

Dr. sc. Nijaz Dizdarević, dipl. ing.  
Mr. sc. Goran Majstrovic, dipl. ing.  
Mr. sc. Davor Bajš, dipl. ing.  
Dr. sc. Mislav Majstrovic, dipl. ing.  
Energetski institut "Hrvoje Požar"  
Zagreb, Hrvatska

## **UTJECAJ REKONEKCIJE I. I II. SINKRONE ZONE UCTE-a NA ZAGUŠENJE U PRIJENOSNOJ MREŽI HRVATSKE ELEKTROPRIVREDE**

### **SAŽETAK**

Do 1988. godine gotovo sve svjetske elektroprivrede imale su okomiti organizacijski model. Prema njemu se unutar definiranog zemljopisnog područja sa samo jedne razine upravljalo proizvodnjom, prijenosom i distribucijom. Općenito uzevši, odgovornost za upravljanje mogla je biti podijeljena između nacionalnog dispečerskog centra (proizvodnja i prijenos) i lokalnih distribucijskih centara upravljanja (distribucija). O kvaliteti uvjeta opskrbe i napajanja potrošača brinuli su se odjeli za odnose s potrošačima. S liberalizacijom tržišta električne energije pojavili su se novi aspekti upravljanja u prijenosu. Prepoznavanje i upravljanje zagušenjem predstavlja važan aspekt kako u smislu sigurnosti elektroenergetskog sustava, tako i likvidnosti tržišta. U ovom su radu naprije opisani osnovni pojmovi koji se koriste u analizi zagušenja u prijenosu. Zatim su predočeni rezultati analize zagušenja u prijenosnoj mreži HEP-a prije i nakon izgradnje kapitalnih objekata te rekonekcije I. i II. sinkrone zone UCTE-a.

**KLJUČNE RIJEČI:** prijenosna mreža, zagušenja, distribucijski faktori, rekonekcija UCTE-a

## **IMPACT OF 2<sup>nd</sup> SYNCHRONOUS UCTE ZONE RECONNECTION TO THE MAIN UCTE GRID ON CONGESTION IN THE HEP TRANSMISSION NETWORK**

### **ABSTRACT**

Till 1988 almost all power companies in the world were vertically integrated. Generation, transmission and distribution were simultaneously controlled from a single centre. Generally, responsibility for transmission control was divided between national dispatching centre (generation and transmission) and regional dispatching centres (distribution). Power sector liberalization process has established a new transmission control principle. One of the most important aspects of newly liberalized market environment is known as congestion management. Its importance is increased in two directions: as supply security measure and market liquidity one. This paper presents basics of congestion management first. Then, results of congestion analysis of the HEP transmission network are presented twofold: before and after construction of new substations and 2<sup>nd</sup> synchronous UCTE zone reconnection.

**KEYWORDS:** transmission network, congestion, distribution factors, UCTE reconnection

### **1. UVOD**

Elektroenergetski sustav Republike Hrvatske nalazi se u procesu liberaliziranja tržišta električnom energijom. Posebnost reforme čini integritetnost dva usklađena procesa koji se odvijaju gotovo paralelno: restrukturiranje i otvaranje tržišta. Istodobno se u tehničkom pogledu priprema jedan od najznačajnijih

