

TRANSAKCIJE I UPRAVLJANJE ZAGUŠENJEM U MREŽI ELEKTROENERGETSKOG SISTEMA

Ivan Škokljev, Viktor Maksimović, *Elektrotehnički fakultet, Beograd*

Sadržaj – *Transakcija kroz mrežu domaćeg, integrisanog i deregulisanog elektroenergetskog sistema, superponirana na normalan režim sistema, može da izazove teške posledice po sigurnost elektroenergetskog sistema. U radu se predlaže metoda raspodele opterećenja između generatora zasnovana na linearnom programiranju i simboličkom proračunu tokova snaga. Prikazana metodologija računa na mogućnost intervencije nad identifikovanim ugovorenim transakcijama koje uzrokuju zagušenje. Alternativna mera je preraspodela opterećenja između generatora. Ovakve akcije trebalo bi posebno naplaćivati, pri čemu je metodologija određivanja troškova problem za sebe. Cilj rada je da ukaže na samo postojanje ovog problema. Korišćena je mreža Srbije i Crne Gore.*

1. TRANSAKCIJA

Transakcija je naziv za bilateralnu razmenu snage i energije između kupca i prodavca u deregulisanom elektroenergetskom sistemu. Sinonim za deregulaciju je načelo otvorenog pristupa (nacionalnoj) mreži svim transakcijama. Drugim rečima, mreži može da pristupa svaki domaći i inostrani ugovarač. Normativnim jezikom rečeno, “u skladu sa načelom otvorenog pristupa zadatak (nacionalne) mreže je da bez diskriminacije učesnika obezbeđuje usluge prenosa svim kupcima i prodavcima, uz pravičan povraćaj troškova usluga ovakvog tipa” [1]. Zemlje Balkana su se obavezale da formiraju institucije regionalnog tržišta u skladu sa Direktivom Evropske unije, implementiraju pravila i procedure (ETSO), pre svega u vezi sa upravljanjem zagušenjima [2]. Poznati su rezultati napora oko ponovnog povezivanja EPS I EPCG sa glavnim delom UCTE mreže [3]. Problem graničnih prenosnih kapaciteta elektroenergetskih interkonekcija prepoznat je kao problem od vitalnog interesa za upravljanje zagušenjima u radu nacionalne mreže u režimu intenzivnih transakcija u UCTE okruženju [4]. Iskustvo sveta pokazuje međutim da tržišno orijentisana transakcija superponirana na režim nacionalne mreže može da izazove teške posledice po rad sistema. Statistika EPRI-ja [5] izveštava o raspadima sistema u svetu koji su se dogodili posle deregulacije, što upozorava da veliki raspad sistema za prenos mogu da se dogode i nama, čim profunkcioniše regionalno tržište Balkana.

Transakcija izaziva ponekad neplanirane ispade, neplanirane troškove angažovanja agregata i opreme, kvarove, pa i katastrofalni raspad sistema. Mreže za prenos uglavnom nisu projektovane za velike i česte transakcije, kakve će se pojaviti kada se formira regionalno tržište. Neko je uporedio stvar sa puštanjem ultra-brzog voza visoke tehnologije po starim

prugama. To se upravo dešava i u tehnološki naprednijim društvima. Na primer, raspad na istočnoj obali SAD od 14 avgusta 2003 ostavio je milione potrošača bez napajanja i prouzrokovao štetu od oko 6 milijardi dolara. Radi poređenja, uragan “Izabela” koji je mesec dana potom pogodio osam regija SAD doneo je štetu od “samo” 1,7 milijardi dolara [6]. U terminologiji nove paradigme (deregulacija) pojavio se pojam ‘upravljanje zagušenjem’ (*congestion management*). U osnovi se nalazi tehnički problem održavanja sistema u režimu normalnog stanja [7]. U takozvanom normalnom stanju, nijedno ograničenje tipa jednakosti (balansne jednačine tokova snaga) kao ni nejednakosti (ograničenja vodova i transformatora) nije prekoračeno. ‘Upravljanje zagušenjem’ je nalik na korektivne akcije kakve postoje i u “staroj” definiciji statičke sigurnosti [8]. Novo je da se predlaže uvođenje posebnog tržišta za takvu vrstu pomoćnih usluga (*ancillary services*).

