

NEKI PROBLEMI I PRAKSA ELEKTROPRIVREDNIH PODUZEĆA U DEREGULIRANOM OKRUŽENJU

(Referirano na zasjedanju CIGRE, Paris 2000.)

Mr. sc. Mladen Zeljko, Zagreb

UDK 621.311.1:620.9
STRUČNI ČLANAK

Svake parne godine se u Parizu održava, zasigurno najvažniji stručni skup elektroenergetičara, zasjedanje CIGRE. Tako je bilo i 2000. godine, gdje se na zasjedanju CIGRE, u vremenu od 27. kolovoza do 1. rujna, okupilo oko 2500 stručnjaka (većinom inženjeri elektrotehnike) iz cijelog svijeta. Najveći dio njih je iz elektroprivrednih poduzeća, zatim s fakulteta, instituta i slično. Tu se iz prve ruke, dakle od ljudi iz prakse, mogu čuti neka od najnovijih rješenja za određene probleme iz djelatnosti koje pokrivaju pojedine studijske grupe (komiteti). Rad na zasjedanju se, kao i na dosadašnjim zasjedanjima, odvijao po pojedinim studijskim grupama, a neke srodne grupe imaju dodatno i zajednička zasjedanja. U ovom članku se daje osvrt na neke od problema koji su dominirali na studijskim grupama: 37 (Planiranje i razvoj elektroenergetskog sustava), 38 (Analiza i tehnika elektroenergetskog sustava) i 39 (Pogon i vođenje elektroenergetskog sustava), te na zajedničkom zasjedanju navedene tri grupe. S obzirom na procese koji su pred nama, na području elektroprivredne djelatnosti, nije na odmet informirati jedan širi krug ljudi, iz područja elektroprivrede i oko nje, o tim problemima i načinima kako ih zemlje, odnosno elektroprivrede, koje su u te procese ušle prije nas, rješavaju ili pokušavaju riješiti.

Ključne riječi: elektroenergetski sustav, upravljanje rizikom, operator sustava, uska grla u prijenosu, pomoćne usluge, licenca za operatore.

1. DOMINANTNA PITANJA

Od početka 1990-ih pa do danas, u zemljama zapadne Europe, SAD, Kanade, Australije i Južne Amerike, većina elektroprivrednih kompanija se, iz vertikalno integriranih poduzeća, koja su bila u državnom vlasništvu, i poslovala u uvjetima monopola, transformirala u smislu vertikalnog razdvajanja i privatiziranja, a sadašnje okruženje u kojem posluju je otvoreno tržište električne energije. Regulacija u takvom okruženju je svedena na nužni minimum, a konkurenciji je prepušten mogući maksimum.

Bez obzira što je cijelim ovim procesom postignut cilj učinkovitijeg poslovanja u području elektroenergetske djelatnosti i, u većini zemalja, niže cijene električne energije za krajnje potrošače, opća je ocjena da su neki već postojeći problemi zaoštreni, a pojavili su se i dodatni problemi, odnosno rizici o kojima se prije ili nije diskutiralo ili se o njima govorilo vrlo malo.

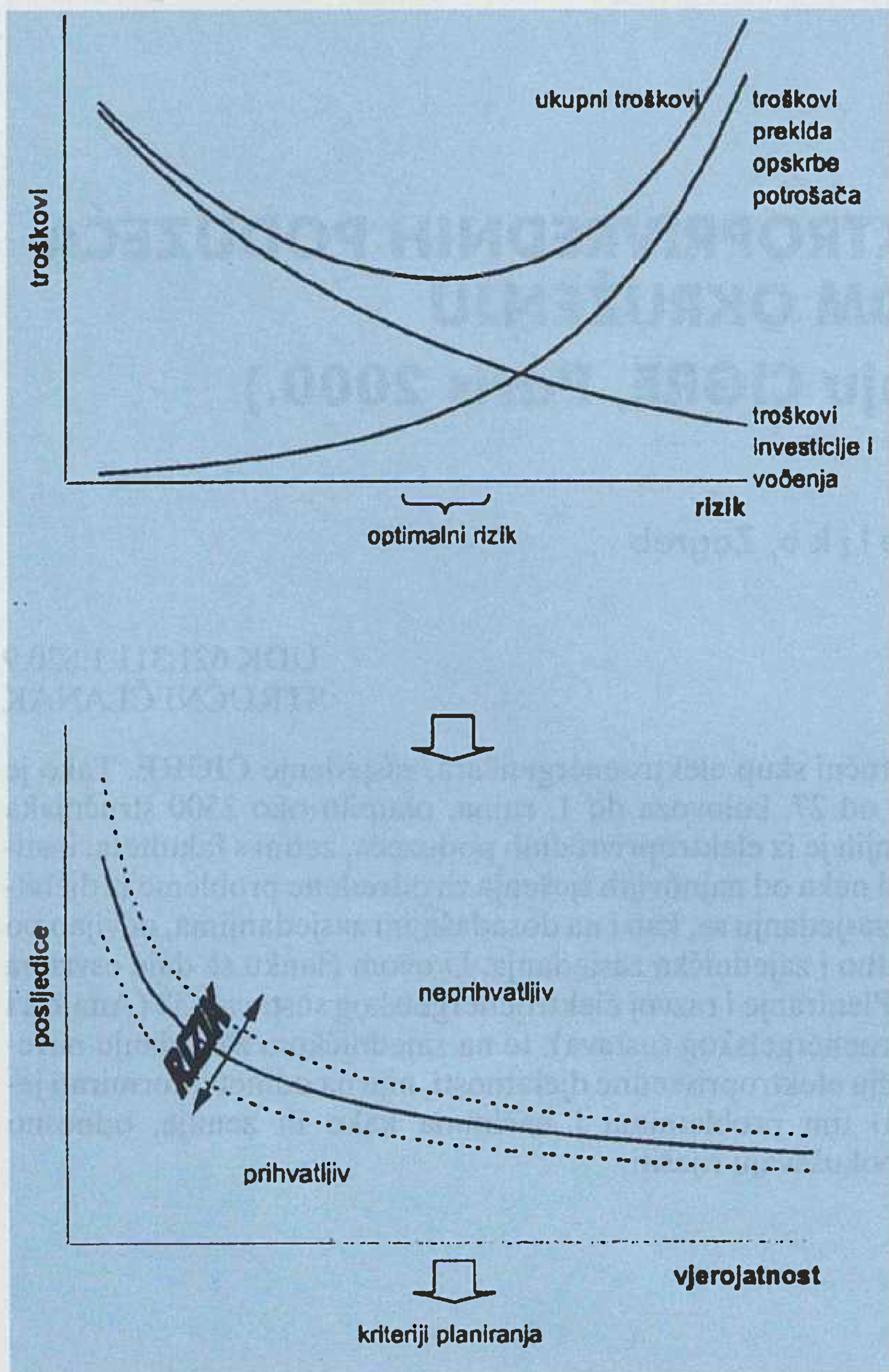
U nastavku su navedena neka pitanja koja su bila možda najviše zastupljena, bilo kroz referate, bilo kroz diskusije na zasjedanju grupa koje se bave planiranjem razvoja, analizom, kao i pogonom i vođenjem elektroenergetskog sustava.

