka utječe u more oslobađa veliku količinu energije. Bilo je pitanje može li se ta energija koristiti za komercijalnu proizvodnju električne energije. Istraživanja su dala potvrđan odgovor. U osnovi proces je sličan obrnutoj osmozi u postrojenju desalinizacije morske vode SWRO (Saltwater Reverse Osmosis). Tehnologija za dobivanje električne energije pomoću osmoze nazvana je PRO (Pressure Retarded Osmosis).

Na slici je prikazan osnovni princip procesa proizvodnje električne energije pomoću osmoze. Filtrirana riječna voda (slatka) dotječe u module membrane. U modulima ona prolazi kroz membranu i miješa se sa slanom morskom vodom povećavajući tlak razrijeđene vode. Nakon izlaska iz modula

dio razrijeđene morske vode pod osmoskim pritiskom prolazi kroz turbinu i pokreće agregat za proizvodnju električne energije, dok drugi dio odlazi u izmjenjivač pritiska.

Koristeći navedenu tehnologiju riječna voda s protokom od $1\text{m}^3/\text{s}$ može dati snagu od 1MW. Procijenjeno je da bi se na ovakav način moglo proizvesti u Norveškoj električne energije oko 25 TWh godišnje.

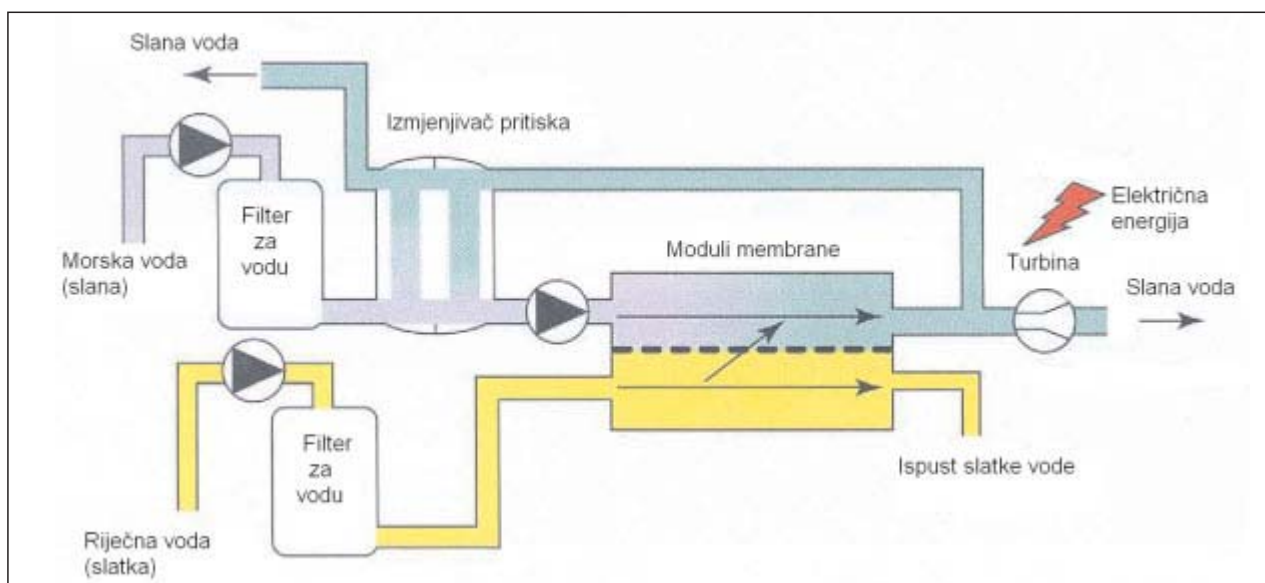
Ovakva elektrana razlikuje se od klasične hidroelektrane po tome što ima dodatne uređaje: membranu i izmjenjivač pritiska (pressure exchanger). No, nije joj potrebna brana niti pad vode, a i lokacija nije važna dok je dostupna riječna i morska voda. Utjecaj na okoliš je zanemariv. Za vrijeme pogona membranu je potrebno održavati čistom. Sredstva za čišćenje su slična onim koja koriste postrojenja za desalinizaciju, nisu toksična, recikliraju se te su prihvatljiva s aspekta utjecaja na okoliš. Ne stvara CO_2 i potpuno je u suglasju s okolišem, pa se može uspoređivati s većinom obnovljivih izvora energije.

Kako su glavni elementi ovakvog postrojenja membrana i izmjenjivač pritiska, efikasnost cijelog procesa upravo ovisi o efikasnosti ovih dvaju elemenata. Zbog toga su sva istraživanja usmjerena na to da se proizvedu ovi elementi sa što dužim životnim vijekom i sa što manjim troškovima.