Aktivnost “postizanje sigurnosti” (*security assessment*) ima tradicionalno dve funkcije. Prva je otkrivanje prekoračenja ograničenja normalnog radnog režima. Ona se sastoji u praćenju stvarnih tokova snage, napona i sl. i njihovom poređenju sa unapred definisanim graničnim vrednostima. Druga, zahtevnija funkcija ove aktivnosti je “analiza iznenadnih događaja” (*contingency analysis*). Ona se izvodi prema listi “verovatnih” događaja ispada (jednostrukih/višestrukih) komponenata sistema. *Kada bi se dogodili*, ovi ispadi *prouzrokovali bi* povrede ograničenja normalnog radnog režima. To bi za izvesno vreme dovelo do daljeg širenja prekoračenja ograničenja u sistemu i verovatno, do konačnog raspada sistema. Kod svakog ispada koji “sluti na nesigurnost” dispečer sistema (ili automatska funkcija sigurnosti) može da učini sledeće: a) da promeni radni režim sistema pre potencijalnog ispada tako da ublaži ili eliminiše eventualne katastrofalne posledice ispada; b) da razvije strategiju upravljanja kojom bi izbegao katastrofalne posledice ispada; c) da odluči da ne preduzima ništa, u nadi da su posledice ispada neznatne ili da je ispad malo verovatan. U mreži otvorenog pristupa, prenos i generisanje nisu više u vlasništvu iste kompanije. Nezavisni Operator Sistema (NOS) (*Independent System Operator=ISO*) odgovoran je za sigurnost sistema, ali nije više slobodan da sam uređuje angažovanje svih generatora [9]. NOS je nezavisan pošto je odvojen od vlasništva nad mrežom i poseduje samo računare i telemetriju. Međutim, prema [9], u cilju obezbeđenja adekvatne usluge primarne regulacije, NOS bi mogao da i sam poseduje neke generatore ili da sa nekim generatorima zaključuje ugovore o regulacionoj rezervi. Osim toga, NOS zadržava i pravo da “zamoli ugovorne strane da u realnom vremenu rada izmene svoje ugovorene obaveze”, odnosno, da smanje, ili čak da povećaju snagu transakcije. Ta ideja iskorišćena je u ovom radu.

U uslovima rada domaće mreže u okruženju regionalnog tržišta, znači, mreže koja hipotetično vrvi od međunarodnih transakcija, treba očekivati i pojačane aktivnosti NOS-a u sferi usluga tipa "postizanje sigurnosti". Usluge bi trebalo znati obaviti, ali i naplatiti onima koji slobodno koriste domaću mrežu, izazivaju zagušenja i ugrožavaju snabdevanje domaćih potrošača. Za sada, kod nas, razrađeno je kao ideja da se uska grla u mreži izbegnu još u fazi operativnog planiranja pogona mreže [4]. Planirano se, međutim, retko poklapa sa ostvarenim. Tu je još i tržište sa svojim promenama. Trebalo bi planirati i neku korektivnu akciju, jer, "šta ako se takav prenos ne desi, već neki drugi"? U tom smislu, osim brutalnog isključenja potrošača, postoji još i skup korektivnih metoda [8], od kojih je jedna i preraspodela opterećenja između generatora. U ovom radu, NOS-u se dozvoljava da zamoli strane koje učestvuju u transakciji da umanje iznos svoje transakcije, ako ona ugrožava sigurnost sistema. To bi mogla da bude poslednja ali i prva mera, stvar je konvencije. Osim toga, može da se pokuša sa akcijama iz "sopstvene palete" korektivnih akcija [8].

