

UZROCI, ANALIZE I MJERE SPRJEČAVANJA RASPADA EES-a U HRVATSKOJ 12. SIJEČNJA 2003. GODINE

Dr. sc. Nijaz Dizdarević – prof. dr. sc. Mislav Majstrovic, Zagreb – Snježana Čujic Čoko,
Split – Niko Mandić, Zagreb – Josip Benović, Osijek

UDK 621.31.001.4:62–503.32
IZVORNI ZNANSTVENI ČLANAK

U ovom su radu predstavljeni uzroci, analize i mjere sprječavanja raspada elektroenergetskog sustava koji se dogodio 12. siječnja 2003. godine u južnom dijelu Hrvatske (HR) te u Bosni i Hercegovini (BH). Najprije su prepoznati temeljni uzroci i posljedice raspada putem analize raspoloživih zapisa koja je zasnovana na relevantnoj dokumentaciji prikupljenoj iz različitih izvora unutar HR i BH sustava. Nakon toga je provedena numerička analiza događaja s ciljem pružanja dodatnih objašnjenja tijekom razvoja događaja vezanih uz raspad. Spoznaje koje su dobivene analitičkim putem iskorištene su s ciljem ukazivanja na raspoložive mjere sprječavanja raspada, odnosno ublažavanja posljedica u njegovim različitim fazama razvoja. Predložen je skup mjera radi prevencije ponavljanja sličnih incidentnih situacija. Detaljnije je razmotrena uloga operatora sustava i specijalnog sustava zaštite tijekom kronološke sekvencije događaja vezanih uz predmetni raspad.

Ključne riječi: raspad, kaskadni ispadi, slom napona, kratki spoj, zatajenje prekidača, operator sustava, specijalni sustav zaštite.

1. UVODNA RAZMATRANJA

Elektroenergetski sustavi u Republici Hrvatskoj, ali i u Republici Bosni i Hercegovini, ozbiljno su oštećeni ratnim razaranjima u prošlom desetljeću. U velikoj se mjeri nalaze izvan prvobitnih kriterija planiranja izgradnje zbog čega se vođenje njihovog pogona odvija u iznimno otežanim okolnostima. Stoga gotovo svako pogoršanje vremenskih prilika u uvjetima zimskog maksimuma opterećenja stvara povećani rizik po sigurnost pogona međusobno povezanih visokonaponskih prijenosnih sustava. U navedenim se okolnostima tijekom siječnja 2003. godine dogodio incident s krajnjom posljedicom šireg regionalnog raspada, odnosno lokaliziranog prekida napajanja potrošača [1]. Ovaj incident zapravo predstavlja seriju ozbiljnih poremećaja i kvarova koji su uzrokovali kaskadne ispade elemenata ees-a.

Uzroci i posljedice ovog raspada brojni su i ozbiljni te ukazuju na potrebu za većom koordiniranosti vođenja pogona između tih spojenih sustava. Uključuju ne samo dinamičko vladanje HR sustava već i vladanje sustava u susjednoj RBiH s obzirom da elektromehanički čine jednu cjelinu [2]. Imajući u vidu prijelazne pojave koje se nekontrolirano šire na oba sustava, nužno je ovaj raspad tretirati kao poticaj povišenju razine sigurnosti i pouzdanosti vođenja pogona ees-a [3]. Sigurnost pogona javit će se uskoro kao jedan od temeljnih problema, posebice u svjetlu očekivanih uvjeta rekonekcije

dviju sinkronih UCTE zona koje će se većim dijelom odvijati putem ova dva sustava. Ovaj je članak prije svega orijentiran prema prepoznavanju potrebe provođenja kombiniranog tipa analize incidentnih situacija; podatkovnog i numeričkog [4]. Raspadi trebaju služiti kao izvor učenju najznačajnijih lekcija i raspoloživih mjera smanjenja rizika pojave sličnih incidenata [5 – 6].

Razmotreni su brojni tehnički aspekti raspada elektroenergetskog sustava koji se dogodio 12. siječnja 2003. godine [1]. Predočeni su rezultati podatkovne analize sekvencije događaja vezanih uz raspad koji su numerički obrađeni statičkim i dinamičkim pristupom. Kombinirana podatkovna i numerička analiza ima za cilj korelirati spoznaje o raspadu. Raspad je obuhvatio južni dio HR sustava te dio BH sustava koji je u to doba bio priključen na prvu UCTE sinkronu zonu. Uzroci, posljedice i mjere sprječavanja detaljno su analizirane u studiji koja opširno obrađuje sve relevantne događaje na temelju prikupljene dokumentacije. Detaljnije je razmotrena uloga operatora sustava te prorada specijalnog sustava zaštite tijekom kronološkog slijeda događaja vezanih uz predmetni raspad.

Uloga operatora sustava prvenstveno je analizirana na temelju prikupljenih kronoloških zapisa događaja te odziva koji su grafički zabilježeni rejeljima različitih sustava zaštite u realnom vremenu. Analiza sadrži procjenu sigurnosti početnog stacionarnog stanja koje je vladalo neposredno prije raspada. Procjena ukazuje



Slika 2. Narušeni uvjeti pogona hrvatskog ees-a prije raspada

U južnom dijelu HR sustava zadovoljenje (N-1) kriterija procjene sigurnosti ovisi o razini opterećenja DV 400 kV Melina – Velebit – Konjsko. Prekid te prijenosne veze uvelike utječe na sigurnost pogona u HR sustavu. Zadovoljenost kriterija ovisi i o angažmanu proizvodnih jedinica u Dalmaciji te o raspoloživoj snazi rotirajuće rezerve. Ukoliko do prekida navedene prijenosne veze dolazi pri opterećenju većem od 200 MW (iskustveni podatak vezan uz uvjete stacionarnog pogona s minimalnim angažmanom proizvodnih jedinica u Dalmaciji), tok snage se najvećim dijelom preraspodjeljuje uzduž DV 220 kV Brinje – Konjsko. Nakon toga, taj vod ulazi u rizično područje pogona zbog mogućeg narušavanja termičkih ograničenja. Ukoliko u sustavu postoji dostatna snaga rotirajuće rezerve, operator sustava može preventivno izbjeći kaskadne ispadе vodova na južnom pravcu uz uvjet da je u prethodnom periodu bio koncentriran na to područje. Zasiurno, ovakvo djelovanje operatora sustava ostvarivo je samo ukoliko različiti sustavi zaštita nisu prethodno već reagirali i uzrokovali kaskadne ispadе u široj regiji. Općenito uzevši, zadovoljenje (N-1) kriterija sigurnosti nije upitno uz odgovarajuće uvjete pogona raspoloživih proizvodnih jedinica u HE Zakučac i HE Velebit.

Otočka veza ima manje povežno značenje uzduž južnog pravca zbog niskog iznosa najveće dozvoljene propusnosti snage. Veće značenje poprima tek pri ponovnom uspostavljanju stanja nakon poremećaja. Tada je potrebno prosljediti napon u Dalmaciju, odnosno dati vanjski napon hidroelektranama za ponovno pokretanje. Nakon prekida južnog pravca na 400 kV i 220 kV razinama, pogon 110 kV otočke veze ostvariv je uz uvjet uravnoteženosti razmjene snage između dvaju dijelova sustava. Uravnoteženi pogon se postiže usklađenim angažmanom svih proizvodnih jedinica tijekom dužeg vremenskog razdoblja, što međutim nije jednostavno ispunjavati u dužem vremenskom razdoblju.

Za slučaj trajnog kvara DV 400 kV Melina – Velebit – Konjsko i DV 220 kV Brinje – Konjsko pogon hrvatskog ees-a značajno je otežan zbog sljedećih razloga:

- Nužno je kontinuirano provoditi ostvarenje usvojenog satnog i dnevnog voznog reda prema UCTE-u uz dozvoljeno odstupanje od ± 20 MW. U slučaju navedenih trajnih kvarova u prijenosnoj mreži to se postiže prvenstveno putem podizanja i spuštanja tereta uvjetno govoreći u sjevernom i južnom dijelu sustava, pri čemu je nužno osigurati da je opterećenje DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u dozvoljenim okvirima.
- Nužno je kontinuirano provoditi uravnoteživanje opterećenja uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla koje ne smije narušiti postavljena ograničenja te osim toga svojom promjenom ne smije uzrokovati trajno satno odstupanje prema UCTE-u.
- U slučaju navedenih trajnih kvarova u prijenosnoj mreži, izvan pogona se nalazi višenamjenska elektranu RHE Velebit koja je priključena na 400 kV naponsku razinu. RHE Velebit može injektirati snagu u iznosu od 2×135 MW, odnosno u crpnom režimu uzimati iz ees-a 2×130 MW uz mogućnost kompenzacijskog rada i korigiranja visokih napona tijekom noći.
- Svaki poremećaj prolaznog karaktera može ugroziti pogon HR i BH sustava.
- Angažman hidroelektrana u južnom dijelu HR sustava prvenstveno treba biti u funkciji ostvarenja zadanog voznog reda, ali i u funkciji korigiranja opterećenja uzduž dalekovoda na južnom kraku (ponekad i na sjevernoj vezi DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla) te očuvanja planiranih kota kod malih akumulacija.
- Ispad svake proizvodne termoenergetske jedinice narušava u sustavu teško uspostavljeno kvazi-stacionarno stanje, remeti tokove snaga, izaziva stvaranje zagušenja u prijenosnoj mreži, zahtijeva preraspodjelu ograničenih količina plina među elektranama ili čak i zamjenu pogonskog goriva (plin – mazut).
- U uvjetima dugotrajno niskih temperatura okoliša i bure dolazi do povećane potrošnje električne energije posebice u Dalmaciji za potrebe grijanja.
- U južnom dijelu BH sustava nalazi se EAL Mostar koji je značajan potrošač velikog iznosa električne energije. Njegovo napajanje izvodi se iz TS Mostar 3 i TS Mostar 4. U uvjetima normalnog pogona ovaj potrošač trajno preuzima snagu u iznosu između 160 MW i 190 MW. Stabilan je potrošač koji ima dugoročno ugovorene izvozne poslove. S obzirom da se u proizvodnom procesu u njegovim kadama tali aluminij, osjetljiv je na duži prekid napajanja. Dozvoljeni prekid napajanja može trajati do najduže 2 sata bez većih posljedica po proizvodni proces. U suprotnom nastupaju velike štete. Za usporedbu, utrošena

električna energija EAL Mostar na dnevnoj je razini ekvivalentna ukupnoj proizvodnji električne energije iz tri novoizgrađene hidroelektrane na Neretvi (HE Salakovac, HE Grabovica, HE Mostar) koje cjelodnevno nisu u mogućnosti ostvariti maksimalni angažman. Dakle, EAL Mostar je potrošač kojem je potrebno osigurati trajno napajanje energijom neovisno o pravcu iz kojeg ona dolazi.

Promatrajući HR i BH sustave kao elektromehaničku cjelinu uočavaju se dvije spojne točke značajne za zajednički pogon; jedna u Slavoniji, a druga u Dalmaciji. Spojna točka u Slavoniji odnosi se na TS Đakovo i poveznicu DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla. Spojna točka u Dalmaciji odnosi se na poveznice DV 220 kV Konjsko – Mostar i DV 220 kV Zakučac – Mostar, što uz DV 220 kV Konjsko – Zakučac čini zajedničku 220 kV petlju s povezanim čvorištima Zakučac, Konjsko i Mostar. U vrijeme prije raspada, druga spojna točka je na sjeverozapadni dio HR sustava bila spojena putem otočke 110 kV veze ograničenih mogućnosti prijenosa. Veći poremećaji proizvodnje u južnom dijelu HR sustava poput ispada većih hidroenergetskih jedinica dodatno opterećuju sjevernu 220 kV vezu te otočku 110 kV vezu. U nepovoljnim okolnostima moguć je razvoj kritičnog slijeda događaja koji u konačnici može uzrokovati raspad sustava.

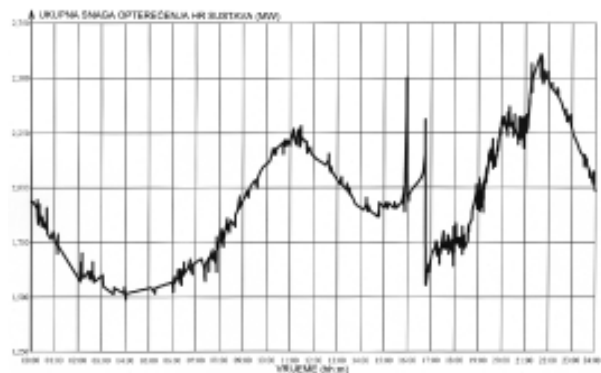
3. UZROCI I POSLJEDICE RASPADA

Predmetni raspad ees-a dogodio se u nedjelju 12.1.2003. godine u 16:44 sati. Operatori sustava uspjeli su uravnotežiti razmjenu snage HR sustava i njegovih regija. Neposredno prije raspada HR sustav bio je relativno dobro uravnotežen prema UCTE-u (razmjena snage u iznosu od 173 MW / -70 Mvar, tranzit snage u iznosu od 741 MW / 169 Mvar). Prema BH sustavu je HR sustav također bio relativno dobro uravnotežen (razmjena snage u iznosu 5 MW / -23 Mvar). Proizvodnja na području Dalmacije bila je uravnotežena s potrošnjom. Ukupna potrošnja konzuma Dalmacije u trenutku incidenta iznosila je približno 490 MW (približno 80% od maksimalnog opterećenja u iznosu od 633 MW). Ukupno opterećenje hrvatskog sustava (potrošnja + gubici) iznosilo je 2023 MW / 41 Mvar (vršno opterećenje približno 2700 MW).

Prema izvadcima iz SCADA sustava, bilanca proizvodnje i potrošnje šire regije Dalmacije te BH sustava ukazuje na regionalno uravnoteženo vođenje pogona u uvjetima smanjene sigurnosti zbog neraspoloživosti većeg broja prijenosnih vodova. Sjeverna 220 kV veza (DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla) bila je slabo opterećena (30 MW / 4 Mvar iz BH u HR), a u elektranama je postojalo 120 MW rotirajuće rezerve. Opterećenje spojnih vodova između HR i BH sustava je tijekom cijelog dana 12.1.2003. godine iznosilo između 10 i 25 % od dozvoljene termičke granice. BH sustav uglavnom je proizvodio energiju za svoje potrebe. Angažirana sna-

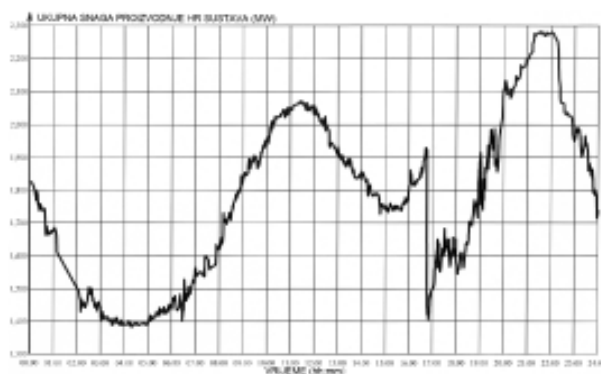
ga na mreži u vrijeme raspada iznosila je 730 MW u EP BiH te 280 MW u EP HZHB. Drugi agregat u HE Dubrovnik koji inače radi za potrebe EP RS bio je priključen na prvu UCTE sinkronu zonu unutar BH sustava.