1.1. Upravljanje rizikom (Risk management)

Korištenje metoda upravljanja rizicima u planiranju i vođenju sustava je već odavno prisutno; koriste se već

dugo vremena u "konvencionalnom" planiranju, bilo implicitno (usvajanjem determinističkih (n-x)-pravila ili vrijednosti praga za zadane probabilističke indekse, kao što su LOLP, ENS itd., ili eksplicitno (minimizacijom ukupnih troškova planiranja, uključujući i troškove rizika). Metode upravljanja rizicima su još više dobile na vrijednosti početkom devedesetih godina nakon što su počeli procesi deregulacije, odnosno otvaranja tržišta električne energije. Rizik se definira kao umnožak vjerojatnosti i posljedica štetnog događaja. Upravljanje rizicima je u biti sustavna primjena instrukcija, metoda i procesa upravljanja radi analize, vrednovanja rizika i kontrole nad njima. U mnogim primjenama rizik se kvantitativno ocjenjuje, posebice s aspekta troškova.

Definicija konvencionalnih kriterija planiranja rezultat je kvalitativne procjene rizika zasnovane na iskustvu. Kriterijima se postavlja granica između prihvatljivih i nedopustivih posljedica kvarova, prema vjerojatnosti pojave kvara (sl. 1). Što je vjerojatnost pojave kvara veća, posljedice bi trebale biti manje. Za iznos rizika može se smatrati da je određen ekonomskim razmatranjima. Općenito, investicijski troškovi i troškovi upravljanja porast će sa smanjenjem rizika, dok će troškovi zbog prekida opskrbe porasti. Teoretski, optimalna razina rizika definira se kao minimum ukupnih troškova.



Slika 1. Upravljanje rizicima kao osnova za kriterije planiranja

Određivanje optimalne razine rizika, kao i definicija pogodnih kriterija planiranja na osnovi rizika, predstavlja vrlo složen zadatak, zbog brojnih problema pri nastojanju da se odrede kvantitativne vrijednosti rizika i ekonomskog utjecaja kvarova. Iz tog razloga nisu do sada u planiranju elektroenergetskog sustava bile široko prihvaćene tehnike ekonomske optimizacije rizika i novčane procjene rizika, osobito u segmentu prijenosa. Većina planera preferirala je pojednostavljene heurističke pristupe. U slučaju dobro poznatog (n-1)-kriterija pretpostavlja se da su nezavisni istodobni kvarovi dviju ili više komponenata toliko malo vjerojatni, da se mogu prihvatiti posljedice takvih kvarova.

Međutim, vlada osjećaj da je primjena (n-1)-kriterija rezultirala sustavima s rizikom nižim od ekonomskog optimuma. Stoga je uvođenje kvantitativnog upravljanja rizicima u planiranje elektroenergetskog sustava trenutno u samoj žiži interesa.

