

C2 04

**METODE ZA ELIMINACIJU ZAGUŠENJA U REALNOM VREMENU**

**N. MIJUŠKOVIĆ\*, B. B. RADOVIĆ**

EMS

Beograd

KRATAK SADRŽAJ

U radu su prikazane metode za upravljanje zagušenjima u realnom vremenu. Koordinisani redišpečing je, trenutno, najefikasnija metoda, ali zahteva značajna računarska sredstva i kadrovski potencijal u svojoj realizaciji. Posebno se u radu ističe da bi uvođenje ekonomskih signala dodatno doprinelo efikasnosti ove metode.

KLJUČNE REČI:

Upravljanje zagušenjima u EES, PTDF matrica, koordinisani redišpečing

1. UVOD

Cilj metoda za eliminaciju zagušenja u realnom vremenu je da sistem vrata u normalno radno stanje iz ugroženog (emergency) ili nepouzdanog (alert) radnog stanja [1,2].

Zagušenja se u EES pojavljuju kao posledica narušenja granica sigurnosti, bilo da su one termičke ili naponske prirode. U suštini zagušenje u realnom vremenu je problem stanja u kome rade fizičke komponente EES, a ne pokazatelj, koji je odraz izračunatih vrednosti na osnovu pretpostavki o radu EES kao što su to ATC ili NTC [3]. Naime, ATC ili NTC se izračunavaju na osnovu scenarija definisanog za bazni slučaj. Oni predstavljaju samo aproksimaciju realnosti prognozirane prethodnog dana (D-1). U trenutnim uslovima aktuelnog dana (D) situacija može biti različita i zahtevati posebne mere. Problem obično nije u tome da se u prekograničnim transakcijama prenosi isuviše snage, već da su interkonektivni dalekovodi neujednačeno opterećeni, što dovodi do preopterećenja nekog od vodova, a nedovoljnog opterećenja ostalih. Metode za eliminaciju zagušenja se mogu posmatrati kao sredstva da se EES povrti u siguran rad izmenom režima rada generatora [4], tj. redišpečiranjem proizvodnih jedinica i/ili redukcijom opterećenja [5].

2. RASTEREĆENJE PRENOSNIH KOMPONENTI (TLR)

Rasterećenje prenosnih komponenti (Transmission Loading Relief – TLR) je pristup ovom problemu koji je primenjen u SAD. Sastoji se u redukciji onih transakcija koje najviše doprinose zagušenju. PTDF matrica i njeni elementi predstavljaju uticaj neke transakcije

---

\* prof. dr Nešo Mijušković, EMS, Beograd, Kneza Miloša 11

razmene, od onih koje najviše utiču, na posmatrano ograničenje. Oni se izračunavaju za svaku od kontrolnih oblasti (Control Area - CA). Razmena informacija između CA se koristi za procenu da li posmatrana međusobna transakcija utiče na posmatrano ograničenje neke komponente EES. One transakcije čiji PTDF elementi utiču sa više od 5 % na posmatrano zagušenje uzimaju se u obzir kod redukcija transakcija.

Iznos redukcije transakcije IRT se izračunava na osnovu:

$$IRT_k = PTDF_k * IT_k(UIR) / (\text{Suma } (PTDF_i * IT_i)) \quad (1)$$

gde je:

IT – prvobitni iznos transakcije

UIR – ukupni iznos redukcije

i – ukupan broj transakcija kroz posmatranu komponentu

k – redukovana transakcija

Postoje različiti nivoi za TLR, koji se rangiraju od 1 (tokovi snaga koji se približavaju dozvoljenim granicama) do 6 (najviši nivo ugroženosti) [6]. Prvo se redukuju fleksibilno ugovorene (non-firm) transakcije. Ako se time problem ne rešava, EES može biti redispčiran tako da omogući da se samo čvrsto ugovorene transakcije realizuju. U slučaju visokog nivoa ugroženosti, mogu se redukovati čak i čvrsto (firm) ugovorene transakcije.

U sadašnjoj implementaciji ne primenjuje se postupak koji pokazuje stanje određenog generatora u okviru CA, već se GLDF [5] faktori izračunavaju povećanjem snage generatora priključenih u izvornoj CA i smanjivanjem u prijemnoj CA, tako da je njihova neto razmena 1 MW. Generalno uzev, iznos sa kojim određena jedinica učestvuje u smanjenju iznosa transakcije zasniva se na odnosu kapaciteta te jedinice prema ukupnom proizvodnom kapacitetu svih jedinica u okviru CA. Ako je jedinica izvan pogona ili je Koordinacioni centar (Reliability Coordinator) identifikuje kao “jedinicu koja ne učestvuje”, za njen kapacitet se smatra da je jednak nuli. Učešće generatora u procesu redukcija transakcija, u CA, realizuje se isto i za uvoz i za izvoz energije.