2. SIMBOLIČKI DC PRORAČUN TOKOVA SNAGA

U osnovi metode za upravljanje zagušenjem su simbolički dc proračun tokova snaga i metoda linearnog programiranja. Simbolička analiza električnih kola definiše se kao formalna tehnika određivanja odziva kola ili funkcije mreže, kada su neki ili svi parametri kola predstavljeni simbolima. Simbolički simulator električnog kola SADCLF je računarski program koji automatski, na osnovu zadatog opisa kola, vrši simboličku analizu i generiše simboličke izraze za odziv kola ili funkciju mreže [10]. Prenosna funkcija, na primer aktivna snaga P_{mn} između čvorova m i n mreže, proizvod je programa SADCLF. Referentni smer generisanja je ka čvoru, $P_{gi} > 0$, a za potrošnju iz čvora, $P_{pi} > 0$, $i=1, \dots, n$.

$$P_{mn} = \sum_{i \in \alpha_{gi}} a(i) P_{gi} + \sum_{j \in \alpha_{pj}} b(j) P_{pj} \quad (1)$$

$$m, n \in (\alpha_{gi}, \alpha_{pj})$$

Ovde je α_{gi} skup generatorskih, a α_{pi} potrošačkih čvorova u sistemu (lokalno generisanje umanjeno je za lokalnu potrošnju); $a(i)$ i $b(j)$ su transmitanse snaga (distributivni faktori), ili u najopštijem, simboličkom obliku, funkcije simboličkih parametara mreže (susceptansi) koje generiše SADCLF. Kada na zahtevani priraštaj potrošnje od $\Delta P > 0$ u čvoru j odgovori generator po ugovoru u čvoru i istim priraštajem ΔP , u grani između čvorova m i n registruje se promena

$$\Delta P_{mn, ij} = \Delta P [a(i) + b(j)] \quad (2)$$

$\Delta P_{mn, ij} = DP_i$ je komponenta toka voda mn usled transakcije ΔP između potrošnje u čvoru j (kupca) i generisanja u čvoru i (prodavca). Superpozicija omogućava jednostavno dodavanje transakcija izračunatih iz (2). Font Courier New u izrazima (1) i (2) generički je za program *Mathematica*, odnosno, ovakve izraze "proizvodi" program SADCLF. O fizičkom mehanizmu transakcije, videti na primer [11].

3. OPTIMIZACIONA PROCEDURA

U radu je modifikovan optimizacioni postupak [12]. To je LP-procedura zasnovana na linearnom dc proračunu tokova snaga, linearnim ograničenjima, metodi osetljivosti, kao i na minimizaciji odstupanja od baznog (ugovorenog) stanja. Modifikacija se odnosi na uvođenje transakcija koje se mogu menjati. Cilj je da se minimizira suma promena kod ugovorenih transakcija, saobrazno ograničenjima vodova/transformatora i generatora. LP-algoritam zahteva da sve promenljive budu pozitivne. Uvodimo promenljivu koja sadrži i rast i opadanje

$$DP_i = DP_i^+ - DP_i^- \quad (3)$$

gde su DP_i^+ , DP_i^- apsolutne vrednosti inkrementa i dekrementa i -te transakcije DP_i , respektivno. LP-procedura glasi

Minimizirati

$$\sum_{i=1}^n (K DP_i^+ + K DP_i^-) \quad (4)$$

gde K može da bude bilo koji veliki broj

s obzirom na

$$\sum_{i=1}^N P_i + \sum_{i=1}^n (DP_i^+ - DP_i^-) = 0 \quad (5)$$

što je prošireni iskaz Telegenove teoreme $\sum_{i=1}^N P_i = 0$ i

$$\sum_{i=1}^n a_{li} (DP_i^+ - DP_i^-) \leq f_l^{\max} - f_l^0 \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^n a_{li} (DP_i^+ - DP_i^-) \geq -f_l^{\max} - f_l^0$$

gde je f_l^{\max} maksimalno dozvoljeni tok (snaga) voda l , f_l^0 bazni tok voda l , a_{li} je transmitansa snaga (distributivni faktor).