1.1.1. Pokazatelji pouzdanosti

Dugotrajno teoretsko i praktično iskustvo u svezi pouzdanosti sazrijevalo je širom svijeta, a kumulirano je u stotinama izvješća koja ipak nisu mogla dati nedvos-

mislen odgovor na pitanje: koja je, ustvari, praktična vrijednost pokazatelja pouzdanosti? U svakom slučaju čini se korisnim prisjetiti se nekih osnovnih načela, kako bi se moglo što bolje usredotočiti na nove potrebe koje nastaju u okviru tržišno orijentiranog planiranja. Software za analizu pouzdanosti obično nudi sljedeće opće pokazatelje pouzdanosti:

- učestalost prekida u opskrbi
- srednje trajanje prekida u opskrbi
- neraspoloživost
- prekinuta snaga
- neisporučena energija za vrijeme prekida.

Pokazatelji se mogu koristiti za kvantitativno vrednovanje, bilo slučajeva vezanih za nepredvidive događaje (npr. obustave), bilo stanja sustava. U drugom slučaju mogu se koristiti kao općesistemski ili lokalni pokazatelji. Lokalni pokazatelji mogu opisivati pouzdanost opskrbe nekog potrošača, injektirane snage u određeno čvorište, ili tranzita. Dodatno se mogu koristiti za vrednovanje kriterija planiranja, kako je opisano u nastavku.

Glavna prednost uporabe pokazatelja pouzdanosti je u tome što oni pružaju kvantitativnu mjeru funkcioniranja sustava što se tiče pouzdanosti. Međutim, usprkos činjenici da su danas dostupni razrađeni alati za analizu pouzdanosti, planiranje sustava na osnovi pokazatelja pouzdanosti složen je zadatak iz sljedećih razloga:

- Pokazatelji pouzdanosti predstavljaju mjerilo funkcioniranja sustava gdje planer treba imati usvojene kriterije planiranja. Definiranje kriterija planiranja na osnovi kvantitativnih pokazatelja pouzdanosti komplicirano je i još je uvijek predmet rasprave.
- Na konkurentskom tržištu pouzdanost pogona mora pratiti potrebe potrošača. Drugim riječima, razina pouzdanosti mora odgovarati onome što je potrošač voljan platiti. Međutim, novčana procjena pouzdanosti krajnje je teška i podložna mnogim nesigurnostima.
- U slučaju reguliranog tržišta pouzdanost sustava mora obično biti usklađena s ciljevima koje definira regulator na dodirnim točkama između proizvodnje i prijenosa, te između prijenosa i distribucije.
- Samo je neisporučena energija za vrijeme prekida pokazatelj rizika, budući da i vjerojatnost prekida i njegove posljedice, u smislu trajanja prekida i prekinute snage, pridonose tom pokazatelju. Međutim, ni ovaj pokazatelj ne opisuje rizik u smislu ekonomskog rizika.
- Pokazatelji pouzdanosti obično slijede funkcije distribucija s velikim varijancama. To osobito vrijedi za neisporučenu energiju za vrijeme prekida. Stoga se upravljanje rizicima ne može zasnivati samo na očekivanim vrijednostima, već se moraju koristiti i probabilističke funkcije. Potrebno je razviti prikladne alate i učiniti ih dostupnima planerima sustava, kako bi oni potpuno vladali tim konceptom.

- Pokazatelji pouzdanosti su izrazito kumulativni te ih je stoga teško interpretirati i verificirati. Posebno je teška verifikacija sa stvarnim ponašanjem sustava, i može se provesti samo statističkim metodama.

Zbog svega toga je pravilno računanje pokazatelja samo osnova za daljnja razmatranja. Nužno je razraditi upravljanje novčanim rizicima na kvantitativnoj osnovi u skladu s potrebama potrošača.

I tradicionalni pristup polazi od toga da pouzdanost opskrbe potrošača i pridruženi rizik trebaju biti izraženi preko ekonomske (novčane) kategorije. Tipičan primjer je analiza troškova prekida isporuke električne energije nekom potrošaču, odnosno analiza štete nastale zbog prekida isporuke i razmatranje tih troškova kao jednog od kriterija u planiranju mreže. Međutim, ti troškovi su vrlo specifični za pojedinog potrošača, vrlo su ovisni o vremenu kada prekid u opskrbi električnom energijom nastaje i koliko traje. Utvrđivanjem tih troškova je iznimno problematično.

Pojavljuje se jedan potpuno novi pristup ovoj problematici u tržišnom okruženju. Pristup se zasniva na principima osiguranja. Svaki potrošač može izabrati ako želi plaćati neku sniženu osnovnu cijenu za energiju te dodatnu premiju osiguranja koja mu jamči financijsku kompenzaciju od strane **operatora sustava**, u slučaju prekida opskrbe. Očekivani godišnji iznos koji bi se potrošačima isplaćivao na ime osiguranja od prekida isporuke se može izračunati preko pouzdanosti opskrbe. Budući da su ti izdaci interni troškovi poduzeća koje opskrbljuje potrošače energijom, oni, zajedno s investicijskim troškovima i troškovima održavanja i pogona, mogu poslužiti kod optimiranja razvoja mreže. Premije osiguranja koje plaćaju potrošači trebaju pokriti naknade koje plaća sistem - operator, kao i investicije u poboljšanje pouzdanosti mreže, kako bi se smanjila potreba za kompenzacijama od strane sistem-operatora.