projekata UCTE-a: ponovno povezivanje I. i II. sinkrone zone UCTE-a (rekonekcija). U procesu rekonekcije prijenosna mreža Hrvatske elektroprivrede poprima vrlo značajnu ulogu. Stoga zahtjevi za dodatnim tehničkim analizama u prijenosnoj mreži HEP-a svakim danom postaju sve veći. Nakon izgradnje TS Ernestinovo (400 kV / 110 kV) i TS Žerjavinec (400 kV / 220 kV i 400 kV / 110 kV) te nakon provedene rekonekcije, prijenosna mreža HEP-a prelazi s ruba UCTE mreže u središnji dio njenog jugoistočnog dijela. Time se njezina uloga značajno mijenja. U okvirima liberaliziranog elektroenergetskog sektora, putem prijenosne mreže HEP-a u značajnoj će se mjeri odvijati tržišne transakcije, odnosno tranziti u smjeru istok ↔ zapad. Stoga su u ovom radu analizirane najosjetljivije točke s aspekta zagušenja u prijenosnoj mreži HEP-a obzirom na razdoblje prije i nakon rekonekcije unutar više različitih scenarija razmjena i tranzita u Europi [1]. Analiza zagušenja prijenosne mreže HEP-a do sada nije provedena. Stoga ovaj rad predstavlja novost u analizi novih uvjeta i mogućnosti upravljanja u prijenosu.

## 2. MATEMATIČKE PODLOGE

U uvjetima pogona sa svim raspoloživim elementima, prijenosni sustav treba ostati unutar dopuštenih granica opteretivosti. Pri promjeni injektirane snage ili promjeni snage transakcije iz jedne zone (čvora) u drugu, svi ostali elementi u mreži preuzimaju na sebe dio te promjene (transakcije). Da bi se kvantificirali iznosi nove transakcije koje preuzimaju ostali elementi mreže uvode se tzv. distribucijski faktori prijenosa snage (eng. *Power Transfer Distribution Factors – PTDF*). Distribucijski faktori prijenosa snage definiraju iznos djelatne snage transakcije iz jednog čvora u drugi koji teče kroz određeni prijenosni element. Drugim riječima, *PTDF* definira udjel kojim promatrani element sudjeluje u transakciji djelatne snage iz jednog u drugo područje (iz jednog u drugi čvor). Proračun *PTDF*-a oslanja se na analizu tokova snaga. Početni izraz za analizu tokova snaga predstavlja izraz za prividnu snagu  $\bar{S}_i$  čvora  $i$

$$\bar{S}_i = P_i + jQ_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = \bar{V}_i \sum_{j=1}^N \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j^* . \quad (1)$$

Uvođenjem slijedećih supstitucija

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\Theta_i}; \bar{Y}_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}, \quad (2)$$

realna i imaginarna komponenta prividne snage čvora  $i$  postaju

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j [G_{ij} \cos(\Theta_i - \Theta_j) + B_{ij} \sin(\Theta_i - \Theta_j)], \quad (3)$$

$$Q_i = -V_i^2 B_{ii} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j [G_{ij} \sin(\Theta_i - \Theta_j) - B_{ij} \cos(\Theta_i - \Theta_j)]. \quad (4)$$

Postavljene jednadžbe za snage čvora predstavljaju osnovu generičkog proračuna tokova snaga. Klasične metode koje su zasnovane na nelinearnom potpunom izmjeničnom modelu proračuna tokova snaga nisu dovoljno brze da bi zadovoljile zahtjeve primjene na većem broju različitih slučajeva. Obzirom da je tada potrebno točnost podrediti brzini, uvode se izvjesna pojednostavljenja i stvaraju aproksimativne metode. Aproksimativne se metode uglavnom svode na linearizaciju problema tokova snaga u svrhu automatiziranja procjene kritičnosti zahtijevane promjene. Stoga se u analizi zagušenja koriste uglavnom istosmjerni tokovi snaga. Proračun tokova djelatne snage pomoću istosmjernog modela (ili istosmjerni proračun) [2] zasniva se na aproksimativnom obliku jednadžbe djelatne snage čvora. Koristi se za brzo određivanje tokova djelatne snage u mreži pa time i za brzo određivanje preopterećenih prijenosnih elemenata (vodova i transformatora) u realnom vremenu. Istosmjerni model zapravo predstavlja lineariziranu inačicu problema tokova snaga uz uvođenje slijedećih aproksimativnih pretpostavki:

- Konduktancije (realni dijelovi admitancija) svih prijenosnih elemenata mreže se zanemaruju,  $G_{ij} \approx 0$
- Razlike kuteva napona čvorišta u mreži malog su iznosa (unutar  $30^\circ$ ) što implicira da je  $\sin \Theta \approx \Theta$
- Iznosi napona čvorova konstantni su i jednaki njihovim nominalnim vrijednostima, npr 1.0 pu.