Kompanija Statkraft SF zajedno s kompanijom ICT-POL iz Portugala, SINTEF-om iz Norveške, GKSS-Forschungszentrum-om iz Njemačke te helsinškim univerzitetom za tehnologiju pokrenule su projekt vrijedan 3,4 milijuna eura 2001. godine. Glavni predmet istraživanja je membrana, odnosno njene performanse. Kao cilj postavljena je membrana sa $4\text{ W}/\text{m}^2$ i više. Kompanija Statkraft i partneri u lipnju 2003. godine otvorili su laboratorij na zapadnoj norveškoj obali za testiranje uzoraka membrane. Nakon dobivanja, odnosno proizvedene membrane sa zadovoljavajućim performansama, pokrenut će se pilot projekt da se potvrde performanse u stvarnim pogonskim uvjetima. Iako sve napreduje po planu predstavljanje na tržištu elektrane na osmozu i njena komercijalna uporaba može se očekivati tek ta 5 do 10 godina.

Refokus, November/December 2003, www.statkraft.no

SBK



Osnovni princip rada postrojenja za proizvodnju električne energije pomoću osmoze

SOLARNI AUTOMOBILI I NJIHOVI REKORDI

Agencija Komisije za turizam Australije The World Solar Challenge već nekoliko godina organizira natjecanja automobila na solarni pogon na dionici Darwin – Adelaide (prema donjoj slici), čija dužina iznosi 2.998 kilometara. Prvo natjecanje održano je 1987. godine. Zatim slijede natjecanja 1990., 1993., 1996., 1999., 2001. i 2003. godine. Najveća postignuta brzina na prvom natjecanju 1987. godine iznosila je

Solarni automobil Nuna II teoretski može postići brzinu od 170 km/h. Ugrađen je tip solarnih ćelija kakav je koristila Europska svemirska agencija ESA na satelitu SMART-1.

Predviđa se da će poboljšanja u solarnoj tehnologiji kroz nekoliko godina biti takva da će se efikasnost automobila povećati do 70 %.

Refocus, November/December 2003, www.re-focus.net

SBK



PRODUŽENJE ŽIVOTNOG VIJEKA VATROOTPORNIH ČELIKA

Japanski istraživači razvili su novu vrstu vatrootpornog čelika koji zadržava svoju čvrstoću i pri 6700 C, a ima i duži životni vijek od dosadašnjih vatrootpornih čelika.

Povećanjem temperature izgaranja u termoelektranama, povećala bi se efikasnost za 5 %, uz smanjenje emisije CO₂ u godišnjoj količini koja bi nastala izgaranjem 130.000 tona ugljena.

Produženje životnog vijeka u odnosu na konvencionalne čelike, ne traži i povećanje troškova proizvodnje, jer se može proizvoditi u postojećim postrojenjima.

Konvencionalni vatrootporni čelik mijenja strukturu na oko 1.000 sati uporabe, dok novi čelik može biti u uporabi i do 100.000 sati bez promjene strukture.

Power, Vol. 147, No. 8, October 2003.

SBK

66,904 km/h. U godini 2003. brzina je iznosila 97 km/h, koju je postigao nizozemski solarni automobil Nuna II (na slici). To je dosada najveća postignuta brzina.

Na ovim natjecanjima sudjeluje po nekoliko ekipa iz velikog broja zemalja: Kanada, Japan, Tajvan, SAD, Puerto Rico, Malezija, Brazil, Francuska, Njemačka i Australija. Na zadnjem natjecanju 2003. godine iz SAD-a je sudjelovalo čak 12 ekipa.

Pri izradi solarnih automobila korištena je tehnologija, odnosno materijali koji se koriste u svemirskoj tehnologiji (materijal koji se koristi za zaštitu satelita od meteorita).



Nizozemski solarni automobil NUNA II

ŠPANSJOLSKA I PORTUGAL KONAČNO UDRUŽUJU SVOJA TRŽIŠTA ENERGIJOM

U siječnju ove godine, u Lisabonu je potpisan sporazum o jedinstvenom energetsom tržištu između Španjolske i Portugala.

Prema planu zajedničko iberijsko tržište električne energije trebalo je početi radom u 2002. godini. Prema današnjim saznanjima, ujedinjeno tržište električne energije Španjolske i Portugala «Iberian Electricity Market» (Mibel) počeo će s radom u travnju ove godine. Kasnilo se zbog zapreka u provođenju liberalizacije u Portugalu, jer je državno kontrolirana elektroprivredna kompanija Electricade de Portugal imala monopol na prodaju i distribuciju električne energije. Iako veliki potrošači mogu birati svoje dobavljače, nesređena je situacija s potrošačima koji imaju dugoročne ugovore o opskrbi električnom energijom s ovom kompanijom. Drugi problem je u ograničenom prekograničnom prijenosnom kapacitetu, koji bi trebao biti riješen do kraja 2006. godine.