Iskazivanje pokazatelja pouzdanosti kroz stvarne troškove, također nosi u sebi određeni rizik. To se može ilustrirati kroz sljedeća tri koraka:

- U prvom koraku se od sistem-operatora, kod uvođenja modela osiguranja, traži definiranje različitih tarifnih razreda. Iako je moguće računati razinu pouzdanosti mreže, nije lako predvidjeti, na dulje razdoblje, izbor tarifnog razreda pojedinog potrošača. To znači da nije moguće predvidjeti koliko novaca će se skupiti od osiguranja potrošača, niti kolike će biti naknade potrošačima s naslova tog osiguranja. Taj problem postoji u svakom području primjene osiguranja (životno, od invaliditeta...). Da bi se taj problem "držao pod kontrolom" koriste se razni statistički modeli koji koriste distribuciju vjerojatnosti. Uz pomoć tih proračuna se mogu definirati tarifni razredi.
- U drugom koraku svaki potrošač treba odlučiti hoće li sudjelovati u osiguranju i ako hoće treba izabrati odgovarajući tarifni razred. To je također procjena

rizika zasnovana na kvantificiranju vlastite štete nastale zbog neisporučene energije i procjena potrebne pouzdanosti opskrbe. Ako mu se to isplati potrošač će razmotriti i neke svoje interne mjere koje će ga zaštititi od šteta zbog prekida napajanja, kao npr. neprekidno napajanje kontrolnih električnih uređaja.

- Vrlo elegantan efekt sustava osiguranja, predstavljen u trećem koraku, je taj da planer sustava može procijeniti ekonomski rizik ulaganja u mrežu. Takvo ulaganje se može opravdati ako postoji dovoljna vjerojatnost da će očekivane uštede na isplati naknada iz osiguranja premašiti investicije u mrežu u razmatranom razdoblju. Ta procjena je zasnovana na proračunu pouzdanosti opskrbe i tarifnih razreda koje su izabrali potrošači. Treba istaknuti, da pored svih procjena i proračuna, kompenzacije isplaćene potrošačima u nekoj godini mogu biti znatno veće od očekivane vrijednosti. Razlog je neizvjesnost (vjerojatnosna karakteristika) koja je povezana s prirodom rijetkih događaja kakav je prekid isporuke električne energije. U svakom slučaju, primjeren proračun distribucije vjerojatnosti pokazatelja pouzdanosti je preduvjet za pronalaženje optimalnog rješenja i ekonomske uspješnosti planera mreže i operatora sustava.

Za primjenu strategije procjene rizika kod planiranja i pogona EES-a, vrlo je važna raspoloživost dovoljnog broja točnih podataka o karakteristikama sustava i primjereni računarski programi za proračun vjerojatnosti pojedinih pokazatelja pouzdanosti. Kod toga postoje brojni pristupi u svakodnevnom planiranju. Otvoreno tržište električne energije se sve više okreće potrošaču i procjeni ekonomskog rizika za potrošača. Sustav osiguranja, o čemu je bilo naprijed riječi, nudi neke pogodnosti, ako se primjenjuje na adekvatan način. Još je prerano donositi konačni sud o ovakvom pristupu, jer provjera pristupa i njegova praktična primjena tek slijedi.

1.2. Restauracija sustava nakon raspada

Jedna od tema kojoj je poklonjeno dosta pozornosti je i restauracija sustava nakon raspada. Postavljanjem te teme u središte interesa pokazuje da je ta tema realno prisutna u životu i najvećih i najmodernijih elektroenergetskih sustava na svijetu. U sklopu Workshop-a o velikim poremećajima prezentirani su slučajevi velikih raspada sustava koji su se dogodili u 1999. godini u Kanadi, Francuskoj, Japanu i Portugalu. Pored vremenskih okolnosti koje su bile glavni uzrok raspada sustava u Kanadi, Francuskoj i Portugalu, naznačeni su i neki dodatni, otežavajući uvjeti, koji su proizašli iz činjenice da se radi o otvorenom tržištu električne energije, odnosno privatiziranim i vertikalno dezintegriranim sustavima (posebno Kanada). U uvjetima decentralizacije i privatnog vlasništva u elektroenergetskom sektoru, gdje je profit za većinu subjekata u elektroenergetskoj

djelatnosti ipak u prvom planu, postoje određene špekulacije kada i koliko proizvodnje ponuditi na tržište. Budući da u tim kritičnim trenucima, kad je u opasnosti integritet EES-a, treba djelovati vrlo brzo, jer špekulacije, a i sama organizacija EES-a, stvaraju određene poteškoće.

Vrlo je zanimljiv primjer koji su prezentirali predstavnici Japana. Kod njih se dogodio slučaj udara trenažnog zrakoplova u dvostruki visokonaponski vod unutar područja Tokia. Oni su pod svaku cijenu htjeli zadržati u režimu opskrbe neke, za njih, važne potrošače. Odvajanjem pojedinih dijelova mreže oni su to i uspjeli. Zaključak njihovog izlaganja je bio taj da su to uspjeli samo zato što su vertikalno integrirana tvrtka. To je izazvalo smijeh u prepunoj dvorani. Na pitanje imaju li ti važni potrošači i posebnu tarifu (logično bi bilo da je ona znatno viša), nije bilo odgovora.