Na temelju navedenih aproksimativnih pretpostavki, problem tokova snaga svodi se samo na njegovu djelatnu komponentu, odnosno na jednadžbe djelatne snage čvorova ne uzimajući pri tome u obzir gubitke snage u prijenosnim elementima. Uz navedene pretpostavke, jednadžba (3) postaje

$$P_i = V_i^2 G_{ii} + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j [G_{ij} \cos(\Theta_i - \Theta_j) + B_{ij} \sin(\Theta_i - \Theta_j)] \approx V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_j B_{ij} (\Theta_i - \Theta_j), \quad (5)$$

odnosno

$$P_i \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N V_i V_j B_{ij} (\Theta_i - \Theta_j). \quad (6)$$

Zbog pretpostavke o iznosima napona ( $V_i \approx V_j \approx 1.0$  pu), jednadžba (6) zapisuje se u konačnom obliku

$$P_i \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} (\Theta_i - \Theta_j). \quad (7)$$

Na temelju jednadžbe (7), djelatna snaga  $P_i$  izražava se na slijedeći način

$$P_i \approx \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} (\Theta_i - \Theta_j) = \Theta_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} \Theta_j = -B_{ii} \Theta_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} \Theta_j = -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N B_{ij} \Theta_j. \quad (8)$$

U matricnom obliku, jednadžba (8) postaje

$$P_{\bullet N} = -B_{cvor} \Theta_{\bullet N}, \quad (9)$$

pri čemu  $P_{\bullet N}$  označava vektor snage čvorova koji je dobiven kao razlika snage proizvodnje i potrošnje ( $P_{\bullet Ni} = P_{\bullet Ni}^G - P_{\bullet Ni}^L$ ) za sve čvorove osim bilančnog,  $B_{cvor}$  imaginarni dio matrice admitancija čvorova  $\bar{Y}_{cvor} = G_{cvor} + jB_{cvor}$  te zapravo predstavlja matricu susceptancija čvorišta koji će u nastavku biti pisan bez donje oznake  $_{cvor}$ , dok  $\Theta_{\bullet N}$  označava vektor kuteva napona svih čvorišta osim bilančnog.

Uvođenjem supstitucije

$$\delta_{\bullet N} = -\Theta_{\bullet N}, \quad (10)$$

izraz (9) zapisuje se u slijedećem obliku

$$P_{\bullet N} = B \delta_{\bullet N}. \quad (11)$$

Rješenje problema tokova djelatne snage prema istosmjernom modelu postiže se na temelju

$$\delta_{\bullet N} = B^{-1} P_{\bullet N} = X P_{\bullet N}, \quad (12)$$

$$\Theta_{\bullet N} = -\delta_{\bullet N}. \quad (13)$$

Prema (10)-(13), u istosmjernom se modelu promjena kuta napona čvora obzirom na promjenu injektirane snage u čvoru mreže s punom i nepromijenjenom topologijom (bez ispada) definira kao

$$\Delta \delta_{\bullet N} = B^{-1} \Delta P_{\bullet N} = X \Delta P_{\bullet N}, \quad (14)$$

$$\Delta \Theta_{\bullet N} = -\Delta \delta_{\bullet N}. \quad (15)$$

Prema (11), u istosmjernom se modelu promjena toka snage kroz prijenosni element izražava u ovisnosti o promjeni kuta napona čvora na slijedeći način

$$\Delta P_{ij} \approx -b_{ij} (\Delta \Theta_i - \Delta \Theta_j) = b_{ij} (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad (16)$$