Mibel će biti najveće spot tržište u Europi nakon Nord Pool-a kojeg su osnovale 1993. godine Švedska, Finska, Norveška i Danska. Imat će oko 28,5 milijuna potrošača. Obuhvatit će proizvodnju električne energije od 260 milijuna MWh svake godine ili 10 % ukupne proizvodnje u EU. Postat će četvrti najveći proizvođač nakon Njemačke, Francuske i Velike Britanije.

Stvaranjem jedinstvenog energetskog tržišta cijene električne energije u Portugalu će se promijeniti. Naime, sada je cijena električne energije 10 % za kućanstva, a 20 % za ostale potrošače viša od cijene u Španjolskoj.

No, liberalizacija ima i drugu stranu, a to je smanjivanje broja zaposlenih u elektroprivredi. Prema nekima broj zaposlenih elektro radnika u Španjolskoj past će za 35 % u razdoblju od 1997. do 2003. godine.

Tako se za vrijeme potpisivanja sporazuma u Lisabonu okupilo stotinjak radnika, koji mogu izgubiti posao, iz Portugala i sjeverozapadne španjolske pokrajine Galicije i protestiralo.

www.energycentral.com, 19 January 2004;
<http://au.news.yahoo.com> 21. January 2004.

SBK

NJEMAČKA: MJESEČNO 50 EURA ZA ELEKTRIČNU ENERGIJU

Prosječno njemačko tročlano kućanstvo je u 2003. godini platilo mjesečni račun za električnu energiju u iznosu od 50 eura, ako je godišnje trošilo 3500 kilovatsati. U odnosu spram 1980. godine, takvo kućanstvo danas plaća dvostruko veći mjesečni račun, a oko 35% više spram računa u tadašnjoj Saveznoj Republici (Zapadna Njemačka).

Državno opterećenje računa za električnu energiju rapidno raste: u samo pet posljednjih godina udjel tog opterećenja porastao je s oko 25% na 40% - kao porez na dodanu vrijednost (koji se mijenjao – 1980: 13%, 1990: 14%, 1998. godine do danas: 16%), naknadu za koncesiju, porez na električnu energiju (eko-porez), naknadu za omogućenje spregnute proizvodnje toplinske i električne energije, te naknadu za poticanje korištenja obnovljivih izvora.

Prosječni mjesečni račun za električnu energiju tročlanog kućanstva u Njemačkoj koje troši 3500 kWh/god (euro/mjes)

Opis	1980.	1990.	1998.	2003.
Proizvodnja, prijenos i distribucija	18,56	26,34	37,60	29,90
Porez na dodanu vrijednost	3,32	4,54	6,90	6,92
Naknada za koncesiju	2,65	3,65	5,22	5,22
«Ugljeni» pfenning*	0,97	2,47	0	0
Omogućenje spregnute proizvodnje	0	0	0	0,90
Poticanje obnovljivih izvora	0	0	0,23	1,23
Porez na električnu energiju	0	0	0	5,97
Ukupno	25,50	37,00	49,95	50,14

* Naknada za poticanje korištenja domaćeg ugljena

www.strom.de/22.12.2003.

MK

NJEMAČKA: VIŠE STRUJE ZA NADNICU

Prosječni Nijemac morao je u 2002. godini za 200 kilovatsati električne energije raditi dva i pol radna sata (*posredno: izlazi da je njemačka prosječna nadnica oko 13,6 eura/sat ili okruglo 100 kuna/sat – op.MK*). U 1991. godini prosječni Nijemac za istu količinu električne energije morao je raditi jedan radni sat dulje, dakle 3,5 radna sata. Protegne li se to unazad do 1960. godine, tada je Nijemac radio deset radnih sati za 200 kilovatsati električne energije.

Istodobno, jedna litra normalnog benzina dobila se za 14 minuta rada u 1960. godini, a 2002. godine trebalo je za litru takva benzina raditi 5 minuta. Omjer je, dakle, za bezin oko 3 puta manje, a za električnu energiju oko 4 puta manje!

www.strom.de/5.1.2004.

MK

NJEMAČKA: POLOVINA ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA MOTORE

Okruglo: polovina električne energije u Njemačkoj 2002. godine utrošena je za elektromotorne pogone u domaćinstvima, industriji i prometu. Jedna trećina iskorištena je za procesnu toplinu, za pripremu tople vode, te za zagrijavanje prostora. Procesna toplina čini 19% ukupne potrošnje električne energije u Njemačkoj, a odnosi se na talionice i sušionice, industrijsko kuhanje i glačanje. Za toplu vodu koristi se 8%, a za zagrijavanje prostora oko 7% električne energije. Oko 10% služi za rasvjetu, a 7% za opskrbu električnom energijom informacijske i telekomunikacijske tehnike.

Istodobno, prosječno njemačko kućanstvo koristilo je ukupnu (ne samo električnu!) energiju na način: 53% za zagrijavanje, 30% za pogon automobila, 8% za pogon kućanskih aparata, 8% za pripremu tople vode i 1% za rasvjetu.

www.strom.de/12.1.2004.