Drugi problem koji je istaknut u raspravi je opet povezan s težnjom za većim profitom. Ulaganja u mrežu i postrojenja se, u dosta slučajeva, svode na minimum koji omogućuje prihvatljivu pouzdanost rada EES-a. Opterećenje pojedinih elemenata sustava (vodovi, transformatori) u takvim uvjetima često dostiže maksimalno dopuštene granice, tako da se sustav "vozi po rubu ponora". U takvim okolnostima ne treba puno pa da dođe do ispada pojedinih dijelova sustava, što, ako se na vrijeme ne poduzmu odgovarajuće mjere, može završiti i raspadom sustava.

1.3. Rješavanje uskih grla u prijenosu

(engl. congestion management)

Tema koja je također bila jedna od najzanimljivijih je problem uskih grla ili ograničenja u prijenosu i primjeri rješenja tog problema iz prakse pojedinih zemalja. U tržišnim uvjetima poslovanja svi sudionici tržišta nastoje što bolje proći. Oni koji kupuju pokušavaju kupiti tamo gdje se nudi po najnižoj cijeni, a oni koji prodaju traže kupca kojem mogu zaračunati što višu cijenu. U cijeloj toj "igri" ključnu poziciju ima prijenosna mreža. Jednom je to prijenosni kapacitet mreže koji omogućuje ili ograničava određene transakcije, a drugi put je tu naknada za uslugu prijenosa koja je često i zapreka određenoj transakciji. Naime, na cijenu koja se dogovori između dviju strana, sudionika transakcije, treba dodati i cijenu usluge prijenosa. Može se dogoditi da je cijena te usluge element koji prevagne da se transakcija ne obavi, jer kupac energije može u svom bližem okruženju nabaviti energiju koja je jeftinija od energije koju je namjeravao kupiti negdje dalje uz dodatne troškove prijenosa. U nastavku je prikazan primjer rada **Elspot** tržišta. To je jedno od tri tržišta koja postoje u Nord-pool-u.

Elspot je tržište na kom se sklapaju ugovori o dnevnoj isporuci električne energije dan prije dana isporuke. Trgovački dan je podijeljen na 24 satna razdoblja trgovine. Sudionici tržišta podnose ponude za svako razdoblje. Svaka ponuda sadrži "količinu" u MW i cijenu po MWh. Vrijeme za podnošenje ponuda je do 12.00 h

dan prije stvarne isporuke. Cijena za svaki interval se temelji na ravnotežnoj cijeni između proizvodnje i potrošnje za sve sudionike tržišta. Ako nema ograničenja u prijenosu cijelo NordPool područje je jedna oblast i može se kupovati i prodavati bilo gdje u sustavu. U slučaju da operator sustava formira zone, organizira se posebno tržište za svaku zonu. Zone se formiraju na osnovi predviđenih preopterećenja na prijenosnim vodovima i priopćavaju se sudionicima tjedan dana ranije. Podjela na zone se vrši svakog tjedna. Uobičajeni broj zona u Norveškoj je između dva i pet. Švedska i Finska su uvijek jedinstvene zone (A i B) dok se Norveška po potrebi dijeli na manje zone (C, D,...). Prvo se računa cijena bez obzira na ograničenja - Ps. U slučaju ograničenja, cijena električne energije se računa za svaku zonu posebno - Po. Razlika između cijene bez ograničenja i cijene u pojedinoj zoni (Ps-Po) je tzv. taksa za kapacitet (capacity fee). U slučaju da je ova taksa jednaka nuli svako dodatno ograničenje koje se javi razrješava se na regulacijskim tržištima. U slučaju prekoračenja kapaciteta između dvije zone, cijena u zoni viška proizvodnje se umanjuje za taksu, a u zoni manjka se uvećava za taksu. Na taj način se potiče kupovina u zoni viška (povoljnije je kupiti po nižoj cijeni) i smanjuje prodaja u zoni viška (bolje je prodati po većoj cijeni). U zoni manjka proces je obrnut, veća cijena potiče prodaju i smanjuje kupovinu. Ovaj princip se koristi da bi se tokovi snaga sveli na dopuštene vrijednosti. U Švedskoj, princip tretiranja uskih grla je malo dugačiji. Sistem operator nagrađuje smanjenja proizvodnje u zonama viška i povećanja proizvodnje u zonama manjka (tzv. counter trade princip za razliku od norveškog tzv. zonal charging). Sredstva za ove potrebe se namiču od prijenosnih tarifa. Udio energije koja se razmijeni na ovom tržištu u odnosu na ukupnu potrošnju se sa 15% u 1995. popeo na 22% u 1998.

Osnovni signal u poslovanju za sudionike je cijena u zoni. Od svakog sudionika se naplaćuje upotreba prijenosne mreže i to na sljedeći način. U zonama viška proizvodnje, taksa za kapacitet (capacity fee) se naplaćuje od prodavača, a kupac se nagrađuje. U zonama manjka, taksom se nagrađuje prodavač i naplaćuje se od kupca. Na taj način, sudionici koji rasterećuju točke opterećenja u mreži bivaju nagrađeni taksom, a oni koji pogoršavaju stanje bivaju "kažnjeni" taksom. Fizički tokovi snaga će uvijek ići od zone s manjom cijenom (Pl) ka zoni s višom cijenom (Ph). To znači da će kupovina i prodaja električne energije između dvije oblasti cijena uvijek donijeti prihod u iznosu kapacitet *(Ph-Pl) koji prisvaja operator nacionalne mreže. U slučaju međugraničnih ograničenja prihod dijele odgovarajući operatori mreža (norveški je Stanett, švedski je Svenska Kraftnat i finski Fingrid).