Ukoliko se radi o promjeni djelatne snage,  $\Delta P_k$ , u samo jednom čvoru mreže bez ispada, tada je promjenu toka djelatne snage iz (16) kroz prijenosni element moguće izraziti u obliku:

$$\Delta P_{ij} \approx b_{ij} (X_{ik} \Delta P_k - X_{jk} \Delta P_k) = b_{ij} (X_{ik} - X_{jk}) \Delta P_k \quad (17)$$

pri čemu  $X_{ik}$  i  $X_{jk}$  označavaju članove matrice reaktancija čvorišta  $X$  koji odgovaraju retcima  $i$  i  $j$  te stupcu  $k$ . U elementarnom se obliku [3]-[4] distribucijski faktor prijenosa snage ( $PTDF$ ) definira prema izrazu

$$PTDF_{ij,k} = b_{ij} (X_{ik} - X_{jk}) \quad (18)$$

Promjena toka djelatne snage iz (17) nakon toga postaje:

$$\Delta P_{ij} \approx PTDF_{ij,k} \Delta P_k \quad (19)$$

U općem se obliku, na osnovi  $PTDF$  distribucijskih faktora, ukupna promjena toka djelatne snage kroz prijenosni element u ovisnosti o svim promjenama injektirane snage u čvorovima mreže izražava kao

$$\Delta P_{ij} \approx \sum_{k=1}^N PTDF_{ij,k} \Delta P_k \quad (20)$$

U analizi zagušenja,  $PTDF$  distribucijski faktor predstavlja dio iznosa djelatne snage transakcije iz jednog čvora u drugi koji teče kroz prijenosni element.  $PTDF_{ij,mm}$  definira se kao dio iznosa djelatne snage transakcije iz čvora  $m$  u čvor  $n$  koji teče kroz prijenosni element koji povezuje čvorove  $i$  i  $j$

$$PTDF_{ij,mm} = b_{ij} [(X_{im} - X_{jm}) - (X_{in} - X_{jn})], \quad (21)$$

pri čemu  $b_{ij}$  predstavlja susceptanciju prijenosnog elementa koji povezuje čvorove  $i$  i  $j$ , a  $X_{im}$  član matrice reaktancija čvorova  $X$  koji se pojavljuje u  $i$ -tom retku i  $m$ -tom stupcu.

Promjena toka djelatne snage koja je pridružena novoj transakciji snage definira se tada kao

$$\Delta P_{ij}^{NT} = PTDF_{ij,mm} P_{mn}^{NT} \quad (22)$$

pri čemu  $i$  i  $j$  označavaju čvorove na krajevima promatranog prijenosnog elementa,  $m$  i  $n$  'od' i 'do' čvorove između kojih se odvija nova transakcija djelatne snage, te  $P_{mn}^{NT}$  iznos djelatne snage nove transakcije. Npr, ukoliko je nova transakcija iznosa 100 MW, tada uz  $PTDF=0.6$  kroz prijenosni element koji povezuje čvorišta  $i$  i  $j$  teče 60 MW. Ukupni distribucijski faktor neke zonske poveznice dobiva se zbrajanjem distribucijskih faktora koji pripadaju svakom od pojedinačnih prijenosnih elemenata na toj poveznici.