$$0 \leq DP_i^+ \leq P_i^{\max} - P_i^0$$

$$0 \leq DP_i^- \leq P_i^0 - P_i^{\min} \quad (7)$$

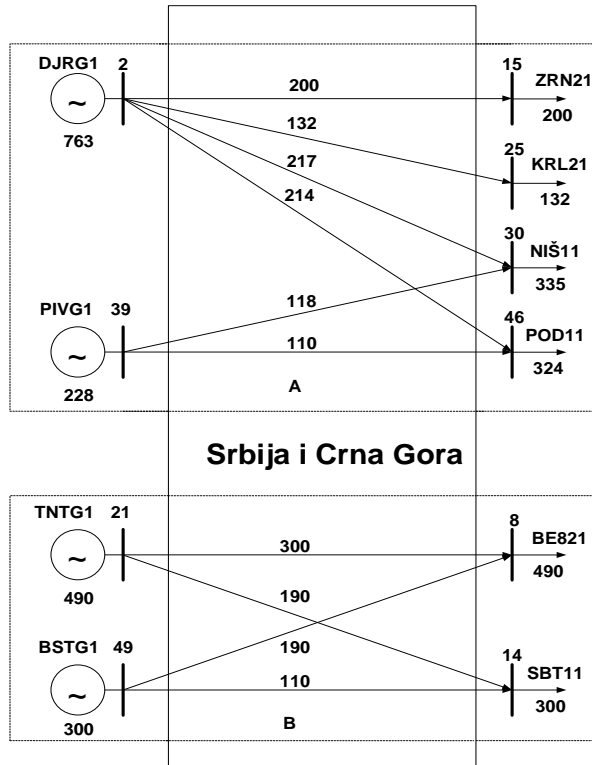
za ograničenja kod generatora; gde je P_i^0 generisanje i -tog čvora,

dok su P_i^{\max} , P_i^{\min} ograničenja generatora, dok je n , N , b ($l=1, \dots, b$) broj transakcija, čvorova i vodova, respektivno. Tokovi mogu biti potpuno ili samo delimično formirani od transakcija. Cilj je da se prenosna mreža oslobodi potencijalnih prekoračenja tako da odstupanja od ugovorenih transakcija budu što je moguće manja.

4. NUMERIČKI PRIMER

Dat je primer (sl.1) bilateralnog i multilateralog ugovaranja između elektrana i potrošača u mreži Srbije i Crne Gore (50 čvorova i 63 grane, sl.3). Iz složene mreže su izdvojeni krajevi koji učestvuju u nezavisno ugovorenim transakcijama (predstavljene kao grane). Grupa A je jedan slučaj mogućeg ugovaranja u

interkonekciji Srbije i Crne Gore. Posmatra se grupa potrošača u Srbiji koja u potpunosti ugovara kupovinu od Đerdapa (čvor no. 2). To su Zrenjanin (ZRN no. 15) i Kraljevo (KRL no. 21.). Niš (no. 30) i Podgorica (POD no. 46) delom kupuju od Đerdapa, delom od crnogorske Pive (PIVG1 no. 39). Grupa B je situacija u kojoj potrošači Beograd (BE821 no. 8) i Subotica (SBT no. 14) ugovaraju transakcije sa elektranama Obrenovac (TNTG1 no. 21) i Bajna Bašta (BSTG1 no. 49).