MK

NJEMAČKA: ODSUMPORAVANJE IZ ELEKTRANA

Emisija sumpor-dioksida iz njemačkih elektrana je posljednjih godina na ujednačenoj razini: oko 0,15 milijuna tona godišnje. Godine 1995. ta je emisija bila 1,05 milijuna tona, a 1990. je bila čak 2,04 milijuna tona (u tome s područja zapadne Njemačke 0,20, a s područja istočne Njemačke presudnih 1,84 milijuna tona). Dakle za desetak godina došlo je do trinaesterostrukog smanjenja emisije sumpor-doksida!

Samo za modernizaciju odsumporavanja njemačkih elektrana utrošeno je od osamdesetih godina ukupno oko 10 milijarda eura (tako da je današnja emisija iz elektrana na području istočne Njemačke svedena na oko 0,05 milijuna tona).

www.strom.de/22.9.2003.

MK

NJEMAČKA: U DESET GODINA – 3 MILIJUNA KUPACA VIŠE

U 2002. godini je u Njemačkoj bilo okruglo 44 milijuna kupaca električne energije, što je za oko 3 milijuna više nego li u 1992. godini, ili za 7% više u tih deset godina.

Najveća je grupa kupaca u kućanstvima, čine skupinu od oko 43,8 milijuna. Tu su ubrojani i svi mali kupci: primjerice male usluge, liječnici i advokati. U području industrije, trgovine, obrta, javnih službi i prometa bilo je oko 320 tisuća kupaca.

U ukupnoj potrošnji električne energije, kupci u kućanstvima (i ostali mali kupci) sudjeluju s oko četvrtinom,

a industrija s oko polovinom udjela, a ostali (dakle trgovina, obrt, javne službe i promet) troše preostalu četvrtinu električne energije.

www.stom.de/4.8.2003.

MK

Časopis Hrvatske elektroprivrede

Uredništvo i uprava:
Zagreb, Ulica grada Vukovara 37
Godišnja pretplata 480,00 kn

	<p>ENERGIJA 1466 UDK 621.311.1:621.311.22 IZVORNI ZNANSTVENI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 91 – 99</p> <p style="text-align: center;">VELIKI POREMEĆAJ U HRVATSKOM SUSTAVU 20.9.2002. S GUBITKOM PRIJELAZNE STABILNOSTI I ISPADIMA AGREGATA TE RIJEKA, TE PLOMIN 1 I TE PLOMIN 2 – UZROCI I POSLJEDICE</p> <p style="text-align: center;"><i>Mr. sc. Darko Nemec, dipl. ing. – mr. sc. Milan Stojsavljević, dipl. ing.</i> Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>Analiziran je poremećaj u hrvatskom ees-u, izazavan trolnim kratkim spojem na 220 kV TE Rijeka – TS Melina, koji je rezultirao prijelaznom nestabilnošću i ispadima agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2. U evaluaciji i uspostavi fizikalne slike poremećaja primijenjena je izvorna metoda u kojoj se koriste stvarni pogonski zapisi i rezultati simulacijskih istraživanja na dinamičkom modelu sustava. Na temelju zapisa trenutnih vrijednosti napona i struja iz numeričkih vodnih zaštita u dijelu područne 220 kV mreže te KRD zapisa stacionarnog stanja iz programskog paketa DAM (Dispečerska Analiza Mreže) u nacionalnom dispečerskom centru (NDC) u Zagrebu rekonstruiran je slijed događaja. Poremećaj je zatim simuliran na višestrojnom dinamičkom modelu sustava. Razmjerno dobro podudaranje rezultata simulacijskih proračuna sa stvarnim zapisima napona i struja omogućilo je da se jednoznačno utvrdi prijelazna stabilnost agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2, a time je i hrvatski sustav bio prijelazno nestabilan. Također je bila narušena i sigurnost sustava po kriteriju naponske stabilnosti. Konačno, na temelju provedenih istraživanja istaknuti su opseg i težina poremećaja te je ukazano na potrebne daljnje aktivnosti.</p> <p>(Lit. 2, sl. 10 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/91 – 99/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1467 UDK 621.316.1:621.316.31 PREGLEDNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 127 – 133</p> <p style="text-align: center;">PIPO – PRAĆENJE IZGRADNJE PRIJENOSNIH OBJEKATA</p> <p style="text-align: center;"><i>Prof. dr. sc. Zdravko Hebel, dipl. ing. – mr. sc. Marko Delimar – Domagoj Peharda, dipl. ing.</i> FER, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska <i>Marijan Kalea, dipl. ing.</i></p> <p>HEP Prijenos d.o.o. – Prijenosno područje Osijek, Šetalište kardinala F. Šepera 1a, 31000 Osijek, Hrvatska Uspješno planiranje i praćenje izgradnje prijenosnih objekata može značajno smanjiti rokove i cijenu izgradnje. Kod toga veliku ulogu ima stalno praćenje fizičke gotovosti objekata i financijske realizacije izgradnje.</p> <p>U članku se daju osnovni pojmovi, opisuje primjena i način rada informacijskog sustava za praćenje izgradnje prijenosnih objekata. Kao izvor financijskih podataka koristi se postojeća HEP-ova financijska baza podataka, a koja je ažurirana i prilagođena za potrebe Službe za izgradnju prijenosnih objekata.</p> <p>(Lit. 3, sl. 4 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/127 – 133/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1468 UDK 621.316.1:621.314.2 PREGLEDNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 135 – 146</p> <p style="text-align: center;">NAPONSKE PRILIKE U PRIJENOSNOJ MREŽI I REGULACIJA NAPONA MREŽNIM TRANSFORMATORIMA</p> <p style="text-align: center;"><i>Goran Jerbić, dipl. ing.</i> Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>Prikazani su rezultati analize utjecaja promjene prijenosnog omjera mrežnih transformatora 400/220 kV i 400/110 kV na naponske prilike u interkonektivnim čvorištima. Naglašeni su neki od problema vezanih za regulaciju napona mrežnim transformatorima i izbor načina i opsega regulacije transformatora u transformatorskim stanicama 400/220/110 kV Žerjavinec, odnosno Ernestinovo.</p> <p>(Lit. 3, sl. 7 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autor ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/135 – 146/2004.</p>