Model istosmjernih tokova snage iskoristiv je i za proračun utjecaja ispada svakog prijenosnog elementa ( $n-1$  analiza). U slučaju nastanka ispada, tok snage kroz element u ispadu preusmjerava se na preostale elemente prijenosne mreže. Distribucijski faktor ispada elementa mreže (eng. *Line Outage Distribution Factor*, *LODF*) predstavlja mjeru navedene preraspodjele [5]-[6]. Analiza generatorskih faktora ispada elementa mreže (eng. *Line Outage Generation Factor*, *LOGF*) uvelike se oslanja na analizu distribucijskih faktora ispada elementa mreže (*LODF*). Generatorski faktori *LOGF* odnose se na prijelaznu promjenu snage generatora obzirom na ispad elementa mreže [5]-[6]. Kutni faktor ispada elementa mreže (eng. *Line Outage Angle Factor*, *LOAF*) predstavlja mjeru promjene kuteva napona čvorova koja nastaje kao rezultat ispada prijenosnog elementa [5]-[6]. Kutni faktor  $LOAF_{rs}$  koristi se u svrhu aproksimiranja razlike kuteva napona čvorišta  $r$  i  $s$  koja bi nastala kao rezultat prethodno definiranog ispada prijenosnog elementa između čvorišta  $r$  i čvorišta  $s$ . Osim u analizi ispada, distribucijski faktori definirani su i za slučaj uklopa prijenosnog elementa u modelu istosmjernih tokova snage. Tokovi djelatne snage doživljavaju preraspodjelu nakon svakog uklopa, a distribucijski faktor uklopa elementa mreže (eng. *Line Closure Distribution Factor*, *LCDF*) predstavlja mjeru takve preraspodjele [5]-[6]. Distribucijski faktor  $LCDF_{i,rs}$  koristi se u svrhu aproksimiranja promjene toka djelatne snage iz čvora  $i$  u čvor  $j$  obzirom na prethodno definirani uklop elementa između zone  $r$  i zone  $s$ . U ovom radu predstaviti će se samo rezultati analize *PTDF* distribucijskih faktora prijenosa snage.

### 3. MODELI PRIJENOSNE MREŽE

U svrhu provođenja predmetnih proračuna zagušenja u prijenosnoj mreži Hrvatske elektroprivrede pomoću programskog paketa PSS/E u potpunosti je modelirana 400 kV, 220 kV i 110 kV mreža HEP-a za dva nazivna stanja: postojeće stanje 2003. godine (prije rekonekcije) i stanje u kratkoročnom periodu 2005. godine (nakon rekonekcije). Detaljno modelirana prijenosna mreža Hrvatske elektroprivrede smještena je unutar sveobuhvatnog modela cijelog UCTE sustava od Portugala do Grčke s naponskim razinama 400 kV i 220 kV (u Grčkoj i 150 kV mreža). Također, u modelu za 2005. godinu pretpostavljeno je da su svi ratom uništeni ili oštećeni objekti u mreži Hrvatske i posebice BiH u potpunosti obnovljeni te uvedeni u pogon. Zapadni dio UCTE sustava (današnja I. sinkrona zona) modeliran je prema službenim godišnjim izvještajima UCTE-a, a istočni dio (današnja II. sinkrona zona) prema verificiranim podacima iz [7]. Razmatrana stanja podrazumijevaju vršno zimsko opterećenje.

Za potrebe analize modelirana su slijedeća pogonska stanja (konfiguracije) sustava RH:

- stanje 2003. godine:

- N3) normalna hidrologija, uvoz 600 MW iz Mađarske,
- V1) vlažna hidrologija, bez uvoza,
- S3) suha hidrologija, uvoz 600 MW iz Mađarske,
- T5) suha hidrologija, uvoz 600 MW iz Mađarske, tranzit 500 MW iz BiH u Italiju i
- T6) suha hidrologija, uvoz 600 MW iz Mađarske, tranzit 600 MW iz Mađarske u Italiju.