U pravilu je ukupna dnevna nedjeljna potrošnja niža od ukupne potrošnje tijekom radnog dana. Potrošnja električne energije u trenutku poremećaja locirana je u cjelodnevnom dijagramu potrošnje u udolinu između jutarnjeg i večernjeg vrha (slika 3). U dnevnom dijagramu opterećenja radi se o točki s relativno nižom potrošnjom energije u očekivanju brzog porasta prema večernjem vrhu. Tijekom sljedeća dva sata potrošnja sustava treba rasti te u samom vrhu dostići vrijednost koja bi bila veća za približno 500 MWh/h do 600 MWh/h. Poremećaj je inicijalno uzrokovao promjenu snage opterećenja u hrvatskom ees-u i to u iznosu od približno 500 MW; snaga opterećenja pala je s 2060 MW na 1560 MW.



Slika 3. Opterećenje HR sustava na dan raspada

Poremećaj je inicijalno uzrokovao i promjenu snage proizvodnje u HR sustavu u iznosu od 540 MW; snaga proizvodnje pala je s 1940 MW na 1400 MW (slika 4). Nakon raspada, cijeli južni dio HR sustava ostao je bez napajanja i to u vrijeme očekivanog brzog porasta potrošnje. Dvije BH elektroprivrede koje su u to vrijeme bile priključene na prvu sinkronu UCTE zonu također su doživjele potpuni raspad.



Slika 4. Proizvodnja HR sustava na dan raspada

i podnaponskog rasterećenja, sposobnosti 'crnog starta' ključnih agregata, poštivanja minimalnog (N-1) kriterija sigurnosti pogona sustava, razrađenog plana mjera za postupanje u kriznim situacijama... Navedene je mjere potrebno kontinuirano dorađivati i usklađivati.

Na temelju analiziranih KRD zapisa o tijeku događaja vezanih uz raspad ees-a u Dalmaciji uspostavljena je najvjerojatnija kronološka sekvencija poremećaja povezanih s incidentom. U tablici 1 detaljno su predložena sva vremena isključenja prekidača značajnijih generatora i vodova u postavljenoj kronologiji. Kronologija je iskorištena za formiranje simulacijskog scenarija raspada ees-a pomoću računalnog dinamičkog modela (vremena u zagradama). Na temelju provedenih simulacija procijenjeni su iznosi napona i tokovi snaga pri kojima je došlo do isključenja prekidača generatora i vodova kako bi se ukazalo na eventualna odstupanja u postavkama sustava zaštita.

Na temelju podataka iz tablice 1 uočava se da su unutar 30 sekundi od inicijalnog poremećaja iz pogona ispali svi proizvodni kapaciteti na području Dalmacije. Zbog velikog manjka snage proizvodnje kratkotrajno je potekla velika snaga uzduž otopke 110 kV veze te sjeverne 220 kV veze (DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u smjeru Tuzle). Zbog preopterećenja dolazi do kidanja otopke veze na sekciji DV 110 kV Novalja – Pag nakon čega se dodatno povećava opterećenje uzduž sjeverne 220 kV veze koja tada postaje jedina spona između dva hrvatska elektroenergetska kraka. Nedugo zatim, i sjeverna 220 kV veza biva isključena proradom specijalnog sustava zaštite koji je instaliran u čvorištu TS Đakovo 220 kV. Zaštita je u koordinaciji s podnaponskim rasterećenjem isključila vod u TS Đakovo zbog prijetjećeg sloma napona i time spasila Slavoniju od raspada koji je zahvatio južni dio sustava HR te BH sustav.

U HE Zakučac inicijalni je događaj najprije detektirao generator G4/150 MVA/110 kV, a zatim generator G3/150 MVA/220 kV. Detektiran je signal u sustavima regulacije uzbude tih generatora koji je vezan uz vremensko ograničenje najveće dozvoljene struje uzbude. HE Zakučac sadrži ukupno četiri proizvodne jedinice, a dvije navedene predstavljaju veće jedinice koje su opremljene sa statičkim uzbudnim sustavima napajanim s terminalskih priključnica generatora. Preostale dvije jedinice imaju starije rotirajuće uzbudne sustave. Generator G3/150 MVA/220 kV isključen je kao prvi u nizu generatora HE Zakučac zbog gubitka uzbude koji je uzrokovan pojavom nesimetričnih prilika u tiristor-skim usmjerivačima. Generator G4/150 MVA/110 kV isključen je kao posljednji u nizu generatora HE Zakučac unatoč činjenici da je kao prvi detektirao inicijalni događaj. Približno 24 sekunde proteklo je između prvog detektiranog signala i isključenja ovog generatora. Pregledom detaljnog kronološkog zapisa utvrđeno je da je ovaj generator proveo barem 7.5 sekundi u nestabilnom pogonu uz izmjenu polariteta uzbudnog napona između najveće (pozitivne) vrijednosti i najmanje (negativne) vrijednosti.

Tablica 1. Najvjerojatniji scenarij raspada u HR sustavu

Vrijeme (hh:mm:ss)	Događaj
16:43:58.603 (10.000 s)	Nastanak kratkog spoja na jednostrano napajanjem DV 400 kV Konjsko – Velebit (80 km od TS Konjsko).
16:43:58.998 (10.395 s)	U TS Konjsko isključen prekidač DV 400 kV Konjsko–Velebit. 3fKS prelazi u 1fKS (inverzna i nulta impedancija dodane na mjestu kvara).
16:44:00.474 (11.871 s)	U HE Dubrovnik isključen prekidač DV 220 kV Plat – RP Trebinje. Ispad agregata G2/120 MVA/220 kV u HE Dubrovnik.
16:44:01.224 (12.621 s)	U HE Zakučac isključen prekidač kod G3/150 MVA/220 kV.
16:44:01.627 (13.024 s)	U HE Dale isključen prekidač kod G2/24 MVA/110 kV.
16:44:02.499 (13.896 s)	U HE Dale isključen prekidač kod G1/24 MVA/110 kV.
16:44:02.879 (14.276 s)	U HE Zakučac isključen prekidač DV 220 kV HE Zakučac – Konjsko.
16:44:03.175 (14.572 s)	U HE Zakučac isključen prekidač kod G2/120 MVA/220 kV.
16:44:05.049 (16.446 s)	U TS Nin isključen prekidač na DV 110 kV Nin – Pag (kidanje 110 kV otopke veze).
16:44:05.051 (16.448 s)	U TS Novalja isključen prekidač na DV 110 kV Novalja – Pag (kidanje otopke 110 kV veze).
16:44:07.995 (19.392 s)	U HE Čaplina isključen prekidač kod G2/240 MVA/220 kV i to 1.5 s prije isključenja DV 220 kV Dakovo TE Tuzla (jedini simulirani događaj u BH sustavu).
16:44:08.339 (19.736 s)	U HE Zakučac isključen prekidač DV 220 kV HE Zakučac – Bilice.
16:44:09.495 (20.892 s)	U TS Dakovo isključen prekidač DV 220 kV Dakovo – TE Tuzla (kidanje sjeverne 220 kV veze).
16:44:12.031 (23.428 s)	U HE Dubrovnik isključen prekidač DV 110 kV Plat – Komolac. Ispad agregata G1/120 MVA/110 kV u HE Dubrovnik.
16:44:13.196 (24.593 s)	U HE Zakučac isključen prekidač kod G1/120 MVA/110 kV.
16:44:16.656 (28.053 s)	U TS Vrboran isključen prekidač na DV 110 kV Konjsko – Vrboran (1/2).
16:44:16.665 (28.062 s)	U TS Vrboran isključen prekidač DV 110 kV Konjsko – Vrboran (2/2).
16:44:17.132 (28.529 s)	U TS Vrboran uključen prekidač DV 110 kV Konjsko – Vrboran (2/2).
16:44:17.169 (28.566 s)	U TS Vrboran uključen prekidač DV 110 kV Konjsko – Vrboran (1/2).
16:44:17.226 (28.623 s)	U TS Vrboran isključen prekidač na DV 110 kV Konjsko – Vrboran (1/2).
16:44:17.232 (28.629 s)	U TS Vrboran isključen prekidač na DV 110 kV Konjsko – Vrboran (2/2).
16:44:17.258 (28.655 s)	U TS Konjsko sa strane 110 kV isključen prekidač kod ATR1 220 kV / 110 kV.
16:44:17.261 (28.658 s)	U TS Konjsko sa strane 220 kV isključen prekidač kod ATR2 220 kV / 110 kV.
16:44:17.279 (28.676 s)	U TS Konjsko sa strane 110 kV isključen prekidač kod ATR2 220 kV / 110 kV.
16:44:17.284 (28.681 s)	U TS Konjsko sa strane 220 kV isključen prekidač kod ATR1 220 kV / 110 kV.
16:44:17.582 (28.979 s)	U TS Makarska isključen prekidač DV 110 kV Makarska – Opuzen.
16:44:18.064 (29.461 s)	U TS Makarska uključen prekidač DV 110 kV Makarska – Opuzen.
16:44:18.456 (29.853 s)	U TS Blato isključen prekidač na DV 110 kV Blato – Ston.
16:44:19.120 (30.517 s)	U TS Blato uključen prekidač na DV 110 kV Blato – Ston.
16:44:22.467 (33.864 s)	U HE Zakučac isključen prekidač kod G4/150 MVA/110 kV.
16:44:31.724 (43.121 s)	U HE Peruća isključen prekidač kod G1/26 MVA/110 kV.

4. POUZDANOST PRIJENOSNIH VODOVA

Vrlo je zanimljivo uspostaviti korelaciju između pret-hodnih spoznaja vezanih uz predmetni raspad s jedne strane i zaključka statističke analize pouzdanosti prijenosnih vodova s druge [8]. Statistički podaci o kvarovima dalekovoda rezultat su analize kvarova provedene kroz period od 12 godina u prijenosnoj mreži bivše jugoslavenske elektroprivrede, koja predstavlja dovoljno veliki uzorak da bi se moglo doći do statistički vjerodostojne zakonitosti događaja.

Uzimajući u obzir građevinske i montažne elemente od kojih su dalekovodi sastavljeni, oni u pravilu predstavljaju vrlo pouzdane elemente prijenosne mreže. Strikt-nom primjenom propisa i provođenjem dobre tehničke prakse pri njihovoj izgradnji i održavanju, dalekovodi mogu dugi niz godina zadržati visoku razinu pouzdanosti. Nažalost, dva faktora negativno utječu na njihovu pouzdanost. Prvi je činjenica da zbog svoje prostorne dimenzije dalekovodi prolaze kroz vrlo različite geografske, vremenske i urbane zone što znatno doprinosi povećanju vjerojatnosti nastanka kvarova i ispada iz pogona. Drugi i značajniji faktor je vladanje dalekovoda tijekom vremenskih nepogoda. Učestalost kvarova dalekovoda u uvjetima vremenskih nepogoda povećana je i više desetaka puta u usporedbi s intenzitetom kvara pri normalnim vremenskim uvjetima. Olakšavajuća okolnost kod ovih kvarova nalazi se u njihovom prolaznom karakteru što najčešće ne stvara veće posljedice po sustav. Štoviše, vrijeme popravka kod trajnih kvarova u mnogim je slučajevima relativno kratko. Otežavajuća okolnost nalazi se u činjenici da se vremenske nepogode javljaju posebice intenzivno u ograničenim područjima zbog čega teškim kvarovima i ispadima može istodobno biti izložen veći broj dalekovoda u jednom području.

Osnovu ispitivanja predstavlja statistika trajnih kvarova dalekovoda 110 kV, 220 kV i 400 kV naponske razine tijekom perioda od 12 godina. Pod trajnim kvarom podrazumijeva se kvar zbog kojeg je potrebna intervencija ekipe na terenu prije ponovnog stavljanja dalekovoda u pogon. Ukupni broj trajnih kvarova u razmatranom periodu iznosio je 105. Godišnji broj kvarova bio je promjenjiv od 1 do 20, uz to da je prosječno bilo 8.75 kvarova na godinu. S obzirom na naponsku razinu udio kvarova imao je sljedeću raspodjelu:

110 kV	64.8 %
220 kV	27.7 %
400 kV	7.5 %

Predočeni se postotci poklapaju s dužinama vodova određenog nazivnog napona s malim odstupanjem na više kod nazivnog napona 110 kV i na niže kod nazivnog napona 400 kV.

Na temelju provedene analize lokacija trajnih kvarova uočeno je da postoje karakteristična područja s vrlo velikim brojem kvarova dok su u ostalom dijelu mreže

kvarovi relativno rijetki. Najtežim područjem u ovom razmatranju pokazalo se područje koja obuhvaća Primorje, Gorski Kotar i Liku (područje I). U tom se području dogodilo ukupno 34.4 % kvarova. Drugo područje (područje II) obuhvaća Dalmaciju (također Hercegovinu i dio Crne Gore). U tom se području dogodilo ukupno 20,9 % kvarova. Ako se promotre kvarovi koji su se dogodili isključivo u Hrvatskoj tada je ukupni broj kvarova iznosio 50 od čega su se 34 kvara ili 68 % dogodila u području I, 12 kvarova ili 24 % u području II, a 4 kvara ili 8 % u ostalim dijelovima. Rezultati ispitivanja pokazuju da je pouzdanost osobito ugrožena tijekom studenog, siječnja i prosinca sa 65 % od svih kvarova, dok osobito "mirne" mjesece predstavljaju svibanj, rujna i listopad sa svega 0,9 %.

Pojava istodobnih kvarova znatno je promjenjiva u ovisnosti o naponskoj razini. Tako je primjerice za nazivni napon 110 kV u 27 opažanja uočen 1 istodobni kvar, a u 1 opažanju uočeno je čak 10 istodobnih kvarova. Za nazivni napon 220 kV raspolagalo se s 18 opažanja za 1 istodobni kvar, te s 2 opažanja za 5 istodobnih kvarova. Za nazivni napon 400 kV raspolagalo se sa 4 opažanja za 1 istodobni kvar te sa 1 opažanjem za 4 istodobna kvara. Proračunom vjerojatnosti pojave broja istodobnih kvarova postižu se sljedeći rezultati (x označava broj istodobnih kvarova, a $P(x)$ vjerojatnost njihove pojave):

400 kV naponska razina

x	$P(x)$
0	0.260
1	0.352
2	0.230
3	0.102
4	0.033

220 kV naponska razina

x	$P(x)$
0	0.295
1	0.360
2	0.216
3	0.088
4	0.027
5	0.006

110 kV naponska razina

x	$P(x)$
0	0.112
1	0.246
2	0.268
3	0.195
4	0.106
5	0.047
6	0.017
7,8,9,10	0.007

S obzirom da se predočena razdioba prilično dobro poklapa s Poissonovom razdiobom moguće je izračunati teorijski najveći broj istodobnih kvarova. On se kreće oko broja 6. Izneseni podaci o vladanju dalekovoda pružaju planeru prijenosne mreže i dispečerskoj službi korisne informacije vezane uz njihovo djelovanje. Uočeno je da s obzirom na zadovoljenje sigurnosnog kriterija (N-1) u ugroženim područjima, zimski period predstavlja vrlo rizičan dio godine.

Pomoću sličnih postupaka s kojima je obrađena učestalost pojave višestrukih kvarova obrađeno je i trajanje istodobnih kvarova. Za trajanje kvarova u 110 kV mreži dobivene su sljedeće vrijednosti (x označava broj istodobnih kvarova, a $P(x)$ raspodjela njihove pojave):

x	$P(x)$
0	0.429
1	0.363
2	0.153
3	0.043
4,5,6,7	0.011

Dakle, u 42.9 % vremena nema ni jednog trajnog kvara u mreži 110 kV, dok se na primjer u 4.3 % vremena javljaju tri dalekovoda u trajnom kvaru.