1.4. Pomoćne usluge (engl. ancillary services)

Uvjeti pod kojima jedan partner daje uslugu drugom partneru u tržišnim okolnostima moraju biti znatno de-

taljnije regulirani, nego što je to bilo u vertikalno integriranim, monopolnim sustavima.

Osiguravanje pomoćnih usluga za funkcioniranje EES-a u tržišnim uvjetima je zadatak mrežnog operatora (MO).

U primjeru Nizozemske postoje 22 regionalne mrežne kompanije (regional Network Companies) koje su odgovorne za određeno područje i to za mrežu naponske razine do uključivo 110 KV. Kompanija koja se zove **TenneT** je odgovorna za mrežu 220 i 380 KV na cijelom državnom teritoriju Nizozemske. TenneT ima ulogu mrežnog operatora u Nizozemskoj. Zadaci i djelovanje regionalnih mrežnih kompanija regulirani su dokumentom koji oni zovu **Netcode** (mrežna pravila), a zadaci TenneT-a, njegov odnos s potrošačima i prema regionalnim kompanijama su regulirani dokumentom koji se zove **Systemcode** (pravila sustava).

Dva primjera pomoćnih usluga, najprije regulacija snage i rezerva snage, gdje je regulacija snage usluga koja služi za održavanje ravnoteže između stvarne potrošnje i proizvodnje, a rezerva snage je zamjenska snaga koja služi za intervenciju u slučaju ispada nekog agregata, a zatim osiguranje reaktivne snage koja služi za regulaciju napona, su za slučaj Nizozemske, opisana u nastavku.

1.4.1. Regulacija i rezerva snage

TenneT (mrežni operator) je odgovoran za održavanje ravnoteže potrošnja-proizvodnja u EES-u Nizozemske i za pokrivanje razmjene energije sa susjednim sustavima. TenneT kupuje uslugu regulacije snage (frekvencije) na tržištu. Pored toga, TenneT je dužan osigurati i zamjensku (rezervnu) snagu za slučaj ispada nekog generatora. Za sve generatore čija je snaga veća od 5 MW postoji obveza djelovanja u slučaju ispada nekog generatora, tako da TenneT može djelovati u skladu s pravilima UCTE. Regulacija snage (frekvencije) i snaga za zamjenu ispalog agregata, koja se koristi u trenutku nastanka poremećaja, mora biti ugovorena na tržištu. Ukupan iznos te snage je definiran s nekoliko elemenata. Jedan od njih je povezan s karakteristikama generatora koji su u pogonu, drugi je duljina razdoblja za koje je TenneT spreman osigurati rezervu za slučaj ispada nekog agregata i, konačno, treći element je spremnost susjednih mrežnih operatora za pomoć u trenucima poremećaja. Do 1. siječnja 2001. godine ova usluga regulacije i rezerve snage se ugovara samo s jednim partnerom, a to je Sep, koji je do sada obavljao tu uslugu na zadovoljavajući način. Nakon navedenog datuma 1. siječnja 2001. način kupovanja ove vrste usluge će se vjerojatno mijenjati.

1.4.2. Osiguranje reaktivne snage

Regulacija napona i osiguranje reaktivne snage u Nizozemskoj je u odgovornosti regionalnih mrežnih kompanija a ne u nadležnosti mrežnog operatora.

Svaka regionalna mrežna kompanija je u obvezi, na području koje kontrolira, održavati balans reaktivne snage. Razlog za takav pristup je činjenica da je kontrola reaktivne snage potrebna kako bi se napon održavao unutar dopuštenih granica u svakom dijelu mreže. Mrežni operator (TenneT) kontrolira naponsku razinu na glavnoj nacionalnoj mreži (220 do 380 kV) i nema izravnu kontrolu napona u regionalnim mrežama. Naravno da preko dodirnih točaka postoji velik utjecaj na razinu napona s obje strane. Profil i razina napona u regionalnim mrežama i na točkama isporuke prema potrošačima mogu, dakle, kontrolirati samo regionalne mrežne kompanije. Svaka regionalna mrežna kompanija treba kontrolirati bilancu reaktivne snage u svakom trenutku. Osiguranje reaktivne energije, kao pomoćne usluge, generatorima plaća regionalna mrežna kompanija.

Razmjena reaktivne energije između regionalnih mrežnih kompanija se također može promatrati kao pomoćna usluga. Međutim, do sada to nije bilo utvrđeno nekim pravilima, odnosno nije bilo naplate takve usluge. Jedino je iznos reaktivne snage koji može biti razmjenjivan između TenneT-a i pojedine regionalne mrežne kompanije reguliran određenim dogovorom, tzv. **connection agreement**.

1.5. Edukacija i trening osoblja za rad u novim uvjetima

Jedan veliki dio zasjedanja grupe 39, a i nekoliko referata su kao temu imali trening osoblja za rad na poslovima koji spadaju u djelokrug sistem-operatora i operatora tržišta.