ENERGIJA 1468

UDK 621.316.1:621.314.2

1. Naponske prilike u prijenosnoj mreži i regulacija napona mrežnim transformatorima
 - I. *Jerbić, G.*
- II. Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

Napon
Naponske prilike
Opterećenje sustava
Transformator
Regulacija napona
Kompenzacija

ENERGIJA 1467

UDK 621.316.1:621.316.31

1. PIPO – Praćenje izgradnje prijenosnih objekata
 - I. *Hebel, Z. – Delimar, M. – Peharda, D. – Kalea, M.*
- II. FER, Unska 3, 10000 Zagreb, Hrvatska – HEP Prijenos d.o.o. – Prijenosno područje Osijek, Šetalište kardinala F. Šepera 1a, 31000 Osijek, Hrvatska

Izgradnja prijenosnih objekata
Planiranje i praćenje izgradnje

ENERGIJA 1466

UDK 621.311.1:621.311.22

1. Veliki poremećaj u hrvatskom sustavu 20.9.2002. s gubitkom prijelazne stabilnosti i ispadima agregata TE Rijeka, TE Plomin 1 i TE Plomin 2 – uzroci i posljedice
 - I. *Nemec, D. – Stojavljević, M.*
- II. Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska

Elektroenergetski sustav
Veliki poremećaj
Prijelazna stabilnost
Simulacijska analiza

Časopis Hrvatske elektroprivrede

Uredništvo i uprava:
Zagreb, Ulica grada Vukovara 37
Godišnja pretplata 480,00 kn