U slučaju da se postavi pitanje je li predmetni raspad bio nepredvidiv, neuobičajen ili neshvatljiv, odgovor bi bio negativan. Naime, usporedbom osnovnih informacija o predmetnom raspadu s prethodno navedenim rezultatima statističkih obrada uočavaju se sljedeće podudarnosti:

- Događaj se zbio u Dalmaciji, dakle u jednoj od dvije najugroženije zone.
- Događaj se zbio u siječnju, dakle u jednom od tri najugroženija mjeseca.
- Istodobno je u kvaru neposredno prije raspada bilo 7 dalekovoda, što je vrlo bliska vrijednost izračunatoj teorijskoj veličini 6.

5. REGIONALNO URAVNOTEŽENO POČETNO STANJE KAO POKAZATELJ PODUZETIH MJERA OPREZA OPERATORA SUSTAVA

Radi minimiziranja vjerojatnosti pojave raspada ili eventualnih posljedica u različitim fazama njegovog razvoja, svaki pravilno organizirani sustav treba zadovoljiti neke temeljne kriterije sigurnosti pogona. Time bi se operatoru sustava omogućilo učinkovito djelovanje u uvjetima nastanka takvih poteškoća.

Analiza rekonstruiranog početnog stacionarnog stanja koje je vladalo neposredno prije raspada ukazuje na uvjete regionalno uravnoteženog pogona HR sustava prije nego što je došlo do pojave inicijalnog poremećaja. Uočeno je da su operatori sustava primijenili odgovarajuće mjere radi uravnoteživanja snage razmjene iz-

među regija HR sustava te minimiziranja posljedica eventualnih incidentnih situacija. Numerički proračuni izvedeni su na temelju zaključaka podatkovne analize kako bi se doprinijelo ukupnoj analizi tehničkih problema vezanih uz raspad sustava. S tog je stajališta najprije formiran detaljni statički i dinamički model HR i BH sustava kao i svih okolnih sustava. Najprije je numerički analizirano početno stacionarno stanje koje je prethodilo predmetnom raspadu, a u nastavku su navedene osnovne spoznaje.

U postavljenom početnom stanju najprije su provedeni proračuni tokova snaga koji su pokazali da nema čvorišta čiji bi iznos napona odstupao za više od $\pm 10\%$ od nazivnog napona. U manjem se broju čvorišta iznosi napona nalaze između $+5\%$ i $+10\%$, odnosno između -5% i -10% od nazivnog napona. U početnom stanju sustava koje je prethodilo raspadu nisu registrirani problemi s termičkim preopterećenjima niti nedozvoljena odstupanja iznosa napona u čvorištima mreže.

Analiza ispada elemenata prijenosne mreže pokazala je da je (N-1) kriterij sigurnosti pogona s obzirom na preopterećenje elemenata u južnom dijelu HR sustava (te u BH sustavu) zadovoljen u modeliranom stanju koje je vladalo neposredno prije predmetnog raspada. Elementi koji su locirani u Dalmaciji (te BH) nisu klasificirani kao potencijalno kritični s obzirom da njihovi ispadi ne bi uzrokovali pojavu termičkih preopterećenja. Neposredno prije predmetnog raspada veći je broj dalekovoda u Dalmaciji bio izvan pogona, ali je sustav u Dalmaciji ipak statički zadovoljavao (N-1) kriterij sigurnosti pogona čak i pri inicijalnom gubitku 7 vodo-va. Na zadovoljenje statičkog (N-1) kriterija sigurnosti neposredno prije raspada prvenstveno je utjecalo uravnoteženo vođenje pogona između regija HR sustava te između HR i BH sustava. Operatori sustava bili su pripravnici za djelovanje u uvjetima smanjenje sigurnosti pogona. U sjeveroistočnom dijelu HR sustava koji nije bio zahvaćen raspadom, najveće narušenje termičkog ograničenja u slučaju ispada DV 220 kV Đakovo – Mraclin iznosi 136 % na DV 110 kV Međurić – Daruvar.

Nakon toga su proračunate vrijednosti raspoložive prijenosne moći (ATC) između HR i BH sustava. Dobivene ATC vrijednosti ne ukazuju na osobito velike poteškoće u ostvarenju razmjene snage u manjim iznosima (do 100 MW) što je i bio slučaj neposredno prije raspada.

Zatim su za postavljeno početno stanje sustava neposredno prije raspada proračunata kritična vremena trajanja trofaznog kratkog spoja koji se javlja u blizini proizvodnih jedinica. Dobivene vrijednosti kritičnih vremena dovoljnog su iznosa s obzirom na standardno vrijeme ispravne prorade prekidača. Kritična vremena uglavnom su veća od 0.300 s i ne ukazuju na poteškoće koje bi bile vezane uz održavanje elektromehaničke stabilnosti kuta rotora generatora tijekom prvog njihaja nakon inicijalnog trofaznog kratkog spoja. Pri tome su iznosi početne struje trofaznog kratkog spoja manji od

rasklopne moći prekidača u tim čvorištima. Iznosi snage trofaznog kratkog spoja na sučelju elektrana i prijenosne mreže veći su od minimalnog zahtjeva. Neposredno prije poremećaja bio je zadovoljen kriterij održanja sinkronizma s obzirom na minimalno kritično vrijeme (0.150 s) definirano vremenom djelovanja prekidača te barem šesterostruko veći iznos snage trofaznog kratkog spoja na sučelju elektrane i prijenosne mreže od instalirane nazivne djelatne snage.

Trofazni kratki spoj na predmetnom mjestu kvara trebao je biti izoliran ispravnim djelovanjem sustava zaštita te prekidača. S obzirom da jedan pol prekidača na DV 400 kV Konjsko – Velebit nije ispunio nalog za isključenjem te da transformatori TR 400/220 kV Konjsko nisu na vrijeme isključeni, kvar se proširio iz čvorišta TS Konjsko 220 kV prema svim ostalim povezanim čvorištima. Na temelju KRĐ liste događaja uočeno je da je nakon toga došlo do neselektivnog isključenja većeg broja okolnih vodova i proizvodnih jedinica zbog pojave izrazite nesimetrije. Kaskadni ispadi mogli bi biti spriječeni provođenjem ispravne koordinacije sustava zaštita u graničnom dijelu između HR i BH sustava.

6. DJELOVANJE OPERATORA SUSTAVA TIJEKOM PONOVOG USPOSTAVLJANJA STANJA NAKON RASPADA

Na osnovi analiziranih KRĐ zapisa uspostavljen je najvjerojatniji kronološki slijed događaja koji opisuje razvoj raspada (tablica 1). Kronologija je iskorištena radi formiranja scenarija sekvencije raspada koji je simuliran pomoću računalnog dinamičkog modela.

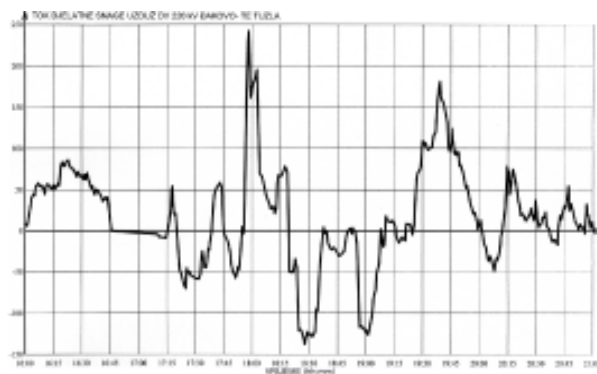
Svi generatori u Dalmaciji ispalili su iz pogona unutar 30 s od inicijalnog poremećaja. Zbog tako velike neuravnoteženosti snage u sustavu dolazi do povećanja tokova snaga uzduž otopke 110 kV veze i sjeverne 220 kV veze (DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u smjeru Tuzle). Zbog termičkog preopterećenja, otopka 110 kV veza najprije je prekinuta na sekciji DV 110 kV Novajla – Pag. Nedugo zatim dolazi do dodatnog povećanja tokova snaga uzduž sjeverne 220 kV veze koja je tada postala jedina poveznica između dvije glavne regije HR sustava (sjeverne i južne). Ubrzo nakon toga sjeverna 220 kV veza je isključena zbog prorade specijalnog sustava zaštite koji je instaliran u 220 kV čvorištu Đakovo. Specijalni sustav zaštite koji je usklađen s podnaponskim rasterećenjem isključuje sjevernu 220 kV vezu u 220 kV čvorištu Đakovo zbog približavajućeg sloma napona. Na taj je način u Slavoniji izbjegnuta raspada sustava koji se do tada već proširio u Dalmaciji i BH sustavu. Kasnije je sjeverna 220 kV veza ponovno uključena kako bi se operatorima sustava omogućilo ponovno uspostavljanje stanja.

Tok djelatne snage uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla (slike 7 – 8) ukazuje na veliku promjenjivost koja se javila u periodu između 16:43 i 20:30 sati. U tom su periodu Dalmacija i BH bili u stanju raspada pri čemu

su operatori sustava pokušavali ponovno vratiti napajanje potrošačima djelomično i putem te veze.

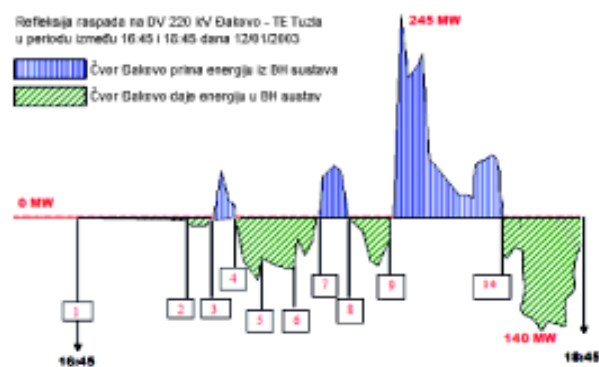


Slika 7. Djelatna snaga uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla - na dnevnoj osnovi -



Slika 8. Djelatna snaga uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla - između 16:00 i 21:00 sati -

Posebice je u tom pogledu zanimljiv pokušaj rekonstrukcije događaja vezanih uz razmjenu energije između HR i BH sustava uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u periodu ponovnog uspostavljanja stanja od 16:45 sati do 18:45 sati (slika 9). Tijekom raspada ovaj je dalekovod najprije isključen u sklopu prorade zaštite sustavnog rasterećenja. Zatim je u fazi ponovnog uspostavljanja stanja ponovno uključen kako bi se izvelo energetske povezivanje HR i BH sustava.



Slika 9. Refleksija raspada na DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla

Točka 1 označava ispad DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla i raspad sustava. Između točke 1 i 2 BH sustav vuče početne količine energije koja postupno raste. U vremenu koje je procijenjeno na 17:12 sati (točka 2) teret je narastao na dvostruko veći iznos od prethodnog. U 17:15 sati priključeni teret ispada (točka 3) ili ulazi proizvodnja do snage od 60 MW. Vjerojatnijim se čini da sinkronizirani izvor u BH sustavu daje energiju u HR sustav tijekom idućih 5 minuta.

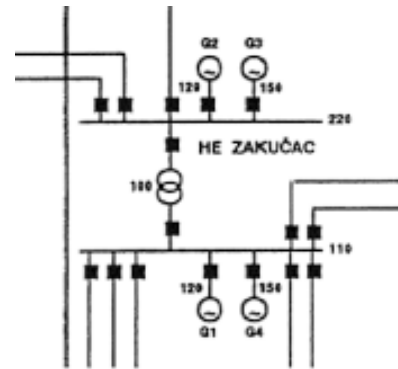
U točki 4 oko 17:20 sati dolazi do priključenja većeg iznosa potrošnje u BH sustavu pa se razmjenjuje snaga u iznosu od približno 70 MW. Na taj porast pretpostavlja se najveći utjecaj ima priključenje opterećenja u središnjem dijelu BH sustava koja se na intervenciju operatora sustava snižavaju zbog rizika od pojave smanjenih iznosa napona i sloma napona. Stoga između točaka 5 i 7 dolazi do snižavanja opterećenja s obzirom na zahtjev HR operatora sustava da se teret priključuje postupno i kontinuirano kako bi se održali odgovarajući uvjeti pogona na DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla. Ulazak proizvodnih izvora u BH sustavu trebalo je uravnotežiti s kontinuiranim porastom tereta. Pri tome je terećenje trebalo provoditi selektivno u smislu pružanja priključka proizvodnji (tj. pogonima koji su izuzetno osjetljivi na gubitak napajanja) pa tek onda potrošnji kućanstava.

Između točaka 7 i 8 teret u BH sustavu vjerojatno ispada iz pogona, a proizvedena energija koju u BiH nema tko potrošiti ulazi u HR sustav. Između točaka 8 i 9 dolazi do ponovnog priključenja potrošnje u BH sustavu do iznosa snage 50 MW. Nakon toga se iza točke 9 u vremenu od 17:55 sati do 18:20 sati u HR sustav isporučuje najveći iznos snage (245 MW). Pretpostavlja se da je u točki 9 došlo do ispada potrošnje u BH sustavu. S obzirom da proizvedenu energiju u BiH nije imao tko potrošiti ona je predana u HR sustav. Između točaka 9 i 10 operatori sustava pokušavaju postupno smanjiti iznos snage te razmjene.

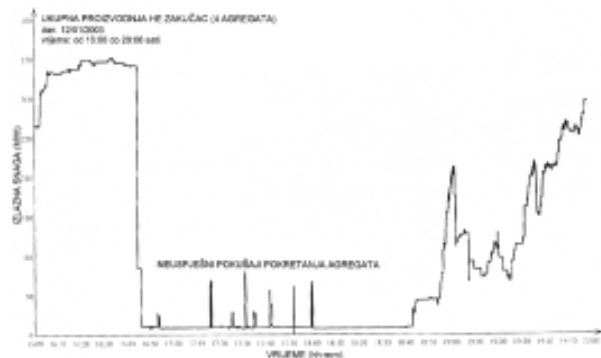
U vremenu nakon 18:20 sati (iza točke 10) u BH sustavu je ponovno priključen teret tako da BH sustav uzima iz HR sustava snagu u najvećem iznosu od 140 MW s tendencijom daljnjeg porasta. Ta tendencija porasta tereta ograničena je i stabilizirana odgovarajućim djelovanjem operatora sustava.

U periodu ponovnog uspostavljanja stanja sustava nakon raspada, agregati HE Zakućac (najveća hidroelektrana u Hrvatskoj) iskazuju probleme vezane uz pokretanje bez vanjskog napona ('crni start') (slika 10). Odziv ukupne snage proizvodnje hidroelektrane te odzivi pojedinačnih snaga proizvodnje za sva četiri agregata u HE Zakućac jasno pokazuju postojanje tri osnovna vremenska perioda vezana uz raspad 12.1.2003. – između 16:00 i 20:00 sati (slike 11 – 12). Prvi period početnog stacionarnog stanja prekinut je u trenutku nastanka raspada koji se jasno uočava u 16:44 sati. Drugi period obilježavaju neuspješni pokušaji resinkronizacije agregata HE Zakućac. Na kraju, nakon višestrukih pokušaja

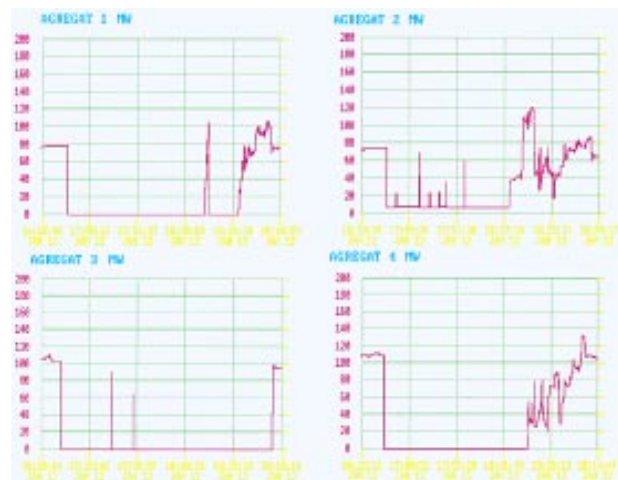
agregati su uspješno sinkronizirani na mrežu što je omogućilo povećanje njihovog opterećenja tijekom trećeg perioda ponovnog uspostavljanja stanja.