Iskustvo je pokazalo da sadašnji TLR postupak, koji podrazumeva linearan recipročan odgovor i za izvorni i za prijemni CA ne uvažava korektno iznos za pokretanje određenih generatora, koji rade samostalno, ili su deo centralnog ekonomskog dipečinga u okviru neke CA i većih balansnih tržišta.

Članicama koje odstupaju od svog programa trebalo bi da se plaća za ta odstupanja, pojedinačno, u skladu sa zajednički utvrdjenom cenom za balansiranje u realnom vremenu. Nedostatak sadašnjih preciznih informacija za tačnije plaćanje se uglavnom povezuje sa nedostatkom podataka o pojedinačnom radu svakog generatora i njihove cene rada, pa je gore navedeni princip, zasad, grubo realizovan. Ove, potencijalno nekorektne, pretpostavke o radu EES postaju očiglednije i problematičnije kada se veliki broj CA povezuje u veće balansno tržište. Čak šta više, današnji TRL postupak, često zahteva značajan iznos vremena da bi bio implementiran upravo zbog glomaznosti integrisanih CA.

Gledano na nešto duži rok, način na koji su odgovornosti za rasterećenje dodeljene biće izmenjen. Naime, odgovornost za rasterećivanje dalekovoda biće dodeljena Koordinacionim centrima (Reliability Coordinator) koji su u najboljoj poziciji da ostvare najefikasnije načine za rasterećivanje, redispčiranjem generatorskih jedinica i upravljanjem opterećenjem potrošača. Jedinice uključene u proces bi tada bile finansijski kompenzovane odgovarajućim finansijskim mehanizmima i tarifnim promenama.

### 3. KONTRA TRGOVINA

Osnova postupka kontra trgovine je da omogući da zakoni fizike upravljaju tokovima snaga u skladu sa ekonomskim principima. Naime, da bi omogućio da se realizuje tok snage suprotan zagušenju Operator sistema pristupa tržištu i interveniše. On koristi balansno tržište da bi kupio električnu energiju nizvodno od zagušenja i prodao je uzvodno od zagušenja. Međutim, ta intervencija košta. Cena električne energije nizvodno od zagušenja je obično skuplja (na primer tržište el. energije u Italiji). Dakle, kontra trgovina znači kupovinu skupe energije da bi se potisnula proizvodnja u području sa nižom cenom energije (na primer: Srbija, Rumunija). Time se stvara ekonomski gubitak. On se, zasad, obično uprosečava i realizuje kroz promene tarifa koje se naplaćuju učesnicima u posmatranoj transakciji.

Medjutim, u stvarnosti, ovakve transakcije su, u stvari, trgovina između čvorova a ne između područja. Tačna interakcija između injektiranih snaga čvorova i tokova snaga u granama definisana je elementima PTDF matrice. Dakle, kada Operator sistema ugovara kupovinu el. energije on često nije upoznat sa tačnom lokacijom njene proizvodnje, pa tako ne zna tačne efekte tih transakcija na zagušenja. Ne postoji garancija da će kupovina količine od (x) MW biti dovoljna da poništi zagušenje od (y) MW, što dovodi u pitanje efikasnost kontra trgovine.

Dakle, ovaj metod, mada jednostavan, ima ozbiljne teškoće zbog gubitka pojedinačnog posmatranja čvora, svojim zonskim pristupom angažovanja agregata u redukciji zagušenja. Pretpostavka da transakcije između zona imaju isti efekat na interkonektivne vodove koji ih povezuju, očigledno je netačna za sve zone povezane sa više od jednog dalekovoda. Da bi Operator sistema bio sposoban da efikasno reši problem zagušenja, neophodno je da zna trenutnu topologiju mreže i tačne lokacije injektiranih pozitivnih i negativnih snaga.

Izraz kontra trgovina se koristi, takodje, i u Nord Pool-u. Medjutim tu se radi o koordinisanom redispečingu. Ovo je neophodno naglasiti da se, nesporni uspesi Nord Pool-a na ovom planu ne bi vezivali za metod koji je u osnovi manje efikasan samo zbog pogrešnog naziva.

### 4. REDISPEČING I KOORDINISANI REDISPEČING

Ovaj metod zahteva izmene programa rada elektrana, koje se obično zasnivaju na cenama koje su ugovorene sa Operatorom sistema za regulaciju na gore i na dole. To može biti organizovano na bazi pojedinačnih ugovora, ili na osnovu tržišta, bilo da je ono integrisano sa balansnim tržištem ili je izdvojeno u posebno tržište. Moguće je razmatrati dve alternative akcija redispečiranja.