- stanje 2005. godine:

- N1) normalna hidrologija, forsiranje domaćih termoelektrana,
- N2) normalna hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,
- N3) normalna hidrologija, uvoz 600 MW iz Srbije i BiH,
- V1) vlažna hidrologija, forsiranje domaćih termoelektrana,
- V2) vlažna hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,
- V3) vlažna hidrologija, uvoz 600 MW iz Srbije i BiH,
- S1) suha hidrologija, forsiranje domaćih termoelektrana,
- S2) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,
- S3) suha hidrologija, uvoz 600 MW iz Srbije i BiH,
- T1a) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke, tranzit Švicarska (800 MW) → [Bugarska (100 MW), Grčka (700 MW)]
- T1b) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,

- tranzit Švicarska (1500 MW) → [Bugarska (300 MW), Grčka (1200 MW)]
- T2a) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,  
tranzit Švicarska (800 MW) → [Albanija (300 MW), Grčka (500 MW)]
- T2b) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,  
tranzit Švicarska (1500 MW) → [Albanija (500 MW), Grčka (1000 MW)]
- T3a) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,  
tranzit Bugarska (800 MW) → Italija (800 MW)
- T3b) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,  
tranzit Bugarska (1500 MW) → Italija (1500 MW)
- T4a) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,  
tranzit [Bugarska (400 MW), Rumunjska (400 MW)] → Italija (800 MW)
- T4b) suha hidrologija, uvoz 800 MW iz Njemačke i Slovačke,  
tranzit [Bugarska (800 MW), Rumunjska (700 MW)] → Italija (1500 MW)

#### 4. NUMERIČKI REZULTATI ANALIZE ZAGUŠENJA

Predložena metodologija koristi *PTDF* faktore unutar "promatranog sustava" (sustav RH) u kojem je ukupnu injektiranu snagu potrebno povećati (za proračun prijenosnog ograničenja izvoza, +50 MW) ili smanjiti (za proračun prijenosnog ograničenja uvoza, -50 MW). Promjena snage suprotnog predznaka događa se u "okolnom sustavu". Određuju se *PTDF* distribucijski faktori prijenosa snage koji povezuju promjene tokova snage kroz elemente prijenosne mreže s promjenama ukupne snage razmjene "promatranog sustava". Zatim se proračunava najveća moguća snaga uvoza ili izvoza "promatranog sustava" na temelju ekstrapolacije primijenjene nad uvjetom da niti jedan od promatranih elemenata prijenosne mreže ne izlazi izvan zadanih ograničenja dozvoljenog opterećenja. Na temelju opisane metodologije provedeni su iscrpni proračuni granične prijenosne moći u sustavu RH [8]. U svrhu usporedbe svih promatranih stanja ees-a RH u nastavku je provedena komparativna analiza dobivenih rezultata. Za promatrana stanja 2003. i 2005. godine proračuni su izvedeni na temelju termičkih opteretivosti poveznica sustava RH sa susjednim sustavima (Tablica 1).

Tablica 1. Instalirana termička opteretivost (ITO) poveznica sustava RH sa susjednim sustavima

POVEZNICA	ITO (MVA) 2003. godine	ITO (MVA) 2005. godine
HR-HUN	1318	2636
HR-BIH	1512	4898
HR-SLO	4635	4635
HR-YUG	/	1318
UKUPNO	7465	13487

U nastavku su prema analiziranim konfiguracijama predočeni rezultati koji se odnose na osnovni slučaj te slučaj najkritičnijeg ispada ( $n-1$ ). Za svaku konfiguraciju najprije je navedeno početno stanje razmjene sustava RH (*eng. System Net Interchange, SNI*). Zatim su predočene granične uvozne i izvozne mogućnosti prijenosne mreže HEP-a obzirom na ukupnu prijenosnu moć (*eng. Total Transfer Capability, TTC*) i inkrementnu prijenosnu moć (*eng. Incremental Transfer Capability, ITC*). Ukupna *TTC* i inkrementna *ITC* prijenosna moć povezuju se putem razmjene sustava *SNI* temeljem jednostavnog izraza  $ITC = TTC - SNI$ . Inkrementna prijenosna moć ukazuje na iznos promjene od početnog stanja razmjene sustava RH do granične ukupne prijenosne moći. U svrhu procjene graničnih uvjeta **uvoza**, intuitivno je prihvatljivije koristiti ukupnu prijenosnu moć (*TTC*) obzirom da *TTC* tada poprima ujednačenije iznose koji su kvantitativno manje ovisni o početnom stanju razmjene od *ITC* vrijednosti. Nasuprot tome, u svrhu procjene graničnih uvjeta **izvoza**, prihvatljivije je koristiti inkrementnu prijenosnu moć (*ITC*) obzirom da tada *ITC* kvantitativno manje ovisi o početnom stanju razmjene sustava od *TTC* vrijednosti.