Slika 10. Konfiguracija priključenja agregata u HE Zakućac



Slika 11. Ukupna snaga proizvodnje HE Zakućac tijekom raspada



Slika 12. Pojedinačne snage proizvodnje agregata HE Zakućac tijekom raspada

Prilikom ponovnog uspostavljanja stanja elektroenergetskog sustava nakon raspada operatori sustava su uočili da generatori G1/120 MVA/110 kV i G2/120 MVA/220 kV iskazuju nestabilnost turbinskog regulatora u pogonu na slobodnim sabirnicama s uključenim

generatorskim prekidačem (izolirani pogon od ostalog dijela ees-a). Ova je nestabilnost prepoznata kao osnovni uzrok neuspješnih pokušaja pokretanja generatora G1/120 MVA/110 kV i G2/120 MVA/220 kV u otočnom radu. Od HE Zakućac očekuje se zadovoljnije preduvjeta pokretanja bez prisustva vanjskog napona, odnosno sposobnost crnog starta.

Tijekom studenog i prosinca 2002. godine (dakle mjesec dana prije raspada), na generatorima G1/120 MVA/110 kV i G2/120 MVA/220 kV izvedena je rekonstrukcija turbinske regulacije. Tada je ujedno izvedena i provjera pogona agregata u svim režimima pa tako i provjera pogona na slobodne sabirnice s uključenim generatorskim prekidačem. Prilikom završnih podešavanja u pogonu na krutu mrežu (paralelni rad s ees-om) parametri regulacije udešeni su na način da maksimalno podržavaju brzinu i stabilnost pogona na krutu mrežu.

Osim toga, kod agregata G1/120 MVA/110 kV u HE Zakućac ugrađen je novi ormar sa zaštitama u okviru kojeg je aktivirana i nova podfrekvencijska i nadfrekvencijska zaštita. Ta je zaštita izbacivala agregat iz pogona na slobodnim sabirnicama s uključenim generatorskim prekidačem. U istom periodu ugrađen je i novi ormar s opremom za sinkronizaciju. Od tada se generatorski prekidač u pogonu na slobodni sustav sabirnica više ne može uključiti iz uklopnice, već je potrebno ići u polje prekidača i lokalno ga uključiti. To je dodatno usporilo aktivnosti operatora sustava na ponovnom uspostavljanju stanja ees-a nakon raspada. Ova situacija zorno ukazuje na potrebu i značenje pravilne razmjene informacija između pogonskog osoblja elektrana i operatora sustava.

Navedeni problemi rezultirali su s kasnijom resinkronizacijom agregata HE Zakućac na mrežu što je nadalje imalo za posljedicu i kasniji dovršetak ponovnog uspostavljanja stanja ees-a nakon raspada. Iz toga je više nego razvidna potreba da operatori sustava točno poznaju ne samo ulogu agregata u ees-u već i sposobnost realizacije postavljenih operativnih zadaća. Pravilnom parametriranju pripadnih regulatora brzine vrtnje (i uzbuđe) agregata također je potrebno posvetiti značajnu pozornost. Poteškoće koje su prepoznate u HE Zakućac prilikom ponovnog uspostavljanja stanja pokrenule su aktivnosti vezane uz kompromisno udešenje parametara regulacije. Nakon raspada, u suradnji s izvoditeljem radova na rekonstrukciji turbinske regulacije, u HE Zakućac je izvedeno udešenje parametara regulacije koje zadovoljava oba režima pogona agregata; otočni pogon i pogon na krutu mrežu. Štoviše, onemogućeno je isključivanje agregata u slučaju prorade podfrekvencijske i nadfrekvencijske zaštite kod generatora G1/120 MVA/110 kV (zadržani su samo signali upozorenja). Odlučeno je da se omogući uključivanje prekidača u pogonu na slobodni sustav sabirnica s komandnog pulta u uklopnici (predan zahtjev za dopunu projekta).

7. SPECIJALNI SUSTAV ZAŠTITE

Pravilno projektiranje i usklađivanje djelovanja specijalnog sustava zaštite od prvorazrednog je značenja. Ako se zaštitni relej pojedinačnog elementa doživljava kao prva linija obrane sustava od poremećaja, a rezervni zaštitni relej kao druga linija, tada specijalni sustav zaštite predstavlja posljednju obrambenu liniju. Ako prva i druga linija obrane mogu ograničiti širenje poremećaja i zadržati ga samo na izravno pogođenim komponentama sustava tada je vrlo vjerojatno da ees može izdržati posljedice. Primjena specijalnog sustava zaštite uglavnom se orijentira na ublažavanje posljedica ili njihovo lokaliziranje.

U čvorištu TS Đakovo 220 kV HR sustav prima energiju većeg ili manjeg iznosa iz BH sustava u ovisnosti o angažmanu tamošnjih elektrana. Tijekom godine je opterećenje uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla promjenjivog iznosa i kreće se od desetak MW pa sve do 220 MW. Smjer toka energije je iz BH sustava u HR sustav. Suprotan tok energije većeg iznosa čini vrlo rijedak slučaj s obzirom da:

- čvorište TS Đakovo predstavlja energetski siromašan izvor (proizvodnja u toj regiji najčešće se kreće između 20 MVA i 40 MVA, a potrošnja je deseterostruko veća te je prije raspada iznosila 256 MW),
- čvorište TS Đakovo povlači energiju iz 220 kV čvorišta TS Tuzla (BH) i TS Mraclin (HR, sa slovenske strane iz TS Cirkovce te s južne strane iz TS Brinje odnosno HE Senj) te iz čvorišta 110 kV mreže, i
- sjeverni elektroenergetski pravac DV 220 kV Cirkovce – Mraclin – Đakovo se zbog improvizacija iz ratnog perioda (T-spoj u Veleševcu) fizički sastoji od dionica 400 kV, 220 kV i manjim dijelom 110 kV (šarolika dalekovodna struktura unosi značajna ograničenja i stvara uska grla pri prijenosu snage te čvorište TS Đakovo čini manjkavim što će potrajati do potpune rekonstrukcije prijenosne mreže).

Stoga je radi šticeđenja sjeveroistočnog dijela HR sustava, u čvorištu TS Đakovo na DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla uveden specijalni sustav zaštite sa sljedećim uvjetima prorade:

- iznos napona u 220 kV čvorištu TS Đakovo niži od 180 kV,
- tok snage uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u smjeru Tuzla veći od 30 MVA, i
- vrijeme zadovoljenja prethodna dva uvjeta veće od 3 sekunde.

Dakle, u slučaju kontinuiranog propada napona u 220 kV čvorištu TS Đakovo ispod 180 kV te istodobnog toka snage u iznosu većem od 30 MVA uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u smjeru Tuzle tijekom više od 3 sekunde dolazi do iniciranja isključenja prekidača VP Tuzla u TS Đakovo, odnosno dolazi do isključenja DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla sa strane TS Đakovo.

Prvi signal koji je upućivao na poremećaj stabilnosti sustava je signal detekcije njihanja snage na DV 220 kV Đakovo – Mraclin. Signal je registriran u TS Đakovo na terminalu zaštite VP 220 kV Mraclin u 16:44:01.648 sati. Na slici 13 predočena je snimka njihanja iznosa napona i struja po fazama na terminalu zaštite VP 220 kV Mraclin u TS Đakovo s početkom u 16:44:01.448 sati. Tijekom dvije sekunde koje su zabilježene pomoću releja jasno se uočava njihanje posebice u odzivu struje. Nakon nekoliko sekundi njihanja snage registriran je početak kontinuiranog propada iznosa napona u čvorištima prijenosne mreže u Slavoniji. Na slici 14 predočena je snimka s terminala zaštite u VP 220 kV Mraclin na DV 220 kV Đakovo – Mraclin s početkom u 16:44:05.655 sati. Uočava se istodobno smanjenje iznosa napona te povećanje iznosa struje što je osobito karakteristično za scenarij razvoja sloma napona.

Zbog istodobnog propada iznosa napona te povećanja iznosa struje dolazi do intenzivnog pobuđivanja i razbuđivanja distantnih zaštita u sve tri faze na 110 kV putanjama Virovitica – Slatina – Našice (sjeverna Slavonija) i N. Gradiška – Požega – Sl. Brod (južna Slavonija) te na 220 kV vodovima Đakovo – TE Tuzla i Đakovo – Mraclin. Pobude zaštita upućuju na slom napona i značajno povećanje tokova snaga uzduž spomenutih koridora. Istodobno u TS Požega dolazi do isključenja vodnog polja 110 kV Slavonski Brod od neusmjerenog stupnja distantne zaštite (previsok teret uz nizak napon). Istom logikom specijalnog sustava zaštite dolazi do isključenja transformatora 110 kV / 35 kV u TS Slatina i TS Požega. Točno 3 sekunde nakon zadovoljenja uvjeta, logika specijalnog sustava zaštite proradila je na temelju iznosa napona nižeg od 180 kV te toka snage u smjeru Tuzle većeg od 30 MW. Proradom te logike isključen je DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla. Nakon toga dolazi do oporavka naponskih prilika i do razbuđivanja zaštite i podnaponskih releja u cijeloj mreži sjeveroistočne Hrvatske.

U 16:44:08.484 sati proraduje sustavno rasterećenje u TS Slatina prema kriteriju da je fazni iznos napona manji od 90 kV (0.709 pu) uz prethodni tok struje iz smjera TS Virovitica u iznosu većem od 400 A. Proradom sustavnog rasterećenja isključen je konzum TS Slatina u iznosu od približno 7 MW. Nakon ispada transformatora u TS Slatina više ne dolazi do pobuđivanja distantne zaštite na sjevernoj 110 kV putanji, što potvrđuje da je došlo do pada opterećenja dalekovoda. Pad pogonske impedancije prije prorade sustavnog rasterećenja iznosio je približno 60 Ω, a nakon rasterećenja pogonska impedancija iznosila je približno 70 Ω. Podešenje podimpedantnih članova iznosi 70 Ω za VP 110 kV Našice i 55 Ω za VP 110 kV Virovitica. U tablici 2 navedeni su iznosi struja i napona u TS Virovitica koji su pri tome registrirani.

U 16:44:09.444 sati dolazi do prorade sustavnog rasterećenja u TS Požega prema kriteriju da je fazni iznos

napona manji od 90 kV (0.709 pu) uz prethodni tok struje iz smjera TS N. Gradiška u iznosu većem od 400 A. Proradom sustavnog rasterećenja isključen je konzum TS Požega u iznosu od približno 15 MW. Nakon isključenja konzuma u TS Požega dolazi do prorade distantnog releja u 2. stupnju na DV 110 kV S. Brod – Požega te do isključenja prekidača u VP 110 kV S. Brod. U tablici 3 navedeni su iznosi struja i napona u TS N. Gradiška koji su pri tome registrirani.

Tablica 2. Struje i naponi koji su registrirani u TS Virovitica

TS Virovitica 110 kV registrirani iznosi napona i struja 12/01/2003 u 16:44 sati				
Vrijeme (internal clock)	Faza	Napon (kV)	Struja (A)	Prividna snaga (MVA)
16:43:03.191	L1	44.8	652.7	85
	L2	43.4	659.3	
	L3	43.7	629.0	
16:43:04.662	L1	41.2	662	81
	L2	39.8	662	
	L3	43.0	633	

Tablica 3. Struje i naponi koji su registrirani u TS N. Gradiška

TS N. Gradiška 110 kV registrirani iznosi napona i struja 12/01/2003 u 16:44 sati				
Vrijeme (internal clock)	Faza	Napon (kV)	Struja (A)	Prividna snaga (MVA)
16:43:36.125	L1	60.12	502.8	91
	L2	60.02	525.2	
	L3	59.65	495.3	
16:43:39.287	L1	46.60	767.5	108
	L2	47.51	784.3	
	L3	46.73	745.1	

Nedugo zatim proradio je specijalni sustav zaštite i isključio DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u VP 220 kV Tuzla u 16:44:09.495 sati. Sva tri kriterija su bila zadovoljena te je u TS Đakovo na DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla isključen prekidač VP 220 kV Tuzla. Isključenje prekidača dogodilo se 3.373 s nakon prvog registriranog signala u mreži PrP Osijek.

Nakon provedene analize raspoloživih zapisa iz terminala zaštite VP 220 kV Tuzla i VP 220 kV Mraclin u TS Đakovo 220 kV zaključeno je da je došlo do vrlo velike potražnje za snagom iz prijenosne mreže u Slavoniji od strane TS Tuzla i to u iznosu od 320 MVA. Releju u VP 220 kV Tuzla u TS Đakovo 220 kV je u trenutku izdavanja naloga isključenja registrirao propad napona na čak 53.1 kV do 59.8 kV (fazni napon, 0.418 pu i 0.471 pu) uz iznos struje od 1876.6 do 1930.4 A. Množenjem faznih vrijednosti napona i struje dobiven je iznos snage od približno 320 MVA koji je potekao uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u smjeru Tuzle. O tome svjedoči zapis iz tablice 4.

Na releju u VP 220 kV Mraclin u čvorištu TS Đakovo 220 kV registriran je fazni iznos napona od 86.1 kV i fazni iznos struje od 1.39 kA i to približno 2 sekunde

prije registracije prikazanog mjerenja iz VP 220 kV Tuzla.

Tablica 4. Zapis faznih struja i napona u VP Tuzla TS Đakovo

LOCATION OF PART					
Organiz	REP PRP OS				
Station	TS DJAKOVO				
Obj/Bay	VP TUZLA				
Unit	RELS31A V1.0 C Line protection terminal				
Mod/Part	RELS31A DRP-TRIP Fault locator - Trip values ...				
RELS31 DRP-TRIP Monitor Screen 3 of 3					
DRP NO.49 - TRIP VALUES					
Date,Time = 03-01-12 16:44:09.415 Trig Signal = TRIP-GTRIP					
	PreFault Condition	Fault Condition			
Analog. Input	Magnitude	Phase	Magnitude	Phase	
U1	61.4 kV	0.0 deg	59.8 kV	358.2 deg	
U2	54.9 kV	237.7 deg	55.3 kV	232.3 deg	
U3	56.2 kV	123.4 deg	53.1 kV	118.8 deg	
U4	0.3 kV	25.4 deg	0.3 kV	76.7 deg	
U5	0.1 kV	231.9 deg	0.1 kV	231.9 deg	
I1	1976.1 A	18.2 deg	1930.4 A	17.9 deg	
I2	2001.1 A	255.5 deg	1923.2 A	255.7 deg	
I3	1919.3 A	136.6 deg	1876.6 A	137.1 deg	
I4	11.3 A	156.0 deg	15.1 A	108.6 deg	
I5	2.6 A	324.9 deg	2.6 A	322.5 deg	
f	49.90 Hz				

Nakon toga dolazi do oporavka iznosa napona u prijenosnoj mreži u Slavoniji te do razbude svih zaštita i normalnog napajanja konzuma. Konzumi TS Slatina i TS Požega bili su bez napona manje od 15 minuta. Zahvaljujući logici specijalnog sustava zaštite izbjegnuta je raspad ees-a u Slavoniji, a isključeni potrošači su vrlo brzo vraćeni na mrežu (nakon 12 i 14 minuta). Približno 6 minuta nakon prorade logike specijalnog sustava zaštite u TS Đakovo 220 kV dolazi do ponovnog uključivanja prekidača u vodnom polju 220 kV Tuzla (16:49:54.268). U nastavku je u 17:34 sati na DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla zabilježen tok snage u iznosu od 121 MW u smjeru Tuzle uz napon od 220 kV na sabirnicama TS Đakovo što ide u prilog ispravnosti rada logike specijalnog sustava zaštite. To nije bio usamljeni slučaj s obzirom da je u 18:56 sati izmjereno 117 MW, a u 18:59 sati 124 MW u smjeru Tuzle.