Ukoliko Operator sistema interveniše samo u okviru svoje CA, sistem može biti optimiziran lokalno (interni redispečing). Znatno složeniji pristup podrazumeva akciju nekoliko Operatora sistema koji pokušavaju da pronadju globalni optimum redispečiranjem agregata sa obe strane zagušene grane tj. voda ili transformatora (koordinisani redispečing). Ovaj pristup je mnogo efikasniji jer postoji više čvorova gde se injektirane snage mogu modulirati. Medjutim, to zahteva snažnu koordinaciju između Operatora sistema u regionu i izvestan nivo harmonizacije tržišnih zakona na regionalnom nivou [7].

Čvorovi koji imaju najveći potencijal da eliminišu zagušenje mogu se pronaći analizom PTDF matrice. Jednostavno se pronadju elementi PTDF matrice, za posmatranu granu ukupnog EES koji daju maksimalni iznos za  $GLDF = GSF - LSF$  [5]. Tada je modulacija snage u čvorovima  $dP_n$  jednaka:

$$dP_n = dP_b / GLDF \quad (2)$$

gde je:

$dP_b$  – iznos promene snage u grani neophodan da bi se eliminisalo zagušenje

$GLDF$  – algebarska razlika elemenata PTDF matrice, odgovarajuće grane i čvorova koji učestvuju u redispečiranju

Jasno je, samo po sebi, a i na osnovu jednačine (2), da je nezavisna akcija samo jednog Operatora sistema, na jednoj strani zagušenja, manje efikasna od zajedničke akcije dva ili više Operatora sistema u regionu.

## 5. FINANSIJSKA SREDSTVA

Generalno govoreći zagušenje je nešto što bi trebalo izbegavati. Ono smanjuje značaj tržišnih mehanizama, onemogućavajući da se, jeftini ali udaljeni, generatorski kapaciteti koriste, a omogućava da se koriste lokalni, znatno skuplji izvori. Zagušenje stvara različite cene unutar regiona, što nije uvek poželjno.

Da bi se garantovao prihvatljiv nivo stabilnosti cena, razvijeni su instrumenti za osiguranje usled rizika da će se cene promeniti. To su finansijski instrumenti, zamišljeni kao osiguranje protiv nestabilnosti cena. Rezultat je taj da kompanije mogu biti znatno sigurnije u realizaciji cena, plaćajući za uzvrat nešto malo više u proseku. Ovi instrumenti su izvedeni iz organizovanog tržišta energijom i nisu metode za upravljanje zagušenjima, sami po sebi, ali su komplemetarni sa njima.

### 5.1 Finansijska prava prenosa (FTR)

FTR (Financial Transmission Rights) daje njegovom nosiocu pravo (i/ili obavezu) da učestvuje u podeli rente usled zagušenja koju dobija Sistem operator, usled pojave zagušenja. Dodela FTR se obično ostvaruje pomoću aukcija, gde se korist učesnika maksimizira. Aukcija određuje iznos FTR dodeljenog učesnicima na tržištu i cene dostignute na tržištu.

FTR je tipično dugoročnijeg karaktera i može važiti za nekoliko meseci ili godina. Može imati različite oblike, kao što su tačka – tačka FTR ili Flowgate FTR, oba kao obligacija ili opcija.

#### 5.1.1 Tačka – tačka FTR

Ovaj oblik ovlašćuje (ili obavezuje) nosioca prava, da ostvari plaćanje usled razlika u ceni (Location Marginal Price - LMP), pomnoženo sa ugovorenom količinom snage. Matematička formulacija isplate ima sledeći oblik:

$$FTR = P_{ij} * (C_j - C_i) \quad (3)$$

gde je:

$C_j$  – cena (LMP) na lokaciji  $j$

$C_i$  – cena (LMP) na lokaciji  $i$

$P_{ij}$  – količina aktivne snage predviđene za transfer između  $i, j$ .

Dakle, FTR se može posmatrati kao injektiranje količine aktivne snage  $P_{ij}$  u čvoru  $i$ , a zatim njeno povlačenje u čvoru  $j$ . Ako se ugovorena količina poklapa sa stvarnim vrednostima, FTR je perfektno sredstvo u cilju osiguravanja sprečavanja neželjenih promena u cenama čvorova.

S obzirom da se FTR dodeljuje u cilju da se osigura adekvatnost prihoda Operatora sistema, razlika između rente usled zagušenja i plaćanja FTR nosiocima bi trebalo da bude pozitivna, stvarajući adekvatan prihod za Operatora sistema. Taj prihod se zatim raspodeljuje na nosioce FTR i Operatore prenosa. Međutim, ako plaćanja FTR nosiocima prevazilaze rentu usled zagušenja, Operator sistema proporcionalno smanjuje plaćanja FTR nosiocima ili zahteva da vlasnici prenosne mreže pokriju deficit.