	<p>ENERGIJA 1469 UDK 621.316.1:621.311.1 PREGLEDNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 101 – 111</p> <p style="text-align: center;">POTENCIJALNI PROBLEMI U PRIJENOSNOJ MREŽI HRVATSKE I NJIHOVO RJEŠAVANJE U PREDSTOJEĆEM KRATKOROČNOM RAZDOBLJU</p> <p style="text-align: center;"><i>Goran Jerbić, dipl. ing.</i> Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p style="text-align: center;"><i>Ante Ćurić, dipl. ing.</i> HEP – Trade d.o.o., Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>U članku se analiziraju problemi u prijenosnoj mreži Hrvatske elektroprivrede i mogućnosti njihovog rješenja u budućem trogodišnjem razdoblju. Prema Zakonu o tržištu električne energije NN br. 68 (članak 12. stavak 1.) od 2001. godine "Operator sustava u suradnji s energetske subjektom za prijenos električne energije, uz prethodnu suglasnost Vijeća za regulaciju, donosi plan razvoja i izgradnje prijenosne mreže za razdoblje do tri godine." Za potrebe analize i procjene potrebnog pojačanja mreže, prijenosna mreža je modelirana na računskom stroju za očekivano stanje maksimalnog opterećenja 2002. i 2005. godine. Dan je osvrt na postojeću konfiguraciju prijenosne mreže Hrvatske i planiranu izgradnju do 2005. godine. Utvrđene su slabe točke u prijenosnoj mreži koje mogu biti potencijalni uzrok većih poremećaja. Dane su korektivne akcije, pogonske preporuke kao i nužna dogradnja sustava. Posebno je naglašen utjecaj predstojeće izgradnje TS Žerjavinec i TS Ernestinovo. (Lit. 5, sl. 6 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/101-111/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1470 UDK 621.316.933.8:658.516 STRUČNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 113 – 117</p> <p style="text-align: center;">UPOZORENJE NA MOGUĆE OPASNE NAPONE DODIRA U DIJELU MREŽA 0,4 kV I KOD POTROŠAČA S NAPUTCIMA ZA PRISTUP RJEŠAVANJU NAZNAČENE PROBLEMATIKE</p> <p style="text-align: center;"><i>Ivo Santica, dipl. ing.</i> HEP Distribucija d.o.o. – DP Elektrodalmacija, Poljička bb, 21000 Split, Hrvatska</p> <p>Izgradnju novih mreža 0,4 kV posljednjih godina intenzivno prate rekonstrukcije postojećih mreža s golim vodičima, ugradnjom samonosivog kablenskog snopa. Mjere zaštite od opasnih napona dodira kod dijela postojećih potrošača i u rekonstruiranim mrežama predstavljaju posebnu problematiku. Njoj se nažalost ne posvećuje dovoljno pozornosti. Zato ovaj prostor ostaje tehnički, pravno pa i etički nedefiniran.</p> <p>Člankom su dani osnovni naputci i smjernice za rješavanje naznačene problematike. Sveobuhvatno rješenje zahtijeva detaljnu analizu postojećeg stanja, pravno tumačenje obveza kao i etički stav prema problemu (radi se o kvaliteti isporučene robe s elementima opasnim po život). (Lit. 4, sl. 2 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autor ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/113 – 117/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1471 UDK 621.314.212:621.316.9 PREGLEDNI ČLANAK</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 119 – 126</p> <p style="text-align: center;">SUSTAVI MOTRENJA ULJNIH TRANSFORMATORA</p> <p style="text-align: center;"><i>Prof. dr. sc. Zdenko Godec, dipl. ing. – Denko Godec, dipl. ing.</i> Končar – Institut za elektrotehniku, Fallerovo šetalište 22, 10000 Zagreb, Hrvatska – HT mobilne komunikacije, Ulica grada Vukovara 23, 10000 Zagreb, Hrvatska</p> <p>Motrenje (engl. on-line monitoring) je automatizirani nadzor. Koristi i koji su ciljevi motrenja transformatora, odabir transformatora i veličine koje treba motriti, određuje vlasnik transformatora. Dan je kratak pregled sustava motrenja transformatora i veličine koje se najčešće motre, te preporuke na što treba obratiti pozornost pri izboru sustava za motrenje. (Lit. 12, sl. 1 – original na hrvatskom jeziku)</p> <p style="text-align: right;">Autori ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/119 – 126/2004.</p>

ENERGIJA 1471

UDK 621.314.212:621.316.9

1. Sustavi motrenja uljnih transformatora
- I. *Godec, Z. – Godec, D.*
- II. Končar – Institut za elektrotehniku,
Fallerovo šetalište 22, 10000 Zagreb,
Hrvatska – HT mobilne komunikacije,
Ulica grada Vukovara 23, 10000 Zagreb,
Hrvatska

Uljni transformatori
Motrenje
Sustav motrenja

ENERGIJA 1470

UDK 621.316.933.8:658.516

1. Upozorenje na moguće opasne napone dodira u diejlu mreža 0,4 kV i kod potrošača s naputcima za pristup rješavanju naznačene problematike
- I. *Santica, I.*
- II. HEP Distribucija d.o.o. – DP
Elektrodalmacija, Poljička bb,
21000 Split, Hrvatska

Opasni napon dodira
Uzemljivač
Zaštitne mjere

ENERGIJA 1469

UDK 621.316.1:621.311.1

1. Potencijalni problemi u prijenosnoj mreži Hrvatske i njihovo rješavanje u predstojećem kratkoročnom razdoblju
- I. *Jerbić, G. – Ćurić, A.*
- II. Institut za elektroprivredu i energetiku,
Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb,
Hrvatska – HEP – Trade d.o.o., Ulica
grada Vukovara 37, 10000 Zagreb,
Hrvatska

Estimacija stanja
Kratkoročno razdoblje
Model EES-a
Prijenosna mreža Hrvatske
Programski paket DAM
Proračun tokova snaga
Sekcionirana mreža
Vršno opterećenje