Tijekom raspada zabilježeno je više zanimljivih grafičkih zapisa vremenske ovisnosti naponskih prilika te tokova snaga i struja u sjevernom dijelu HR sustava. Na slici 15 predočena je vremenska ovisnost iznosa napona u TS Đakovo 220 kV. Uočava se da iznos napona u TS Đakovo 220 kV postaje izrazito promjenjiv nakon 16:43 sati kada dolazi do poteškoća u ees-u Dalmacije. Iznos napona ponovo se smiruje tek iza 19:15 sati. Samo se tijekom dva vrlo kratka intervala iznos napona spušta ispod 220 kV, a u četiri navrata raste iznad 240 kV i dostiže gotovo 250 kV. Pretpostavlja se da zbog krupnijeg vremenskog uzorkovanja nije vidljiv trenutak u kojem dolazi do spuštanja iznosa napona ispod 180 kV, odnosno do zadovoljenja naponskog dijela kriterija prorade sustavnog rasterećenja u ees-u Slavonije i Baranje. Na slici 16 predočena je vremenska ovisnost toka djelatne snage uzduž DV 220 kV Đakovo – Mraclin, a na slici 17 uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla. Uočava se znatna promjenjivost toka djelatne snage u periodu između 16:43 sati i 20:30 sati, dakle u vrijeme raspada ees-a u Dalmaciji. Zbog krupnijeg vre-

menškog uzorkovanja nije vidljiv potpuni tijek prijelazne pojave.

Nakon analize dostupnih podataka zaključeno je da je prorada specijalnog sustava zaštite u postrojenjima PrP Osijek bila u skladu s podešenjima i planovima štice-nja. Jedino se isključenjem sjeverne 220 kV veze u datom trenutku mogao sačuvati pogon prijenosne mreže u Slavoniji. Time je učinkovito spriječeno širenje poremećaja na sjeverozapadni dio HR sustava koje je moglo zahvatiti i bliži dio UCTE sustava.

8. SIMULACIJA SCENARIJA RASPADA

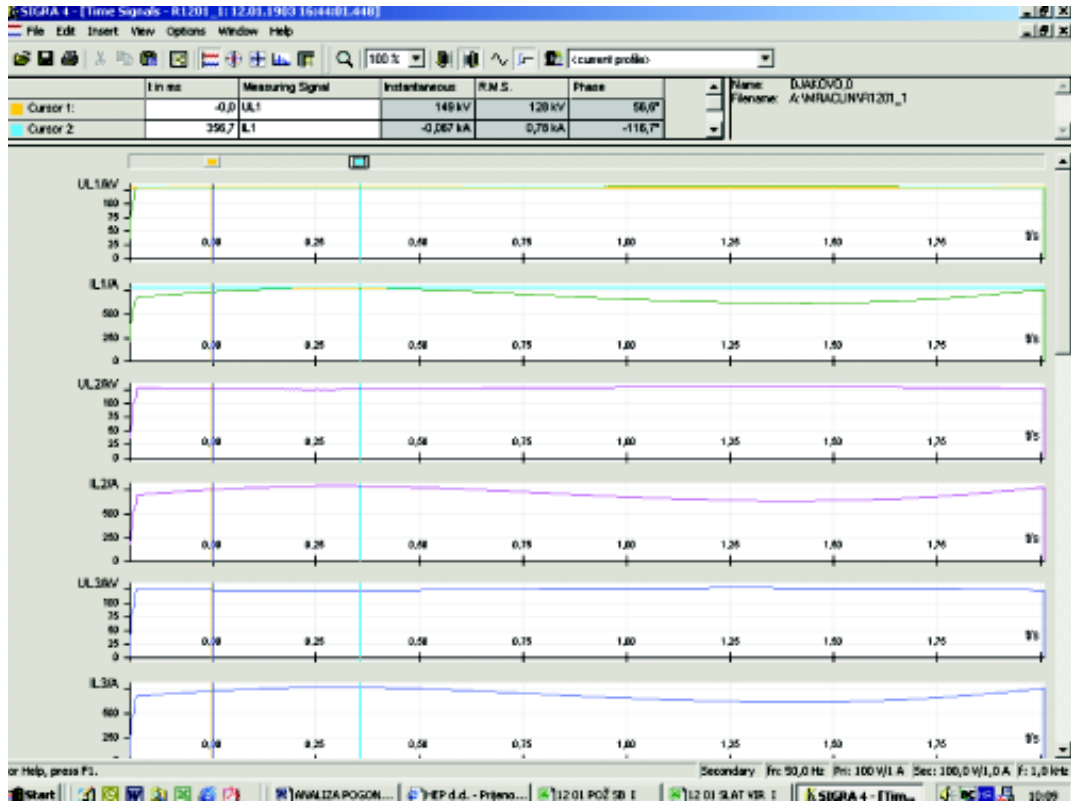
U simulacijskoj fazi analize raspada nužno je provjeriti uspostavljeni model sustava i eventualno iznaći teorijsko objašnjenje tehničkog fenomena koji je ključan za razumijevanje uzroka raspada. Post-mortem analiza vrlo je izazovan posao, jer zahtijeva:

1. uspostavljanje vremenskog slijeda diskretnih događaja (sklopnih operacija),
2. pripremanje modela pogonskog stanja sustava koje je vladalo prije prvog poremećaja,
3. dupliciranje snimljenih odziva sustava korištenjem računalnog modela.

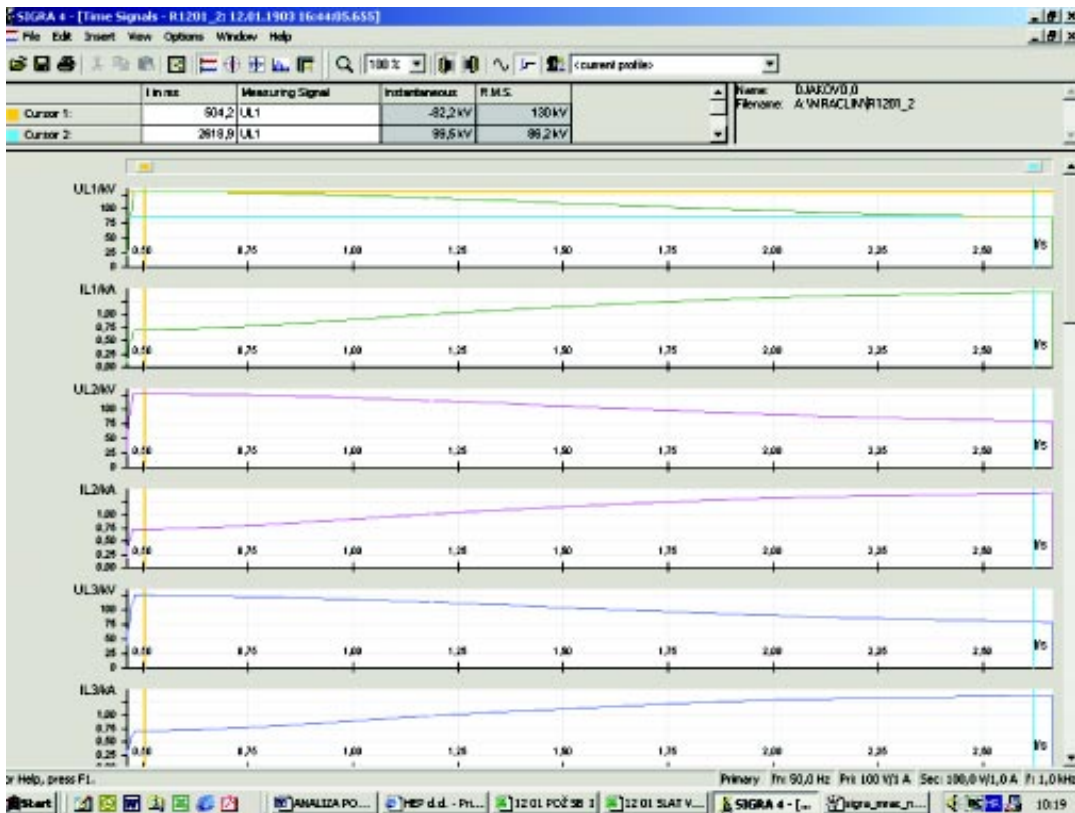
Koraci 1 i 2 zahtijevaju sublimiranje velike količine informacija iz različitih elektroprivrednih organizacija i upravljačkih područja. U koraku 3, dupliciranje i validaciju modela potrebno je zasnovati na grafičkim zapisima poremećaja (ukoliko uopće postoje). Najčešće se već u početku pokazuje da korištenje standardnog modela za planiranje rezultira s normalnim stanjem sustava kada on u stvarnosti već poprma obilježja stanja raspada. Stoga je potrebno prethodno prepoznati sve nedostatke u računalnom modelu čime se dolazi do poboljšanja računalnog predstavljanja sustava putem prikupljanja dodatnih podataka o generatorima i teretima u mreži. Nakon intenzivnih simulacija moguće je reproducirati slijed događaja korištenjem računalnog modela. Verificirane simulacije omogućavaju potvrđivanje zaključnih razmatranja.

Na temelju utvrđenog slijeda događaja provedeni su numerički proračuni pomoću kojih su analizirani tehnički problemi koji su se javili tijekom raspada. Ukazano je na potrebu postavljanja odnosno revidiranja postojećih standarda, uputa i postupaka djelovanja u hitnim stanjima. Pokazalo se nužnim osigurati i mjere nadzora nad provođenjem definiranih postupaka. Prikupljeni i obrađeni podaci vezani uz raspad iskorišteni su za izradu konačnog izvješća o raspadu.

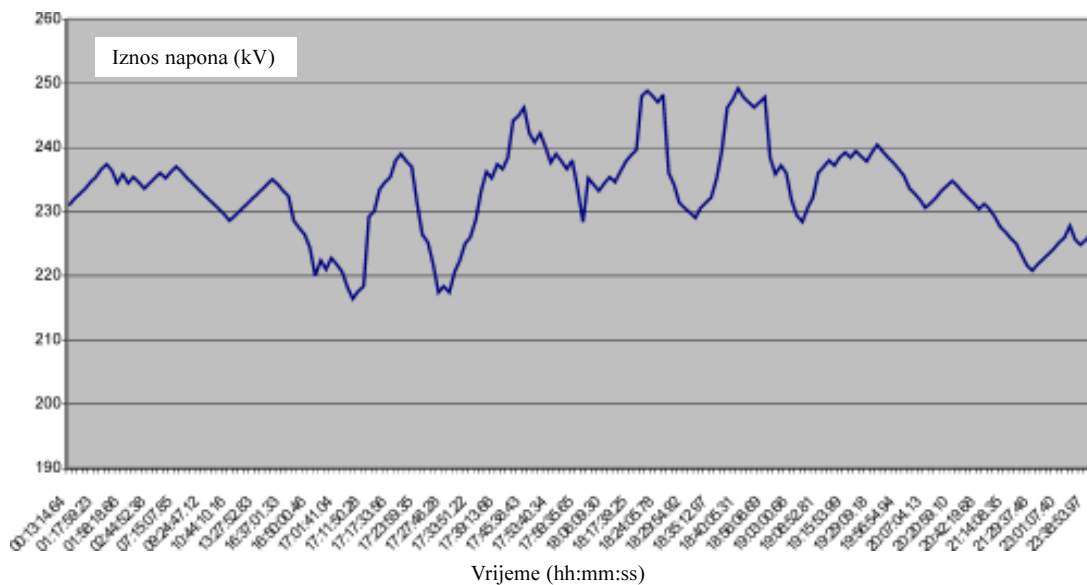
Radi toga je najprije uspostavljen detaljni statički i dinamički model HR i BH sustava te svih okolnih sustava. Model je iskoristiv za različite studije planiranja i vođenja pogona ees-a. Nakon toga je najprije numerički analizirano početno stacionarno stanje koje je prethodilo raspadu, a zatim je simulirana kronološka sekvencija događaja prema postavljenom scenariju raspada tijekom 30-ak sekundi.



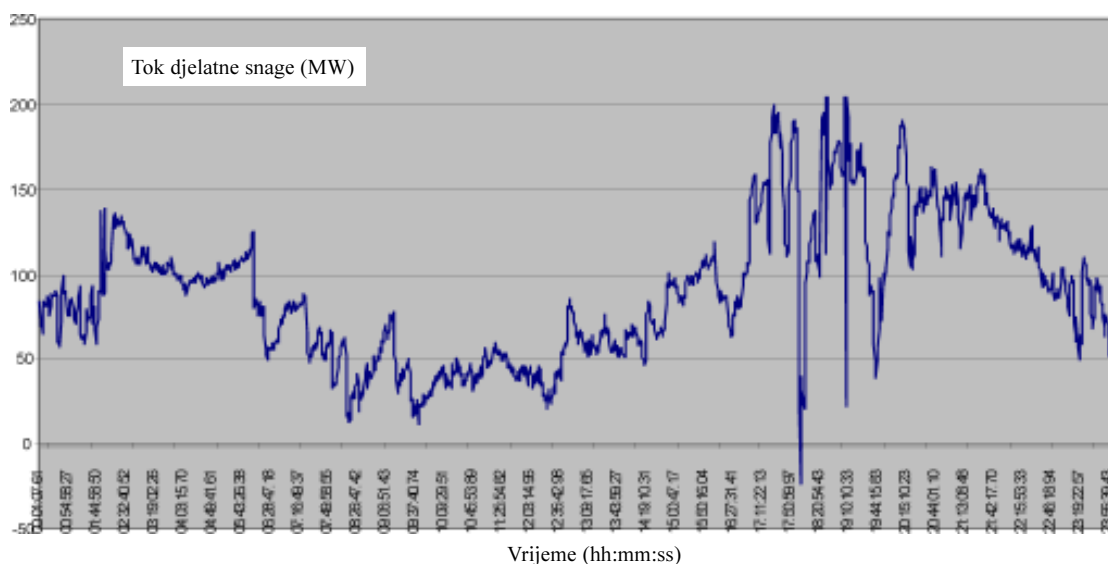
Slika 13. Naponi i struje u vrijeme njihanja snage na DV 220 kV Đakovo – Mraclin u TS Đakovo na VP 220 kV Mraclin



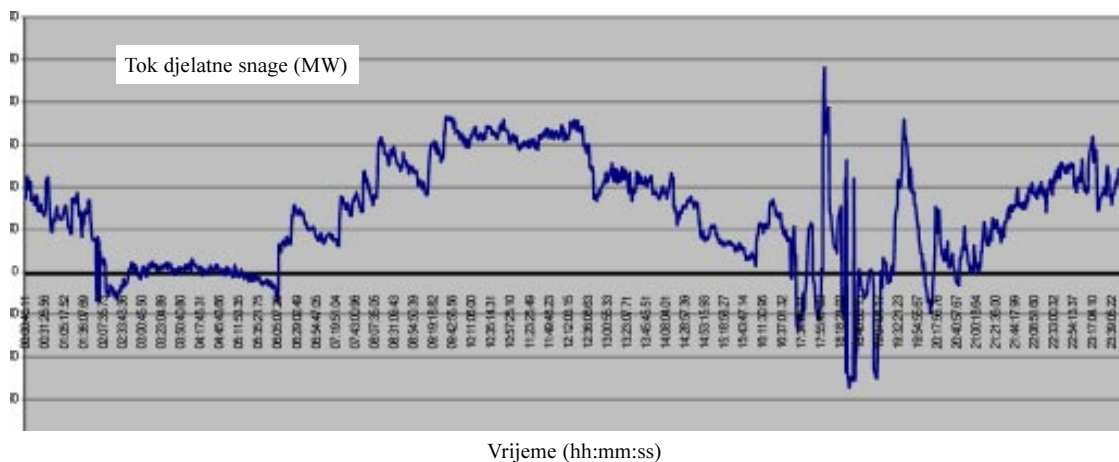
Slika 14. Propad napona nakon njihanja snage na DV 220 kV Đakovo – Mraclin u TS Đakovo na VP 220 kV Mraclin



Slika 15. Iznos napona u TS Đakovo 220 kV tijekom raspada ees-a u Dalmaciji na dan 12.1.2003.