Nastupanjem tržišta i vertikalnim razdvajanjem temeljnih elektroprivrednih djelatnosti uvjeti rada na elektroenergetskom sektoru se u velikoj mjeri, od izrazito tehničke naravi, sve više mijenjau prema poslovima dominantno ekonomske ili komercijalne naravi. Porastom broja subjekata u elektroenergetskoj djelatnosti događa se pomak od tradicionalnih poslova i zadaća prema nekim dodatnim ili čak kompletno novim poslovima kao što je sistem operator (mrežni operator) i operator tržišta. Izvor kadrova za ove nove entitete je najčešće nekadašnja dispečerska služba, iz koje odu vrloiskusni ljudi koje nije jednostavno zamijeniti na poslovima od kojih dio i dalje ostaje.

U ovako komercijaliziranim uvjetima poslovanja, gdje najčešće vlada pravilo **što veći profit uz što manja ulaganja**, stalno se nameće pogon sustava što bliže njegovim limitima, uz zahtjev da sigurnost sustava, odnosno opskrba potrošača mora i dalje biti na zavidnoj razini. Moderna kompjutorska tehnologija omogućava razvoj simulatora za trening osoblja mrežnog operatora. Treningom pomoću simulatora se mogu proći slučajevi koji imaju najstrože zahtjeve za osposobljenost tog osoblja. Ti zahtjevi se mogu podijeliti u tri skupine: organizacijska skupina, metodološka i tehnološka skupina.

- Kad se govori o organizacijskoj skupini postoji nekoliko oblika obuke:
 - prolaz kroz neke tipične situacije uz pomoć simulatora (sa ili bez instruktora),
 - obuka uz instruktora, bez simulatora,
 - istodobna obuka na nekoliko kontrolnih razina (uz instruktora),
- Nekoliko tipičnih primjera metodoloških zahtjeva kod obuke:
 - izrada scenarija velikog poremećaja (raspada) sustava,
 - izbor instrukcija koje trebaju dobiti polaznici tečaja obuke za situacije nakon raspada sustava,
 - izrada plana podizanja (restauracije) sustava,
 - analiza rezultata i procjena pojedinih zahvata koje je napravilo osoblje koje vodi sustav (operator).
- Tehnološki zahtjevi su najčešće povezani s matematičkim modelom elektroenergetskog sustava koji se koristi u simulatoru. S jedne strane taj model definira objekt (elektroenergetski sustav), a s druge strane definira procese koji trebaju biti primjereno simulirani kako bi osigurali prihvatljivu razinu točnosti simulacije ponašanja tog istog objekta (sustava) u različitim situacijama.

Sustav obuke simulacije raznih stanja EES-a treba biti tako prilagodljiv raznim situacijama, da može demonstrirati:

- uvjete normalnog rada EES-a (dakle bez poremećaja),
- uvjete rada EES-a u poremećenom stanju, vrlo blizu definiranih graničnih vrijednosti kod kojih dolazi do gubitka stabilnosti,
- prijelazna stanja kod promjene frekvencije ili napona i
- prijelazna stanja kod gubitka stabilnosti sustava.

Pored toga što organiziraju osposobljavanje osoblja koje radi na poslovima operatora sustava, neke zemlje (koje već imaju uređeno tržište i odnose nadležnosti pojedinih subjekata, u cijelom procesu) imaju i izdavanje licenci za spomenuto osoblje.

Tako je npr. u Argentini ministar energetike propisao obvezu licenci za sve osoblje koje radi na poslovima karaktera stvarnog (realnog) vremena. Svaka kompanija mora izraditi zahtjev za licence svom osoblju, sa specifikacijama pozicije svake osobe i kompletne organizacije iz koje se vidi nadležnost i odgovornost pojedine osobe. U tom zahtjevu se moraju navesti neke specifične karakteristike svake osobe za koju se traži licenca, kao:

- emocionalna stabilnost, sposobnost obavljanja specifičnog posla, nalaz o stanju vida i sluha,
- stručna sprema,
- znanje i tehnička pripremljenost za posao koji će obavljati,
- treninzi koje je osoba prošla, kao i radno iskustvo,
- iskustvo na poslovima karaktera stvarnog (realnog) vremena.

Svaka od tih licenci vrijedi tri godine i nakon toga se mora obnavljati po istoj proceduri. Cijeli proces provodi Electricity National Regulator Entity (ENRE).

U Finskoj su licence potrebne za osoblje koje radi kao operator na razinama 110 kV do 400 kV. Da bi se dobila licenca treba proći pismeni test koji se sastoji od izbora između više ponuđenih odgovora na postavljena pitanja. Licenca mora biti obnovljena nakon svakih pet godina.

U Irskoj se radi provjera licence svake godine za sve dispečere. Provjera se zasniva na testu preko simulatora. Simulacijom različitih situacija ocjenjuju se reakcije pojedinog dispečera u tim situacijama. Prije testa dispečerima je omogućen i trening na samom simulatoru.