Sl. 1 Principijelna šema ugovorenih multilateralnih transakcija u interkonekciji SCG sa zagušenjima vodova 3-10, 37-41 i 27-50

Prekoračenje ograničenja detektovano je na vodovima

- Drmno (DRM no.3) - Pancevo (PNC no.10)
 $P_{3-10} = 435.489MW > 400MW = P_{3-10}^{limit}$
- Pljevlja (PLJ no.37) - Ribarevina (RIB no. 41):
 $P_{37-41} = 240.0484MW > 200MW = P_{37-41}^{limit}$
- Pozega (PZG, no.27.) - Bajina Basta (BST, no. 50):
 $P_{27-50} = 293.861MW > 250MW = P_{27-50}^{limit}$

Optimizaciona procedura daje odgovor na pitanje koje transakcije su odgovorne za zagusenje i treba da se reduciraju.

$$DP_{2,15}^+ = DP_{2,25}^+ = DP_{2,30}^+ = DP_{2,46}^+ = DP_{39,30}^+ = DP_{39,46}^+ = 0 \quad (8)$$

$$DP_{21,8}^+ = DP_{21,14}^+ = DP_{49,8}^+ = DP_{49,14}^+ = 0 \quad (9)$$

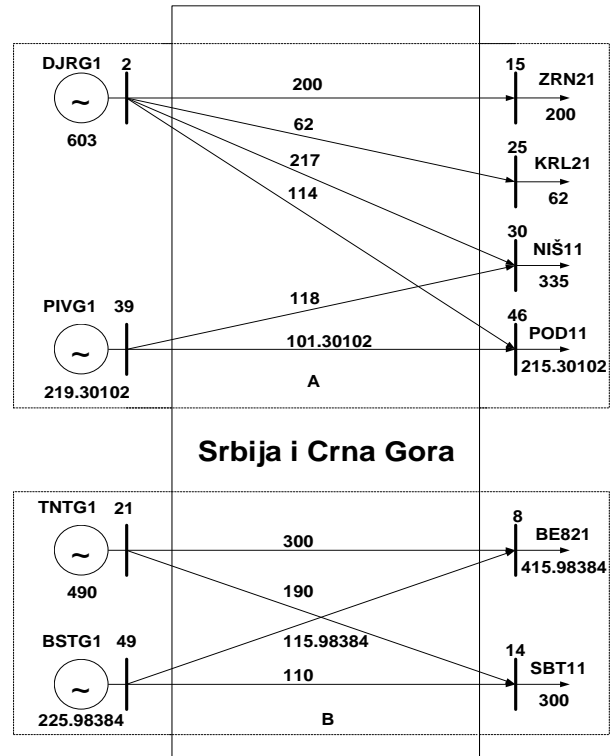
$$DP_{2,15}^- = 0 \quad DP_{2,25}^- = 60MW \quad DP_{2,30}^- = 0, \quad DP_{2,46}^- = 100MW \quad (10)$$

$$DP_{39,30}^- = 0, DP_{39,46}^- = 8.70MW, \quad (11)$$

$$DP_{21,8}^- = DP_{21,14}^- = 0, DP_{49,8}^- = 74.016MW, DP_{49,14}^- = 0 \quad (12)$$

Po dobijanju ovih rezultata, NOS bi trebalo da zamoli ugovarače u čvorovima 2, 39 i 49 (elektrane Đerdap, Piva i

Bajina Basta) i 25, 46 i 8 (regulacione oblasti Kraljevo, Podgorica i Beograd na potrošačkoj strani) da u istom trenutku skinu naznačena opterećenja, (8-12). Ova akcija bi momentalno redukovala na dozvoljeni nivo opterećenja zagušenih vodova 3-10, 37-41 i 27-50 (sl.2-3). Da ne bi došlo do redukcije potrošača, generatori NOS-a u rezervi treba da "pokupe" opterećenje relaksiranih transakcija.



Sl. 2 Principijelna šema ugovorenih multilateralnih transakcija u interkonekciji SCG po otklanjanju zagušenja