Slika 16. Tok djelatne snage uzduž DV 220 kV Đakovo - Mraclin tijekom raspada ees-a u Dalmaciji na dan 12.1.2003.



Slika 17. Tok djelatne snage uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla tijekom raspada ees-a u Dalmaciji na dan 12.1.2003.

Za postavljeno početno stanje već je prethodno utvrđeno da neposredno prije raspada u sustavu nije bilo problema s termičkim preopterećenjima elemenata, nezadovoljavajućim odstupanjima iznosa napona, (N-1) kriterijem sigurnosti, raspoloživom prijenosnom moći, kritičnim vremenima trajanja trofaznog kratkog spoja i razinom kratkog spoja. Dakle, numerička analiza rekonstruiranog stanja sustava koje je vladalo neposredno prije predmetnog raspada ukazala je na uvjete uravnoteženog vođenja pogona prije pojave inicijalnog poremećaja.

Odzivi temeljnih varijabli ees-a proračunati su u vremenskoj domeni prema simulacijskom scenariju raspada iz tablice 1. Odzivi varijabli predočeni su i analizirani na način da reflektiraju promišljanja s obzirom na reakciju karakterističnih dijelova HR sustava (jug i sjever) te pojedinačnih komponentata sustava (generatora u elektranama, čvorišta opterećenja, vodova i transformatora). Odzivi su odabrani na način da što bolje oslikavaju prilike u različitim dijelovima HR i BH sustava koji su tijekom raspada postali međusobno razdvojeni (Dalmacija i BH te sjeverni dio HR sustava).

Slijed događaja koji je simuliran u vremenskoj domeni opisan je u tablici 1. Na temelju uspostavljenog scenarija raspada, simulirana je prijelazna elektromehanička pojava u periodu prvih tridesetak sekundi od inicijalnog kratkog spoja. Simulirani su događaji koji su se odvijali u HR sustavu s obzirom da su samo za te događaje prikupljeni KRD zapisi u milisekundnom području. Pretpostavljeno je da tijekom simulirane vremenske sekvencije ne dolazi do isključenja elemenata iz BH sustava (s izuzetkom jednog agregata u HE Čapljina). Trenutak $t=10.000$ s u simuliranoj sekvenciji odgovara trenutku nastanka kratkog spoja u stvarnoj sekvenciji $t=16:43:58.603$ (hh:mm:ss). Nakon toga su u simuliranoj sekvenciji sva vremena preračunata u odnosu na vrijeme nastanka inicijalnog kratkog spoja. Prijelaz s trofaznog na jednofazni kratki spoj zbog neuspješnog isključenja prekidača izveden je dodavanjem inverzne i nulte impedancije kako bi se na mjestu kvara stvorili uvjeti jednofaznog kratkog spoja. Impedancije su određene prema proračunu struje jednofaznog i trofaznog kratkog spoja, odnosno onog njezinog udjela koji dolazi sa strane TS Konjsko 400 kV s obzirom da je taj vod bio jednostrano napajan neposredno prije raspada.

Prema KRD zapisu, signal njihanja snage na DV 220 kV Đakovo – Mraclin registriran je u TS Đakovo na terminalu zaštite VP 220 kV Mraclin. Na slici 13 predočena je snimka njihanja iznosa napona i struja po fazama na terminalu zaštite VP 220 kV Mraclin u TS Đakovo s početkom u 16:44:01.448 sati. Tijekom dvije sekunde koje su zabilježene pomoću releja jasno se uočava njihanje posebice u odzivu struje. Nakon nekoliko sekundi njihanja snage registriran je početak kontinuiranog propada iznosa napona u čvorištima pri-

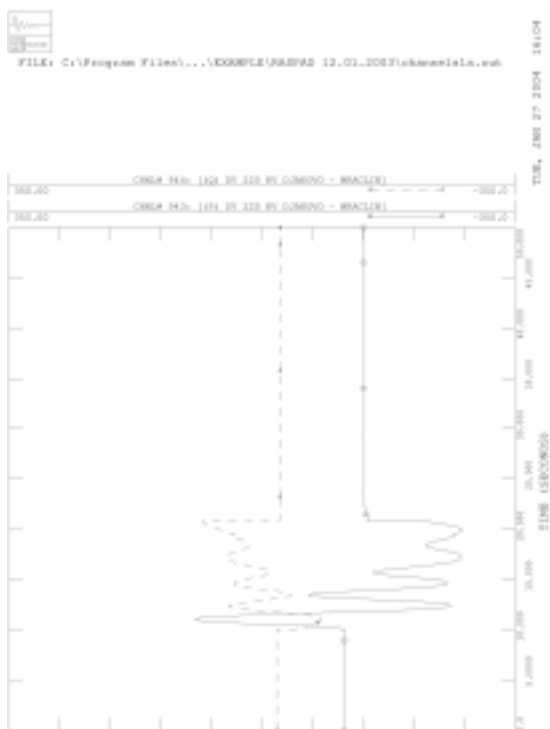
jenosne mreže u sjeveroistočnom dijelu HR sustava. Na slici 14 predočena je snimka s terminala zaštite u VP 220 kV Mraclin na DV 220 kV Đakovo – Mraclin s početkom u 16:44:05.655 sati. Relej u VP 220 kV Tuzla u TS Đakovo je u trenutku izdavanja naloga isključenja registrirao propad napona na čak 53.1 kV do 59.8 kV (fazni napon, 0.418 pu i 0.471 pu) uz iznos struje od 1876.6 do 1930.4 A. Uočava se istodobno smanjenje iznosa napona te povećanje iznosa struje što je osobito karakteristično za scenarij razvoja sloma napona. Zbog istodobnog propada iznosa napona te povećanja iznosa struje dolazi do prorade zaštite sustavnog rastećivanja koja je obuhvatila isključenje DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla u trenutku 16:44:09.495 sati.

Odzivi iznosa napona u čvorištima uzduž 220 kV sjeverne veze (Mraclin – Đakovo – TE Tuzla) osim oscilatorne naravi pokazuju i kontinuirani propad iznosa napona u čvorištu TS Đakovo 220 kV na približno 0.50 pu u periodu koji se odvija neposredno prije isključenja DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla (slika 18). Nakon isključenja sjeverne veze iznos napona u čvorištu TS Đakovo 220 kV brzo se oporavlja na stacionarni iznos nešto niži od nominalnog.

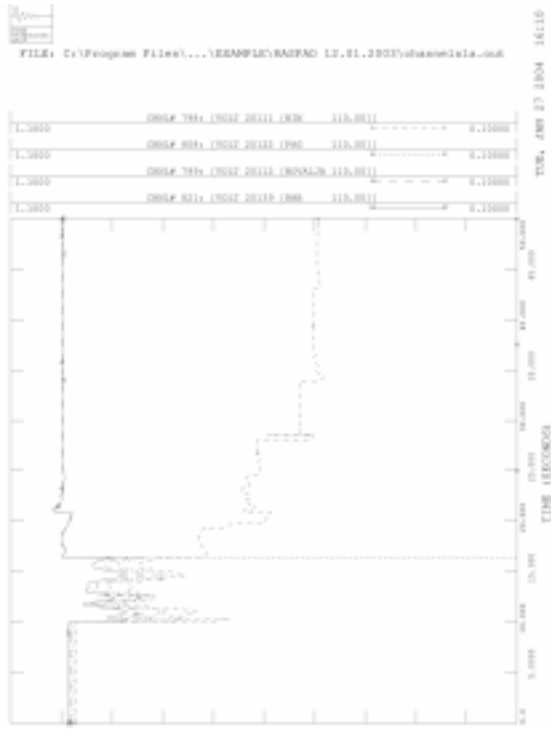
Odzivi tokova snaga (djelatna P, jalova Q i prividna S) uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla (sjeverna veza) pokazuju da je u scenariju raspada do njegovog isključenja došlo nakon kratkotrajnog njihanja snage na razini 300 MVA u smjeru TE Tuzla (slika 19). Odzivi tokova snaga uzduž DV 220 kV Đakovo – Mraclin tijekom simulirane varijante sekvencije raspada (slika 20) potvrđuju pojavu njihanja snage koja je također prethodno prepoznata.

Odzivi iznosa napona u čvorištima uzduž 110 kV otočke veze (Rab – Novalja – Pag – Nin) pokazuju jasno razdvajanje sjevernog i južnog dijela Dalmacije uzduž otočke veze (slika 21). Nakon njezinog kidanja iznosi napona u sjevernim čvorištima otočke veze (Rab i Novalja) brzo se oporavljaju na približno nominalni iznos. Čvorište Pag 110 kV u trenutku kidanja ostaje bez napajanja s obzirom da je ispadu DV 110 kV Novalja – Pag neposredno prethodio ispad DV 110 kV Nin – Pag. U južnijem čvorištu otočke veze (Nin) iznos napona se smanjuje na vrlo nisku vrijednost. Odzivi tokova snaga (djelatna P, jalova Q i prividna S) uzduž DV 110 kV Novalja – Pag (otočka veza) također pokazuju da je u simuliranoj varijanti sekvencije raspada do njegovog isključenja došlo nakon kratkotrajnog perioda njihanja snage i to na razini koja je veća od 100 MVA (slika 22).

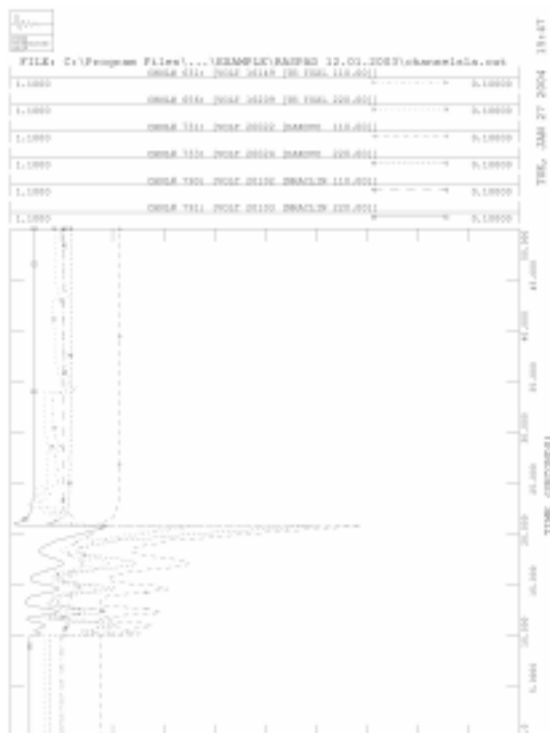
Odzivi napona u prijenosnoj mreži na području Dalmacije (slika 23) nedvojbeno pokazuju slijed događaja koji sustav vodi u raspad. Iznosi napona smanjuju se na vrlo niske vrijednosti u svim čvorištima koja se nalaze južno od TS 110 kV Novalja. U sjevernim čvorištima mreže (TS Tumbri i TS Melina) gotovo da i nema značajnijih promjena iznosa napona tijekom postavljene scenarija raspada (slika 24).



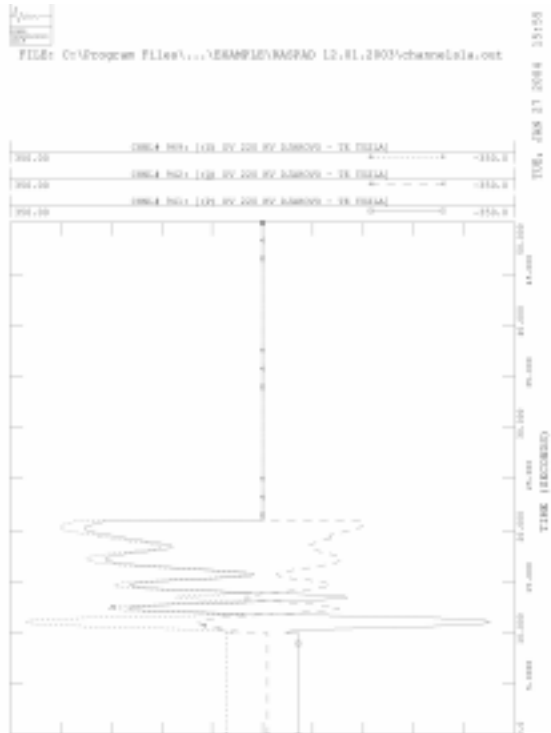
Slika 20. Tokovi snaga uzduž DV 220 kV Đakovo – Mračlin



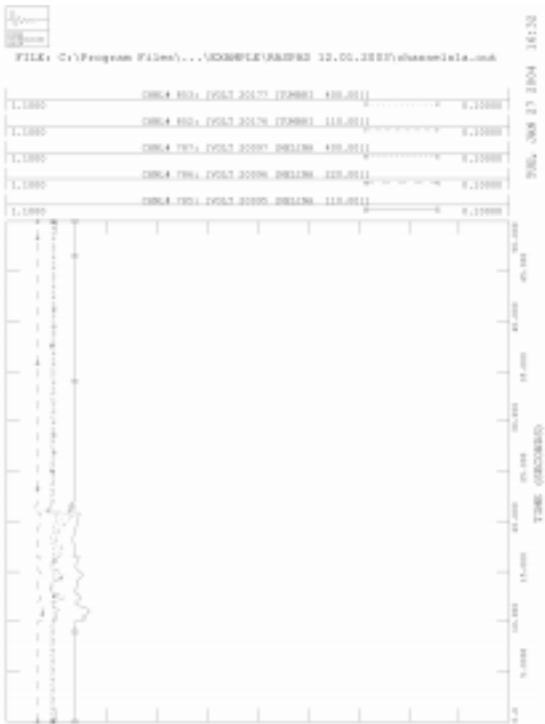
Slika 21. Iznosi napona u čvorištima uzduž 110 kV otočke veze (Rab – Novalja – Pag – Nin)



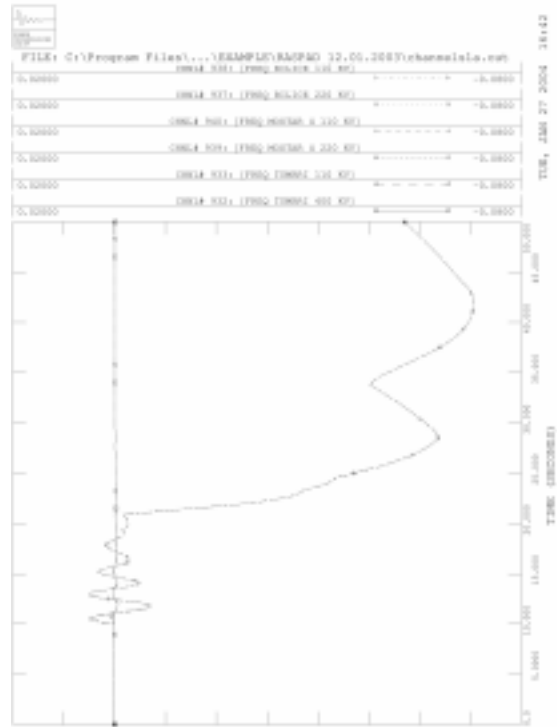
Slika 18. Iznosi napona u čvorištima uzduž 220 kV sjeverne veze (Mračlin – Đakovo – TE Tuzla)