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 1466 UDK 621.311.1:621.311.22 ORIGINAL SCIENTIFIC PAPER</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 91 – 99</p> <p style="text-align: center;">MAJOR DISTURBANCE IN THE CROATIAN SYSTEM ON SEPTEMBER 20, 2002, WITH LOSS OF TRANSIENT STABILITY AND OUTAGE OF TPP RIJEKA, PLOMIN 1 AND PLOMIN 2 UNITS – CAUSES AND CONSEQUENCES</p> <p style="text-align: center;"><i>Darko Nemeč, M. Sc. – Milan Stojsavljević, M. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;">Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p>The disturbance in the Croatian electric power system is considered to have been caused by three-phase short circuit on 220 kV TPP Rijeka – TS Melina that resulted in transient instability and outages of units in TPP Rijeka, TPP Plomin 1 and Plomin 2. The evaluation and determination of physical background of the disturbance source method applied uses real operation data and results of simulation research on a dynamic model of the system. The follow-up of the event was reconstructed based on current voltage values and the current from numerical line protection in a part of the 220 kV regional network and KRD data of stationary state from DAM programming package (Dispatcher Analysis of Network) of the National Dispatching Center (NDC) in Zagreb. The disturbance was simulated on the multi-machine dynamic model of the system. Fairly good coincidence of simulation and real data of voltage and current enabled the determination of transient stability of units TPP Rijeka, TPP Plomin 1 and TPP Plomin 2, whereby the Croatian system became transiently unstable. Also, system security by voltage stability criteria was disturbed. Finally, based on the research, the range and significance of disturbance are given as well as necessary future activities.</p> <p>(No. of References: 2, Fig.: 10 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><i>Authors</i> ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/91 – 99/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1467 UDK 621.316.1:621.316.31 SUBJECT REVIEW</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 127 – 133</p> <p style="text-align: center;">PIPO – FOLLOW-UP OF TRANSMISSION FACILITY CONSTRUCTION</p> <p style="text-align: center;"><i>Prof. Zdravko Hebel, D. Sc. – Marko Delimar, M. Sc. – Domagoj Peharda, B. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;">FER, Unska 3, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p style="text-align: center;"><i>Marijan Kalea, B. Sc.</i></p> <p>HEP Prijenos d.o.o. – Prijenosno područje Osijek, Šetalište Kardinala F. Šepera 1a, 31000 Osijek, Croatia</p> <p>Successful follow-up of transmission facilities' planning and construction can bring significant decrease in duration and costs. Constant follow-up of the physical readiness and financial realisation plays an important role in that effort.</p> <p>In the paper basic terms are explained, application is described as well as the mode of information system operation for follow-up of transmission facility construction. The existing HEP data base was used as a source of financial data and updated to the needs of the service for transmission Facility construction.</p> <p>(No. of References: 3, Fig.: 4 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><i>Authors</i> ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/127 – 133/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1468 UDK 621.316.1:621.314.2 SUBJECT REVIEW</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 135 – 146</p> <p style="text-align: center;">VOLTAGE CIRCUMSTANCES IN TRANSMISSION NETWORK AND VOLTAGE REGULATION BY NETWORK TRANSFORMERS</p> <p style="text-align: center;"><i>Goran Jerbić, B. Sc.</i></p> <p style="text-align: center;">Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p>Analysis results of 400/220 kV and 400/110 kV network transformers' transformation rate change on voltage circumstances in inter connection nodes are given. Some problems connected to voltage regulation by network transformers are stressed as well as the way of choice and transformation regulation range in 400/220/110 kV Žerjavinec and Ernestinovo transformer stations.</p> <p>(No. of References: 3, Fig.: 7 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><i>Author</i> ISSN 0013-7448 ENJAAC 52/2/135 – 146/2004.</p>

ENERGIJA 1461

UDK 621.316.1:621.314.2

- | | |
|---|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Voltage Circumstances in Transmission Network and Voltage Regulation by Network Transformers I. <i>Jerbić, G.</i> II. Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia | <p><i>Voltage
Voltage Circumstances
System Load
Transformer
Voltage Regulation
Compensation</i></p> |
|---|---|

ENERGIJA 1467

UDK 621.316.1:621.316.31

- | | |
|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. PIPO – Follow-up of Transmission Facility Construction I. <i>Hebel Z. – Delimar, M. – Peharda, D. – Kalea, M.</i> II. FER, Unska 3, 10000 Zagreb, Croatia
HEP Prijenos d.o.o. – Prijenosno područje Osijek, Šetalište Kardinala F. Šepera 1a, 31000 Osijek, Croatia | <p><i>Construction of Transmission
Facilities
Construction Planning and Follow-up</i></p> |
|--|---|

ENERGIJA 1466

UDK 621.311.1:621.311.22

- | | |
|--|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Major Disturbance in the Croatian System on September 20, 2002, with Loss of Transient Stability and Outage of TPP Rijeka, Plomin 1 and Plomin 2 Units – Causes And Consequences I. <i>Nemec, D. – Stojsavljević, M.</i> II. Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia | <p><i>Electric Power System
Major Disturbance
Transient Stability
Simulation Analysis</i></p> |
|--|---|