5. ZAKLJUČAK

U skladu sa načelom otvorenog pristupa zadatak mreže je da bez diskriminacije učesnika obezbedi pristup (nacionalnoj) mreži svim transakcijama. Transakcije mogu da dovedu do prekoračenja ograničenja statičke sigurnosti komponentata mreže, odnosno, do takozvanih zagušenja. Tada nastupa 'upravljanje zagušenjem' koje je nalik na korektivne akcije kakve postoje i u tradicionalnoj definiciji statičke sigurnosti. U radu je predložena metoda raspodele opterećenja između generatora zasnovana na linearnom programiranju i simboličkom proračunu tokova snaga. Simbolički proračun dc tokova snaga je veoma brzi simulator stanja mreže čija se brzina zasniva na preprocesiranim (off-line izračunatim) transfer funkcijama tokova snaga na vodu. Prikazana metodologija računa na mogućnost intervencije u realnom vremenu nad identifikovanim ugovorenim transakcijama koje uzrokuju zagušenje. Nezavisnom operateru sistema (NOS-u) se dozvoljava da zamoli strane koje učestvuju u transakciji da umanje svoju transakciju za izračunati minimalni iznos, ako ona ugrožava sigurnost sistema. Ovakva akcija trenutno spašava sistem po tradicionalnom načelu "sigurnost pre ekonomije". Da bi se matematički modelovala ova pojava, potrebno je uvesti model transakcije u LP proceduru sa dc proračunom tokova snaga i linearnim ograničenjima, poznatu iz literature. Mada se danas govori na primer i o metodama za razdvajanje tržišta, koje

bi na ekonomskim principima rešavala zagušenje mreže, trebalo bi pokazati da je mera i dovoljno brza da spase sistem od raspada.

LITERATURA

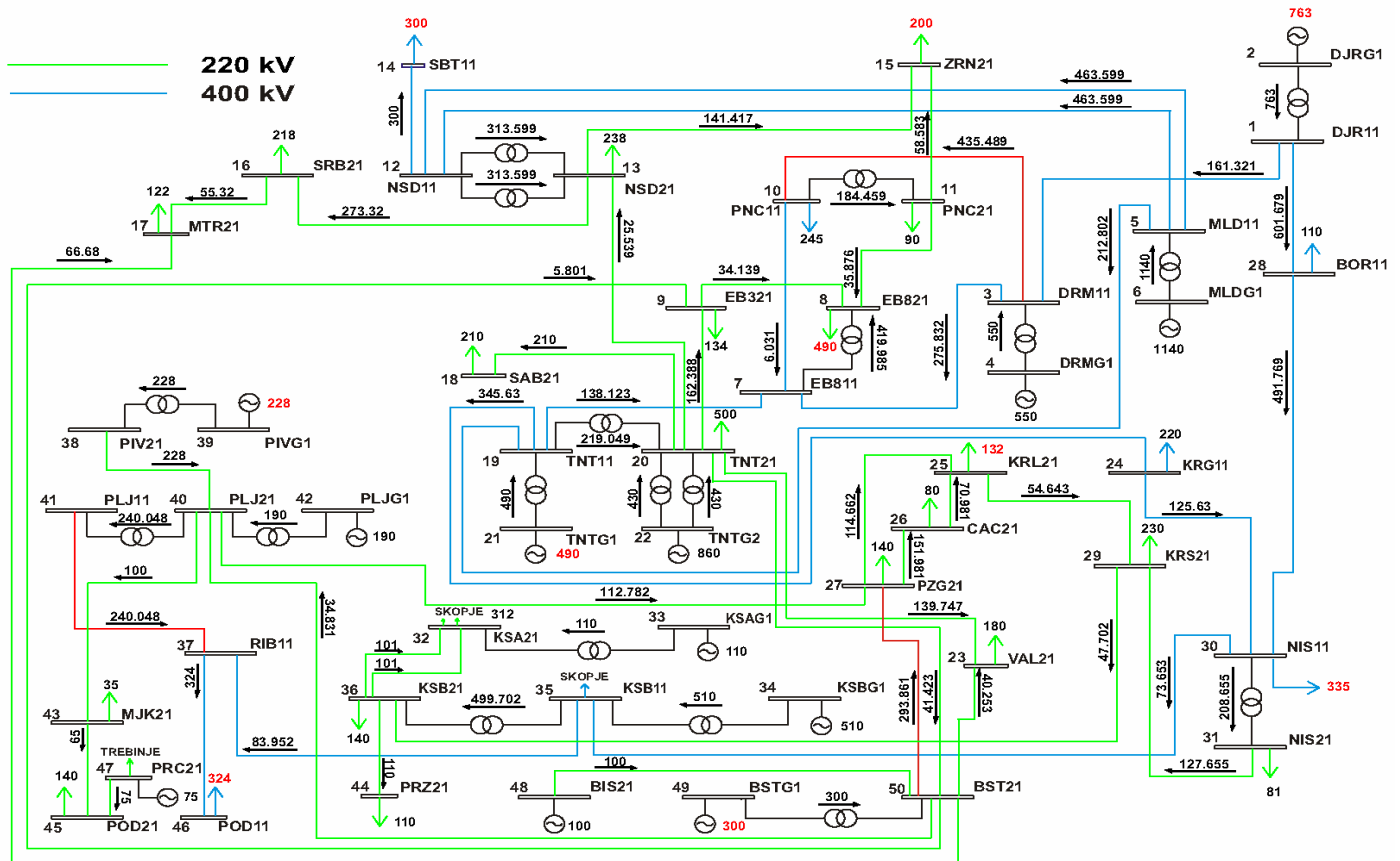
- [1] M. Ilić, F. Galiana, L. Fink, "Power System Restructuring: Engineering and Economics", Kluwer Academic Publishers, Boston, 1998.
- [2] S. Mijailović, Z. Vujasinović, M. Apostolović, "Primena metoda za upravljanje zagušenjima u prenosnoj mreži u jugositočnoj Evropi", Elektroprivreda, No.2, Apr.-Jun 2004, pp. 9-25.
- [3] D. Tubić, Z. Stojković, "Ponovno povezivanje sa glavnim delom UCTE mreže", Elektroprivreda, No.3, Jul-Okt. 2004, pp. 3-8.
- [4] D. P. Popović, "Automatizovani proračun graničnih prenosnih kapaciteta elektroenergetskih interkonekcija", Elektroprivreda, No.4, Okt.-Dec. 2003, pp. 5-17.
- [5] D. Šobajić, "Network Events in Electric Transmission Grids", EPRI, Dec.8, 2003.
- [6] R. Schifo, "Got Power?", IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 3, No.1, Jan/Feb 2005, pp. 48-52.
- [7] L.H. Fink, K. Carlsen, "Operating Under Stress and Strain", IEEE Spectrum, March 1978, pp. 48-53.
- [8] I. Škokljević, "Network Switching Model Based on the Upgraded Mamandur-Berg Method", Electric Power Systems Research, Vol.23, Issue 1, 1991, pp.203-212.