Tačka – tačka FTR obligacije se smatraju za najprihvatljiviji instrument osiguranja u praksi. Njih je moguće tehnički realizovati, i već su u primeni od 2003. godine u interkonekciji PJM (USA). Međutim, njihova primena zahteva značajno matematičko modelovanje i snažnu računarsku podršku.

### 5.1.2 Flowgate FTR

Ova vrsta FTR realizuje se na osnovu pristupa koji uvažava pojedinačna ograničenja. Osiguravajući instrumenti u ovom slučaju daju pravo da se prikupe plaćanja zasnovana na "odraznim cenama" (shadow price) koje nastaju usled zagušenja na pojedinim komponentama EES, a dobijaju se kao deo proračuna optimalnih tokova snaga metodom linearnog programiranja [8].

Ovaj postupak je primenljiv kod velikih EES, gde je relativno mali broj zagušenja, tako da se njihov skup naziva "flowgate", jer se FTR ne odnosi na mrežu u celini nego samo na zagušeni deo. Ovaj postupak primenjuje Operator sistema ERCOT iz Teksasa.

Koncept koji leži u osnovi ovog postupka smatra da pošto električna energija protiče kroz mnoge paralelne puteve, logično je da se samo posmatraju ti aktuelni tokovi. Osnovna pretpostavka je da EES ima relativno mali broj, unapred poznatih zagušenja, a koja su komercijalno značajna, tako da se ostvaruje ograničen skup ovakvih FTR. Neophodno je, takodje, da elementi PTDF matrice budu relativno stabilni, jer se pomoću njih dekomponuje svaka od transakcija koja stvara tokove snaga preko posmatranih komponenti. Ovaj uslov je u normalnom pogonu po pravilu ispunjen [5].

## 6. ZAKLJUČAK

Dakle, trenutno postojeći mehanizmi za upravljanje zagušenjima u realnom vremenu su uglavnom zasnovani na netržišnim algoritmima, ali postoji tendencija da se u budućnosti primenjuju tržišne metode. Najefikasnije su metode koje se zasnivaju na koordinisanim tržišnim aukcijama. Međutim, postoji samo nekoliko ovako organizovanih tržišta (PJM (USA), IMO u Kanadi i Nord Pool) sa značajnim iskustvom u radu.

Za dalju integraciju tržišta, posebno u snažno konektovanim EES, sa velikim brojem paralelno povezanih interkonektivnih vodova, kojima upravlja više Operatora prenosnog sistema, suštinsko rešenje zahteva uspostavljanje efikasnih računarskih programa za upravljanje zagušenjima u realnom vremenu. U suprotnom, porast međugranične trgovine i neizvesnosti s tim povezane, zahtevaju značajno povećanje margine sigurnosti u radu EES, tako da se smanjuje iznos prenosnih kapaciteta raspoloživih za svrhe tržišta el. energijom, a time se smanjuje i mogućnost sniženja cena u plasmanu el. energije.

## 7. LITERATURA

1. D.P. Popović, "Statička sigurnost elektroenergetskih interkonekcija", EINT, Bgd., 2004.
2. Dy Liacco T.E., "The Adaptive Reliability Control System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 86, May 1967, pp 517-531.

3. N. Mijušković, D. Stojnić, M. Marinković, "Proračun linearnog ATC u jugoslovenskom EES", 25. Savetovanje JUKO-CIGRE, H. Novi, 2001, R. 39-04.
4. N. Mijušković, "Redispečiranje pomoću BNIF matrice", 13. Simpozijum Upravljanje i Telekomunikacije u EES, C2.II.2, Tara, 30 Maj -2 jun, 2006.
5. N. Mijusković, "Faktori PTDF matrice", 28. savetovanje JUKO-CIGRE, Vrnjačka Banja, 2007., R. C2-04.
6. NAESB, "TLR business practices – Eastern Interconnection", October 12, 2005.
7. "Congestion Management in Liberalized Market Enviroment", WG.C5.04, CIGRE, Aug.2006.
8. J. Nahman, N. Mijušković, "Reliability Analysis of Capacity & Voltage Constrained, Optimally Operated, Electric Power Systems", IEEE Trans. on Reliability, Vol. R-38, No. 3, August 1989.

## ABSTRACT

This paper introduces a problem of transmission constraints management in market enviroment. Its aim is to contribute to a better understandings of interactions between the tehcnical and economic aspects of congestion management. Mathematical formulations of congestion management methods are given along discussion of their implementations.