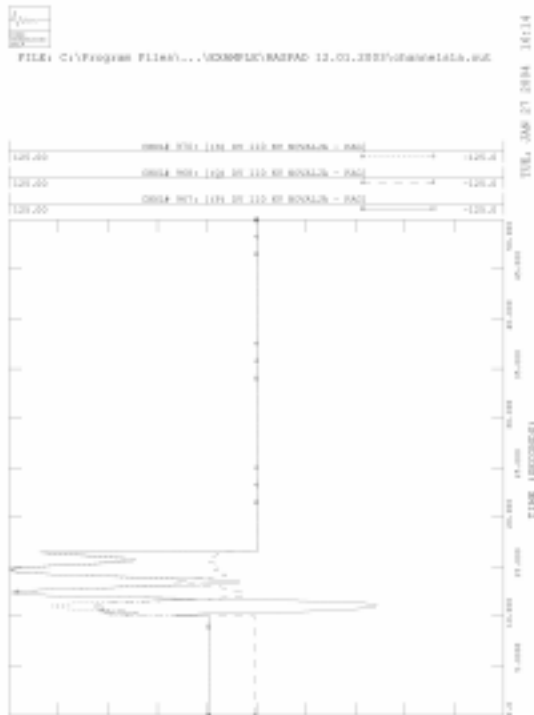
Slika 19. Tokovi snaga uzduž DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla



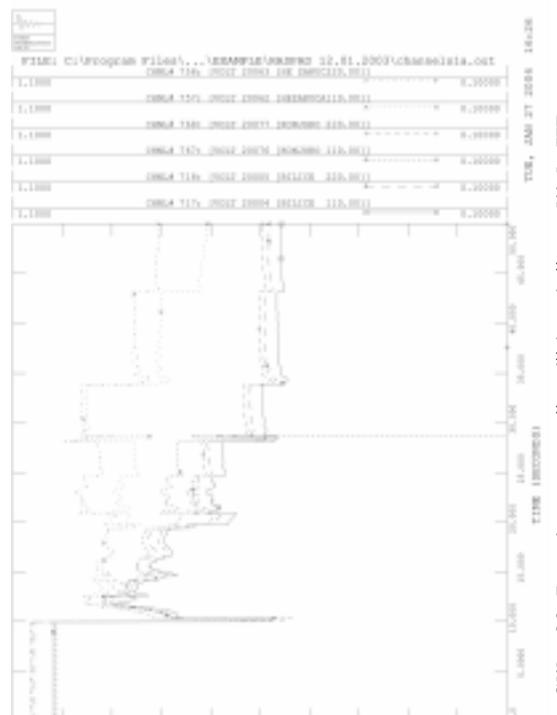
Slika 24. Iznosi napona u čvorištima sjevernog dijela HR sustava



Slika 25. Frekvencija u sjevernom i južnom dijelu HR sustava



Slika 22. Tokovi snage uzduž DV 110 kV Novajla – Pag



Slika 23. Iznosi napona u čvorištima južnog dijela HR sustava

Međusobno razdvajanje dijelova sustava (Dalmacija i BH nasuprot sjevernog dijela HR sustava) do kojeg dolazi zbog isključenja DV 110 kV Novalja – Pag – Nin (otočka veza) te posebice DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla (sjeverna veza) ima ključni utjecaj na odzive frekvencije u čvorištima razdvojenih dijelova sustava (slika 25). Nakon inicijalnog poremećaja dolazi do prigušenih elektromehaničkih njihanja u oba dijela sustava s tom razlikom da je njihanje veće u južnom dijelu nego u sjevernom. Nakon kidanja sjeverne veze dolazi do razdvajanja sustava na dva dijela (Dalmacija i BH u jednom dijelu te sjeverni dio HR sustava u drugom). Frekvencija u sjevernom dijelu HR sustava stabilizira se tijekom vrlo kratkog perioda. Frekvencija u južnom dijelu sustava (Dalmacija i BH) postaje oscilatorno nestabilna.

9. NAUČENE LEKCIJE IZ RASPADA

Tijekom 2003. godine dogodilo se 5 međunarodno poznatih raspada koji su unutar 6 tjedana pogodili 112 milijuna ljudi u 5 različitih zemalja (Italija, SAD, Velika Britanija, Danska/Švedska i Finska). Raspadi nisu zaobišli ni Hrvatsku u kojoj su se tijekom 2003. godine dogodila 3 velika raspada elektroenergetskog sustava od kojih je jedan prikazan u ovom članku. Na temelju post-mortem analiza tih raspada te nekih iz davne prošlosti, izvedene su naučene lekcije koje su u nastavku predočene u osnovnom skraćenom obliku:

- Revidirati raspored podrezivanja drveća uzduž trasa dalekovoda.
- Brinuti se za svaki MW koji je moguće proizvesti i prenijeti.
- Periodički testirati odzive proizvodnih jedinica u simuliranim uvjetima hitnih stanja.
- Plinski agregati uvijek trebaju biti raspoloživi ili raspoloživi za daljinsko pokretanje.
- Instalirati alarme na svim plinskim agregatima.
- Modificirati plinske agregate na način da im se omogućiti 'crni start', odnosno pokretanje bez vanjskog napajanja te napajanje vlastite potrošnje.
- Modificirati sustav regulacije napona kod plinskih agregata radi kompenziranja jalove snage koju proizvode poprečni kapaciteti spojnih kabela.
- Istražiti mogućnost odvajanja proizvodnih jedinica od mreže i napajanje vlastite potrošnje elektrane umjesto hitnog zaustavljanja agregata.
- Uvesti daljinsko upravljanje 'na jedan gumb' za brzi odziv.
- Uvesti mogućnost daljinskog uključenja/isključenja/pokretanja iz centra upravljanja u hitnim stanjima.
- Uspostaviti postupke za provjeru glavnih upravljačkih krugova s obzirom na njihovo pravilno projektiranje, puštanje u pogon i monitoring.
- Izvoditi testiranje sustava (radi validacije modela u uvjetima visokog opterećenja potrebno je uspoređivati mjerene i modelirane odzive temeljnih varijabli ees-a).
- Uskladiti podatke prikupljene na temelju provedenih testiranja ees-a s podacima koji su dobiveni monitoringom stvarnih stanja poremećaja te izvesti analizu na tako usklađenim podacima.
- Izvesti dodatnu studiju provjere modela ees-a radi što kvalitetnijeg parametriranja elemenata ees-a s obzirom na stvarne poremećaje.
- Uvesti monitoring ees-a na ključnim lokacijama.
- Kontinuirano izvoditi monitoring i promovirati razvoj sredstava za analizu i prigušenje njihanja u sustavu.
- Razviti i koristiti modele za vrednovanje stabilnosti ees-a u frekvencijskoj domeni.
- Organizirati radionice/seminare i pružiti konzultacije radi educiranja osoblja za rad s programima analize u frekvencijskoj domeni (MASS, PEALS, Pro-ny).
- Poboljšati sredstva za izravnu modalnu analizu njihanja u sustavu.
- Dati tehnički pregled predloženih regulacijskih krugova koji značajno mogu poboljšati prigušenje njihanja u sustavu.
- Revidirati modele elemenata ees-a koji sudjeluju u slabo prigušenim modovima njihanja.
- Razviti i instalirati naprednu tehnologiju informacijske mreže za mjerenje i monitoring dinamičkog vladanja sustava.
- Istražiti i razviti napredne matematičke postupke za ekstrakciju informacija o dinamičkom vladanju sustava iz provedenih mjerenja.
- Razmjenjivati informacije o graničnim snagama proizvodnje jalove snage generatora na precizan i vremenski zadovoljavajući način radi izrade modela ees-a za planiranje i vođenje pogona.
- Istražiti i razviti postupke monitoringa jalove snage i iznosa napona generatora radi određivanja generatora koji ne mogu slijediti zahtjeve pogona obzirom na Q-V ograničenja.
- Uspostaviti zajednički standard za pogon generatora u stacionarnom stanju te u stanju nakon poremećaja (15-minutni period) s obzirom na sposobnost proizvodnje jalove snage; odrediti metodologiju, način testiranja i zahtjeve na pogon.
- Odrediti razinu usluge koju generator obvezno mora pružati s obzirom na proizvodnju jalove snage radi osiguranja pouzdanosti pogona.
- Periodički revidirati i testirati granice proizvodnje jalove snage generatora radi provjere mogućnosti postizanja deklariranih vrijednosti.

- Omogućiti pogonskom osoblju indikaciju raspoložive proizvodnje jalove snage u stvarnom vremenu iz svakog generatora (ili skupine generatora) i iz drugih izvora jalove snage te indikaciju rezervne margine jalove snage u kritičnim čvorištima. Time je moguće maksimalizirati korištenje poprečnih kondenzatorskih baterija tijekom velikih tranzita snage i povećati raspoloživost rezerve jalove snage iz elemenata s bržim odzivom.
- Kod problema nestabilnosti napona, razmotriti brzo automatsko uključanje kondenzatorskih baterija (poprečnih i serijskih), izravno isključenje poprečnih prikušnica i tereta te podnaponsko rasterećenje.
- Razviti i periodički revidirati marginu jalove snage prema kojoj se vrednuje sigurnost sustava kao i mogućnost ostvarenja najvećih dozvoljenih tranzita snage.
- Revidirati naponski odziv sustava na poremećaje.
- Dodati ili modificirati uređaje za regulaciju napona u čvorištima sustava.
- Osigurati informacije pogonskom osoblju u jasnom i konciznom obliku.
- Razviti sustave komunikacija i predočavanja koji pogonskom osoblju daju trenutačnu informaciju o promjeni statusa uključenosti glavnih komponenti vlastitog i susjednog sustava.
- Neprekidno napajati sustave komunikacija kako bi informacija o stanju sustava mogla biti točno prenijeta u centre upravljanja tijekom poremećenih stanja.
- Uvesti rezervno napajanje za sustav komunikacija.
- Instalirati diesel-generatore u postrojenjima radi vlastitog nezavisnog napajanja.
- U centrima upravljanja, koristiti dinamičko određivanje opteretivosti vodova te zaslone s informacijama o ispadima kako bi se pogonskom osoblju pružila brza i razumljiva informacija o raspoloživosti elemenata ees-a kao i o uvjetima pogona svakog elementa.
- U centrima upravljanja uvesti takav sustav vođenja koji bi pogonskom osoblju omogućio postizanje računalno generiranog odziva sustava na primijenjenu specifičnu akciju zajedno s očekivanim rezultatima takve akcije.
- Uspostaviti postupak procjene sigurnosti pogona ees-a u stvarnom vremenu radi otkrivanja kritičnih ispada s obzirom na ograničenja vezana uz termičko opterećenje, iznose napona i stabilnost.
- Uspostaviti vremenski sinkroniziran monitoring sustava u stanju poremećaja radi vrednovanja sigurnosti povezanog sustava u uvjetima poremećaja te razviti odgovarajuće sustave zaštita.
- Nakon ispada, sustav se mora vratiti u pouzdano stanje tijekom prihvatljivog vremenskog perioda. Pogonska pravila i upute potrebno je revidirati radi definiranja plana djelovanja za ponovno uspostavljanje stanja ees-a tijekom prihvatljivog vremenskog perioda.
- Smanjiti najavljene tranzite snage na sigurnu razinu sve dok se analitički ne utvrdi granicu opteretivosti, odnosno ukupnu prijenosnu moć ees-a.
- Uspostaviti postupak prepoznavanja neuobičajenih uvjeta pogona i potencijalne scenarije razvoja poremećaja te osigurati njihovo analitičko razmatranje prije nego što se jave u stvarnim uvjetima pogona.
- Verificirati i korigirati uzemljenje stupova dalekovoda.
- Pripremiti procedure za pravilno upravljanje relejima.
- Testirati u najvećoj mogućoj mjeri ispravnost sustava zaštita.
- Provjeriti usklađenost sustava zaštita.
- Uvesti rezervni sustav zaštite kod kritičnih elemenata.
- Periodički izvoditi testiranje ponašanja ees-a u uvjetima prorade sustava zaštita. Pri instaliranju sustava zaštita potrebno je izvesti testiranje kompletne zaštite kao i testiranje svake pojedinačne komponente radi verifikacije prihvatljivosti djelovanja.
- Kontinuirano dograđivati sustav zaštita s obzirom na usklađivanje s infrastrukturnim promjenama u sustavu te poboljšavati nadzor nad relejima.
- Na kritičnim prijenosnim vodovima instalirati naprave za prepoznavanje poremećenog stanja te ih povezati s automatskim sustavima za rasterećenje ili isključenje generatora ukoliko se naruši kratkotrajno dozvoljena termička opteretivost. Vremensko zatezanje prorade treba biti dovoljno velikog iznosa da pogonskom osoblju omogući pokušaj smanjenja opterećenja voda na neki drugi način.
- Razmotriti djelovanje synchro-check releja tijekom raspada.
- Revidirati ograničenja vezana uz fazni kut koja mogu spriječiti ponovno uključanje glavnih poveznih vodova tijekom kriznih stanja. Razmotriti premoštenje synchro-check releja kako bi se dozvolilo izravno uključanje kritičnih poveznih vodova radi održavanja stabilnosti sustava u kriznim stanjima.
- Pripremiti kriterije za kontrolirano razdvajanje sustava na otočne dijelove u hitnim stanjima.
- Izbjegavati nekontrolirano razdvajanje sustava na otočne dijelove.
- Revidirati potrebe za kontroliranim razdvajanjem sustava na otočne dijelove. Pogonske upute trebaju ukazati na mogućnost pojave velike neravnoteže između snage proizvodnje i potrošnje unutar otočnih područja.
- Uspostaviti i održavati usklađenima programe automatskog rasterećenja kako bi se izbjegao potpuni gubitak snage u području koje je odvojeno od glavne

mreže te deficitarno s proizvodnjom. Rasterećenje treba biti tretirano kao pomoćni program, a ne kao zamjena za prihvatljivo projektiranje sustava.

- Instalirati program rasterećenja na način da se pogonskom osoblju omogući brza aktivacija isključenja velikih blokova snage.
- Ažurirati planove djelovanja u hitnim stanjima.
- Popuniti sastav pogonskog osoblja na organizacijski odgovarajući način radi kvalitetnog rješavanja hitnih stanja.
- Pripremiti i uvježbavati procedure za rješavanje hitnih stanja.
- Pripremiti i kontinuirano uvježbavati procedure za brzo ponovno uspostavljanje stanja.
- Pripremiti plan ponovnog uspostavljanja stanja na način da se tereti mogu priključivati na mrežu odmah po uključenju odgovarajućeg prijenosnog elementa (ne čekati potpunu restauraciju mreže za uključenje tereta).
- Pripremiti procedure za ponovno povezivanje s drugim mrežama.
- Pripremiti i uvježbavati procedure za brzu reakciju pogonskog osoblja na preopterećenje.
- Provoditi programe treniranja pogonskog osoblja za djelovanje u uvjetima hitnih stanja.
- U program treniranja uvesti simulator ees-a kako bi se pogonsko osoblje izvježbalo za djelovanje u normalnim i hitnim stanjima.
- Postupci i programi treniranja pogonskog osoblja trebaju uključivati očekivanje, prepoznavanje i definiranje hitnih stanja.
- Pisane upute i pisani materijal za treniranje pogonskog osoblja treba uključivati kriterije koji se koriste za prepoznavanje znakova poremećenog pogona te mjere sprječavanja širenja poremećaja koje je potrebno poduzeti prije prijelaza u hitno stanje.
- Postupke za smanjenje opterećenja vodova ne treba zasnivati na uvjetima koji vladaju u nesigurnim stanjima sustava s obzirom da te postupke u mnogim slučajevima nije moguće učinkovito provesti tijekom zahtijevanog vremenskog perioda koji je pogonskom osoblju na raspolaganju.
- Utvrditi pogonske upute za svaki dio opreme.
- Proširiti upute kako bi se pogonskom osoblju omogućilo izravno isključenje tereta prije fatalnog sljedaja ispada.
- Pogonsko osoblje nužno treba preuzeti odgovornost za trenutačnu reakciju radi ponovnog uspostavljanja normalnog stanja pogona ees-a.
- Ovlasti pogonskog osoblja i odgovornost za poduzimanje trenutačnih akcija potrebno je posebno naglasiti i zaštititi ukoliko osjete početak degradacije stanja sustava.