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 1469 UDK 621.316.1:621.311.1 SUBJECT REVIEW</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 101 – 111</p> <p style="text-align: center;">POTENTIAL PROBLEMS OF THE CROATIAN TRANSMISSION NETWORK AND THEIR SOLUTION IN A SHORT TIME PERIOD</p> <p style="text-align: center;"><i>Goran Jerbić, B. Sc.</i> Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p style="text-align: center;"><i>Ante Ćurić, B. Sc.</i> HEP – Trade d.o.o., Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p>In the paper problems of the Croatian electricity supply company's transmission network and their solution in the next three-year period are analyzed. According to the Law on Electric Energy Market, NN Nr. 68 (Article 12, Item 1) from 2001 "System operator, in cooperation with the energy subject for electric energy transmission and after prior acknowledgement of the Regulatory Council, determines the transmission network development and construction plans for the period of three years." For analysis and evaluation purposes of the needed network strengthening, transmission network is modeled on computer for expected peak load in 2002 and 2005. The evaluation of the Croatian transmission network's existing configuration is given as well as planned construction until 2005. Weak points of transmission network are mentioned that could cause major disturbances. Corrective actions are listed, operation instructions as well as essential new construction of the system. Special emphasis is put on future construction of TS Žerjavinec and TS Ernestinovo. (No. of References: 5, Fig.: 6 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><i>Authors</i> ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/101 – 111/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1470 UDK 621.316.933.8:658.516 PROFESSIONAL PAPER</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2 113 – 117</p> <p style="text-align: center;">CAUTION ABOUT POSSIBLE DANGEROUS CONTACT VOLTAGE IN A PART OF 0.4 kV NETWORK AND BY CONSUMERS WITH PROPOSALS HOW TO SOLVE THE PROBLEMS</p> <p style="text-align: center;"><i>Ivo Santica, B. Sc.</i> HEP Distribucija d.o.o. – DP Elektrodalmacija, Poljička bb, 21000 Split, Croatia</p> <p>Construction of new 0.4 kV networks during past years has been followed by the reconstruction of existing networks by bare lines, built in self-carrying cable bundle. Protection measures from dangerous contact voltage by part of the existing consumers and reconstructed network present specific problems. Unfortunately, not enough attention is paid to these problems. Therefore, this space is technically, legally and even ethically non-defined. The paper gives basic proposals and directives as a solution to described problems. Global solution would need a detailed analysis of the current state, legal explication of duties and ethical attitude towards the problem (it is the quality of supplied product with potentially life endangering elements). (No. of References: 4, Fig.: 2 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><i>Author</i> ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/113 – 117/2004.</p>
	<p>ENERGIJA 1471 UDK 621.314.212:621.316.9 SUBJECT REVIEW</p> <p style="text-align: center;">ENERGIJA 53/2004/2, 119 – 126</p> <p style="text-align: center;">ON-LINE MONITORING SYSTEMS OF OIL TRANSFORMERS</p> <p style="text-align: center;"><i>Prof. Zdenko Godec, D. Sc. – Denko Godec, B. Sc.</i> Končar- Institut za elektrotehniku, Fallerovo šetalište 22, 10000 Zagreb, Croatia HT mobilne komunikacije, Ulica grada Vukovara 23, 10000 Zagreb, Croatia</p> <p>On-line monitoring is automatically controlled. Benefits and scope of transformer on-line monitoring, transformer choice and values that are going to be monitored are determined by transformer owner. Short review on on-line monitoring systems is given as well as most common values for monitoring and directives for choice of a monitoring system. (No. of References: 12, Fig.: 1 – original in Croatian)</p> <p style="text-align: right;"><i>Authors</i> ISSN 0013-7448 ENJAAC 53/2/119 – 126/2004.</p>

ENERGIJA 1471

UDK 621.314.212:621.316.9

1. On-Line Monitoring Systems of Oil Transformers
- I. *Godec, Z. – Godec, D.*
- II. Končar – Institut za elektrotehniku, Fallerovo šetalište 22, 10000 Zagreb, Croatia
HT mobilne komunikacije, Ulica grada Vukovara 23, 10000 Zagreb, Croatia

Oil Transformers
On-line Monitoring
Monitoring Systems

ENERGIJA 1470

UDK 621.316.933.8:658.516

1. Caution about Possible Dangerous Contact Voltage in a Part of 0.4 kV Network and by Consumers with Proposals how to Solve the Problems
- I. *Santica, I.*
- II. HEP Distribucija d.o.o. – DP Elektrodalmacija, Poljička bb, 21000 Split, Croatia

Dangerous Contact Voltage
Grounding
Protection Measures

ENERGIJA 1469

UDK 621.316.1:621.311.1

1. Potential Problems of the Croatian Transmission Network and Their Solution in a Short Time Period
- I. *Jerbić, G. – Ćurić, A.*
- II. Institut za elektroprivredu i energetiku, Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia
HEP – Trade d.o.o., Ulica grada Vukovara 37, 10000 Zagreb, Croatia

State Estimate
Short Time Period
Electric Power System Model
Croatian Transmission Network
DAM Programming Package
Load Flow Package
Sectioned Network
Peak Load