2. ZAKLJUČAK

Zaključno se može reći da je, osim izvanredno dobre organizacije, CIGRE 2000. u Parizu ponudio vrlo velik broj tema koje su od iznimne važnosti, posebice za ljude koji će sudjelovati u kreiranju budućnosti Hrvatske elektroprivrede. S obzirom na neke odluke koje su donesene na najvišoj državnoj razini (Hrvatski državni sabor), neupitno je da će i HEP krenuti, odnosno već je dosta ušao, u pripremu procesa restrukturiranja, liberalizacije i otvaranja tržišta, a nakon toga u manjoj ili većoj mjeri i u proces privatizacije. To su procesi koji su za nas, u određenim segmentima, još uvijek nepoznanica te stoga i ne čudi da mnogi ljudi iz HEP-a, a i šire, pomalo zaziru od tih procesa. To je sve dio procesa opće globalizacije, koji je toliko jak da mu se nije moguće oduprijeti u smislu njegova zaustavljanja. Ono što nama preostaje je da se pokušamo pripremiti na način da u tom procesu što manje izgubimo. Taj proces donosi i neke dobre stvari. Prije svega svi ćemo u svoj djelokrug rada unijeti malo više odgovornosti, reda i discipline. To će od nas zahtijevati okruženje u kojem ćemo se morati natjecati s drugima. Ne budemo li u stanju nositi se s drugima, oni će nam diktirati uvjete, bez mogućnosti da mi sami, u znatnijoj mjeri, sudjelujemo u modeliranju tih procesa.

I na koncu, kao potvrdu razmišljanja o ovim procesima autor nalazi i u činjenici (ili je to možda samo dojam) da je uloga zemalja u tranziciji (gdje spada i Hrvatska) i ostalih malih zemalja bila minorna. To se odnosi i na broj referata i na sudjelovanje u raspravama, na grupama koje su navedene u uvodu.

Stoga bez iluzija da ćemo se, u nekoj značajnijoj mjeri, nametnuti ovim razvijenijim zemljama, od kojih su neke u ove procese krenule prije desetak godina. Treba pokušati u budućnosti malo aktivnije sudjelovati na ovim zasjedanjima CIGRE u Parizu. Tamo se mogu čuti neke informacije i rješenja koja je teško sresti na nekim drugim savjetovanjima (koja su usput rečeno i znatno skuplja).

SOME PROBLEMS AND PRACTICE OF ELECTRIC POWER COMPANIES IN A DEREGULATED ENVIRONMENT

(Held at CIGRE Meeting, Paris 2000)

Every even year certainly the most important electric power experts' meeting CIGRE is held in Paris. So it was in 2000 as well, where the CIGRE meeting from August 27 to September 1 assembled about 2,500 experts (mostly electric power engineers) from the whole world. Most of them come from electric power companies, then from universities, institutes and similar. Here you can obtain first-hand information from the people working in the field about some of the newest solutions for the problems dealing with study groups' (committees) activities. As usual, working sessions were divided by study groups: 37 (Power System Planning and Development), 38 (Power System Analysis and Techniques) and 39 (Power System Operation and Control) and there was a common session of all the groups. Bearing in mind the processes that are in front of us in the electric power sector, it is useful to inform a wider group of people from the electric power sector and around it, about various problems and how different countries, i.e. electric power companies who entered those processes before we did, solved them or tried to solve them.

EINIGE FRAGEN UND ERFAHRUNGEN DER STROMVERSORGUNGSUNTERNEHMEN IN DER DEREGULIERTEN UMGEBUNG

(vorgetragen an der CIGRÉ-Tagung, Paris 2000)

In jedem geradezähligen Jahr findet in Paris die CIGRÉ-Tagung, das bestimmt wichtigste Fachtreffen der Elektroenergetiker, statt. So war es auch im Jahre 2000, wobei sich an der CIGRÉ-Tagung in der Zeit zwischen dem 27. August

und dem 1. September etwa 2500 Fachleute (vorwiegend Ingenieure der Elektrotechnik) aus der ganzen Welt versammelt haben.

Die meisten waren aus den Stromversorgungsunternehmen, danach von den Hochschulen, Instituten u.ä. gekommen. Da konnte man sich aus der ersten Hand, also von den Leuten mit der Betriebserfahrung, die neuesten Lösungen für bestimmte Schwierigkeiten aus den Tätigkeiten einzelner Arbeitsgruppen (Comittées) bekanntmachen. Die Arbeit an der Tagung hat sich in Studiengruppen wie folgt abgewickelt: Nr. 37 (Planung und Entwicklung des Stromversorgungssystems) Nr. 38 (Erörterung und Technik des Stromversorgungssystems) und Nr. 39 (Betrieb und Führung des Stromversorgungssystems) und an den gemeinsamen Sitzungen aller drei Gruppen. In Bezug auf die im Gebiet der für die Stromversorgungstätigkeiten bevorstehenden Prozesse ist es schon gar nicht überflüssig einen breiteren Kreis von Personen in und um die Stromversorgung über diese Probleme und über die Bestreben von Ländern und Stromversorgungssystemen, welche vor uns in diese Prozesse eingetreten sind, dafür Lösungen zur Probe zu stellen, oder zu finden.

Naslov pisca:

Mr. sc. Mladen Zeljko, dipl. ing.
Energetski institut "Hrvoje Požar"
 Savska 163
 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2000-11-20.