- Postupke za procjenu opasnosti od nestabilnosti napona te postupke za poboljšanjem postojećih programa treniranja pogonskog osoblja potrebno je revidirati kako bi se poboljšalo predviđanje budućih problema s naponom prije nego što se pojave ili prošire na okolna područja.

Specifični detalji koji su vezani uz lekcije naučene iz predmetnog raspada sustava predloženi su u [1]. Ti su detalji od velikog značenja u kvalitetnom obavljanju više djelatnosti. Njihovim se rješavanjem doprinosi povećavanju ukupne razine sigurnosti pogona hrvatskog elektroenergetskog sustava.

10. POTREBA DEFINIRANJA OBVEZUJUĆIH PLANOVA RJEŠAVANJA KRIZNIH STANJA

Predmetni raspad ees-a solidan je povod pristupanju izradi postupaka pri pogonu ees-a u kriznim stanjima te formiranju sveobuhvatnog plana djelovanja svih relevantnih sudionika [9]. Plan za zaštitu od velikih poremećaja pogona ees-a poput raspada i ponovno uspostavljanje stanja sustava nakon raspada nužno je izraditi u skladu s elektroenergetskim zakonima i uključiti u Mrežna pravila hrvatskog ees-a barem na razini definiranja odgovornosti svih sudionika za izradu planova za prevenciju i rješavanje izvanrednih situacija.

Plan zaštite od izvanrednih događaja nužno je pripremiti za situacije u kojima otkazuje bilo koji ključni element lanca proizvodnja-prijenos-distribucija-potrošnja. Iako se plan sastavlja od mjera koje uzimaju u razmatranje sve moguće događaje u sustavu te se računalno može testirati i za manje vjerojatne scenarije kvarova, plan nije u mogućnosti pokriti sve oblike kvarova opreme ili ljudske pogreške. Stoga valja imati u vidu da neovisno o kvaliteti tehničkih, planerskih i operativnih aspekata koji definiraju razinu sigurnosti pogona ees-a, višestruki kvarovi mogu dovesti do potpunog ili djelomičnog raspada sustava. Zato je nužna izrada i testiranje plana za ponovno uspostavljanje stanja sustava nakon njegovog poremećaja ili raspada radi pravodobnog povratka na normalno stanje u pogođenom području. Prvenstveni zadatak plana zaštite elektroenergetskog sustava od poremećaja nalazi se u izradi mjera koje sprječavaju širenje kvara i skraćuju vremensko trajanje kriznog stanja.

Jednu od vrlo bitnih mjera koja utječe na sigurnost pogona ees-a (iako ne izravno) čini postoperativni tretman, odnosno izvješće i analiza raspada. Kvalitetno izvješće, a pogotovo pažljiva i profesionalna rekonstrukcija i analiza svih događaja, omogućava sagledavanje uzroka, posljedica i odgovornosti za nastale događaje. Ona ujedno ukazuje i na propuste koje je nužno ukloniti radi sprječavanja raspada u budućnosti. Zbog toga je na obvezujući način nužno potrebno definirati sve elemente koje treba sadržavati završno izvješće o raspadu te razinu do koje analiza treba biti provedena.

Ukoliko dođe do djelomičnog ili potpunog raspada ees-a, osnovni cilj djelovanja operatora sustava u suradnji s ostalim sudionicima nalazi se u određivanju prioriteta i smjernica za ponovno uspostavljanje stanja sustava. Stoga je potrebno definirati sve aktivnosti koje se nalaze u okviru tog djelovanja. Kao prvo, potrebno je odrediti stanje sustava prije početka radova na prespajanju sustava ili ponovnom uspostavljanju stanja sustava. Prilikom određivanja stanja u sustavu treba imati u vidu ograničenja koja mogu usporiti proces ponovnog uspostavljanja stanja sustava te ih poštivati prilikom ponovnog uspostavljanja. Nakon utvrđivanja stanja u proizvodnji potrebno je prije uspostave sustava odrediti stanje u prijenosnoj mreži prema točno definiranim aktivnostima. Iako bi se s ponovnim uspostavljanjem stanja sustava trebalo započeti što je prije moguće, prije toga bi trebalo odrediti uzrok poremećaja s obzirom da su mjere opreza vrlo važne ukoliko je uzrok nepoznat.

Radi ponovnog uspostavljanja stanja sustava sve proizvodne jedinice trebaju imati jasne upute, odnosno proceduru rada u uvjetima hitnog djelovanja (eng. *Emergency Code*) koje definira operator sustava. Nakon pokretanja proizvodnih jedinica, daljnje uspostavljanje stanja sustava treba graditi na ponovnom uspostavljanju što većeg dijela mreže, odnosno prije potpunog uspostavljanja potrošačkog opterećenja. Ponovno uspostavljanje potrošačkog opterećenja u što kraćem roku predstavlja vrlo značajnu kariku u ponovnom uspostavljanju stanja sustava. Potrebno je uskladiti povratno potvrđivanje raspoloživih kapaciteta povezanih proizvodnih jedinica prije preuzimanja većih potrošačkih opterećenja.

Zanimljivo je napomenuti da su se za vrijeme Domovinskog rata dogodila 42 potpuna raspada na području Dalmacije i BiH (u otočnom pogonu), a ponovno uspostavljanje stanja sustava uobičajeno je trajalo od 15 do 30 minuta uz zadovoljenje svih ograničenja u proizvodnji, prijenosnoj mreži i potrošnji električne energije. Za usporedbu, predmetni raspad trajao je približno dva sata.

11. ZAKLJUČAK

Tijekom 2003. godine dogodilo se 5 međunarodno poznatih raspada koji su unutar 6 tjedana pogodili 112 milijuna ljudi u 5 različitih zemalja (Italija, SAD, Velika Britanija, Danska/Švedska i Finska). Raspadi nisu zaobišli ni Hrvatsku u kojoj su se tijekom 2003. godine dogodila 3 velika raspada elektroenergetskog sustava od kojih je jedan prikazan u ovom članku.

U analizi raspada koji se dogodio 12. siječnja 2003. godine zaključeno je da najvjerojatnije je jedan pol prekidača (faza L3) 400 kV vodnog polja Velebit u TS Konjsko nije prekinuo struju kvara pri isključenju voda DV 400 kV Konjsko – Velebit u 16:43:58.998 sati. Inicijalni kvar uzrokovao je isključenje većeg broja prijenos-

nih elemenata i generatora te ubrzo doveo do raspada u Dalmaciji te Bosni i Hercegovini.

Podatkovna analiza predmetnog raspada zasnovana je na svoj raspoloživoj dokumentaciji koja je dobivena iz različitih izvora u HR i BH sustavima. Uloga operatora sustava prvenstveno je analizirana na temelju prikupljenih KRD zapisa te odziva zabilježenih u različitim sustavima zaštita. Analiza sadrži procjenu sigurnosti početnog stanja sustava koje je vladalo neposredno prije raspada. Procjena je ukazala na oprez i pripravnost operatora sustava pri vođenju pogona u uvjetima pogoršane sigurnosti. Analitičke spoznaje iskorištene su također i radi ukazivanja na raspoložive mjere izbjegavanja posljedica u fazi ponovnog uspostavljanja stanja sustava.

Analiza rekonstruiranog početnog stacionarnog stanja koje je vladalo neposredno prije raspada ukazuje na uvjete regionalno uravnoteženog pogona HR sustava prije nego što je došlo do pojave inicijalnog poremećaja. Uočeno je da su operatori sustava primijenili odgovarajuće mjere radi uravnoteživanja snage razmjene između regija HR sustava te minimiziranja posljedica eventualnih incidentnih situacija.

Tijekom perioda ponovnog uspostavljanja stanja, kvalitetna koordinacija operatora susjednih sustava predstavlja jedan od prioriteta. Pokazalo se nužnim pružiti operatoru sustava sve potrebne informacije o stanju ključnih infrastrukturnih objekata. Sposobnost pokretanja ključnih hidroelektrana bez prisutnosti vanjskog napona (crni start) ima najznačajniju ulogu tijekom ponovnog vraćanja napajanja potrošačima.

Operator sustava neizostavno treba biti pravodobno i propisno informiran o izvođenju svake pojedinačne rekonstrukcije regulacijskih krugova proizvodnih postrojenja. U suprotnom, zbog nedostatne informiranosti moguće je dodatno usporavanje aktivnosti koje operator sustava poduzima radi ponovnog uspostavljanja stanja sustava nakon raspada.

U numeričkom dijelu analize prepoznata su početna elektromehanička njihanja koja se najprije stabiliziraju, a zatim s međusobnim razdvajanjem različitih dijelova sustava dolazi do nestabilnosti u Dalmaciji i BH sustavu. Međusobno razdvajanje motivirano je isključenjem DV 110 kV Novalja Pag (otočna veza) te posebice DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla. Nakon isključenja tih vodova generatori u Dalmaciji i BH gube stabilnost i bivaju isključeni s mreže, dok generatori u sjevernom dijelu HR sustava zadržavaju stabilnost.

Prorada specijalnog sustava zaštite u TS Đakovo koji među ostalim obuhvaća isključenje DV 220 kV Đakovo – TE Tuzla spriječila je širenje raspada na sjeveroistočni dio HR sustava. Nakon isključenja agregata G1/120 MVA/110 kV u HE Dubrovnik došlo bi do brzog sloma napona i u sjeveroistočnom dijelu HR sustava u slučaju da prethodno nije isključena sjeverna veza. Naime, nakon isključenja agregata G1/120 MVA/110 kV u HE Dubrovnik povećava se tok snage kroz sje-

vernu vezu zbog čega dolazi do dodatnog pada napona koji bi kao krajnju posljedicu imao ubrzani raspad cijelog sustava.

Predmetni raspad ees-a solidan je povod pristupanju izradi postupaka pri pogonu hrvatskog ees-a u kriznim stanjima te formiranju sveobuhvatnog plana djelovanja svih relevantnih sudionika. Plan za zaštitu od velikih poremećaja pogona ees-a poput raspada i ponovno uspostavljanje stanja sustava nakon raspada nužno je izraditi u skladu s elektroenergetskim zakonima i uključiti u Mrežna pravila hrvatskog ees-a barem na razini definiranja odgovornosti svih sudionika za izradu planova za prevenciju i rješavanje izvanrednih situacija.

LITERATURA

- [1] N. DIZDAREVIĆ, M. MAJSTROVIĆ, G. MAJSTROVIĆ, D. BAJŠ, "Analiza raspada hrvatskog elektroenergetskog sustava – 12. siječanj 2003. godine", *studija izrađena za HNOSIT I HEP – Prijenos*, Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, Hrvatska, siječanj 2004
- [2] CIGRÉ, Task Force 38.01.07, "Analysis and control of power system oscillations", Report, 1996
- [3] UCTE, "Transforming UCTE Rules and Recommendations into binding Security and Reliability Standards", Draft report, 2002
- [4] P. KUNDUR, "Power System Stability and Control", Electric Power Research Institute, McGraw/Hill, 1994
- [5] C. TAYLOR, "Power System Voltage Stability", Electric Power Research Institute, McGraw/Hill, 1994
- [6] CIGRÉ, Task Force 38.02.12, "Criteria and Countermeasures for Voltage Collapse", Report, 1995
- [7] PTI Inc., "Power System Simulator for Engineers – PSS/E", User's Guide, Rev 29
- [8] Z. CVETKOVIĆ, "Dalekovodi i pouzdanost elektroenergetskog sistema u vezi s raspadom dalmatinskog EES-a 12.01.2003. godine", 6. *Savjetovanje HK CIGRÉ*, C2-09, Cavtat, Hrvatska, studeni 2003
- [9] M. LOVRIĆ i R. GOIĆ, "Osvrt na problematiku sigurnosti rada EES-a", 6. *Savjetovanje HK CIGRÉ*, C2-07, Cavtat, Hrvatska, studeni 2003

CAUSES, ANALYSES AND MEASURES AGAINST BLACK-OUT OF THE CROATIAN ELECTRIC POWER SYSTEM ON JANUARY 12, 2003

In this paper causes, analyses and measures against the black-out of the electric power system on January 12, 2003 in the southern part of Croatia (CRO) and Bosnia and Herzegovina (BiH) are presented. First basic causes are recognised and consequences of the black-out using an analysis of the available documents that come out from different sources from CRO and BiH. After that the numerical analysis was performed in order to give additional explanations for the events the during black-out.

The knowledge that came from the analytical field was used to show possible measures against black-outs, i.e. how to diminish consequences in different develop-

ment phases. A set of measures is proposed to prevent similar incident situations. The role of the system operator is analysed in detail as well as a special protection system of the chronological sequestration of events connected to this black out.

DER ZERFALL DES KROATISCHEN STROMVERSORGUNGSSYSTEMS AM 12. JÄNNER 2003: URSACHEN, UNTERSUCHUNGEN, GEGENMASSNAHMEN

In diesem Artikel sind Ursachen, Untersuchungen und Gegenmaßnahmen bei einem Zerfall des Stromversorgungssystems, so wie er am 12. Jänner 2003 in Südkroatien (HR) und in Bosnien-Herzegowina (BiH) geschehen ist. Mit Hilfe der Untersuchungen der zur Verfügung stehenden Protokolle wurden zuerst die Grundursachen und Folgen des Zerfalles erkannt. Diese Untersuchungen beruhen auf sachdienstlichen, beweiskräftigen, aus verschiedenen Quellen in den Systemen der HR und der BiH gesammelten Dokumenten. Wegen der Darbietung weiterer Erklärungen des Ablaufes begleitender Ereignisse des Zerfalls, ist danach eine numerische Analyse durchgeführt worden.

Am analytischen Wege erhaltenen Erkenntnisse wurden zum Hinweisen auf verfügbare Verhütungsmaßnahmen genutzt. Zur Vermeidung ähnlicher Zwischenfälle wurde ein Maßnahmenpaket vorgeschlagen. Die Rolle des Systembetreibers und der Sonderschutzmaßnahmen im Falle der Ereignisse, wie sie im vorgefallenen Systemzerfall geschahen, ist ausführlicher betrachtet worden.

Naslov pisaca:

Dr. sc. Nijaz Dizdarević, dipl. ing.
prof. dr. sc. Mislav Majstrovic, dipl. ing.
Energetski institut "Hrvoje Požar"

Savska cesta 163
10000 Zagreb, Hrvatska

Snježana Čujić Čoko, dipl. ing.
HEP Prijenos d.o.o.
Prijenosno područje Split
Ulica kneza Ljudevita Posavskog 5
21000 Split, Hrvatska

Niko Mandić, dipl. ing.
HEP HNOSIT d.o.o.
Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

Josip Benović, dipl. ing.
HEP Prijenos d.o.o.
Prijenosno područje Osijek
Šetalište kardinala F. Šepera 1a
31000 Osijek, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 05 – 04.