- [9] H. E. Schweickardt, K. Imhof, "UCPTE/CENTREL: Market Issues of a Multinational Power System", Proc. EPSOM-98 Conf., Zurich, Switzerland, pp. SCHWEICKARDT_IMHOF-1, 1998.
- [10] I. Škokljević, D. Tošić, "A New Symbolic Analysis Approach to the DC Load Flow Method", Electric Power Systems Research, 40, 1997, pp. 127-135.
- [11] L. R. Day, "Interchange Scheduling: Discipline or Disorder", IEEE Computer Applications in Power, Oct. 1996, pp.27-32.
- [12] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, "Power generation, operation and control", New York, John Wiley&Sons, 1984.

Abstract - This paper provides novel symbolically oriented approach to open access transmission network congestion management. Transactions are dc load flow symbolic simulator transfer functions. Congestion management is here a systematic procedure based on linear programming. The dc load flow symbolic simulator generates all constraints and the black-box optimization library function solves the problem of congestion on a sample power system of Serbia and Montenegro.

TRANSACTIONS AND CONGESTION MANAGEMENT IN POWER SYSTEM NETWORKS

Ivan Škokljević, Viktor Maksimović



Sl. 3 Mreža Srbije i Crne Gore (50 čvorova i 63 grane) sa zagušenjima vodova-3-10, 37-41 i 27-50