U procjeni prijenosne moći slučaja najkritičnijeg ispada ( $n-1$ ) za 5 analiziranih konfiguracija 2003. godine uočeno je da zbog divergentnosti najtežih slučajeva nije moguće zadovoljiti ( $n-1$ ) kriterij analize u sadašnjem stanju mreže. Stoga nije moguće izračunati valjanu prosječnu *TTC* vrijednost niti u uvjetima uvoza kao niti u uvjetima izvoza. Za 2003. godinu, kriterij ( $n-1$ ) obzirom na graničnu prijenosnu moć nije zadovoljen. Identificirana mjesta zagušenja međusobno se razlikuju za stanja uvoza i izvoza. U stanju uvoza za osnovni slučaj najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja sjeverozapadne Hrvatske koje je vezano uz čvorište Tumbri 110 kV te na transformaciji 220 kV / 110 kV u južnom dijelu sustava (transformatori HE Zakučac 220 kV – 110 kV i Konjsko 220 kV – 110 kV). U stanju uvoza za slučaj kritičnog ispada ( $n-1$ ) najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja sjeverozapadne Hrvatske vezanog uz čvorišta TE-TO 110 kV i Tumbri 110 kV te unutar područja južne Hrvatske (transformacije 220 kV / 110 kV). Unutar navedenih područja najkritičniji elementi predočeni su u Tablici 2.

Tablica 2. Najkritičniji elementi s aspekta zagušenja u analiziranim stanjima uvoza 2003. godine

Mjesta zagušenja pri UVOZU		
Normalni pogon Kritični element	Pogon uz neraspoloživi element	
	Kritični element	Ispad elementa
DV 110 kV Mraclin - Tumbri	DV 110 kV Resnik - TE-TO 1	DV 110 kV Resnik - TE-TO 2
DV 110 kV Rakitje - Tumbri	DV 110 kV Resnik - TE-TO	DV 110 kV Podsused - Zabok
TR Tumbri 400 kV / 110 kV	DV 110 kV Resnik - TE-TO	DV 110 kV Mraclin - Tumbri
DV 110 kV Podsused - Zabok	DV 110 kV Resnik - TE-TO	DV 400 kV Melina - Tumbri
TR HE Zakučac 110 kV / 220 kV	DV 110 kV Botinec - TE-TO	DV 110 kV Botinec - Sopot
TR Konjsko 110 kV / 220 kV	DV 110 kV Mraclin- Tumbri	DV 400 kV Melina - Tumbri
	DV 110 kV Mraclin- Tumbri	DV 110 kV Botinec - Tumbri
	TR HE Zakučac 110 kV /220 kV	TR Konjsko 110 kV / 220 kV

U stanju izvoza za osnovni slučaj 2003. godine najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja vezanih uz čvorišta Pehlin 220 kV, HE Vinodol 110 kV i HE Zakučac 110 kV. U stanju izvoza za slučaj kritičnog ispada ( $n-1$ ) najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja vezanih uz čvorišta TE-TO 110 kV, Pehlin 220 kV i HE Vinodol 110 kV. Najkritičniji elementi predočeni su u Tablici 3.

Tablica 3. Najkritičniji elementi s aspekta zagušenja u analiziranim stanjima izvoza 2003. godine

Mjesta zagušenja pri IZVOZU		
Normalni pogon Kritični element	Pogon uz neraspoloživi element	
	Kritični element	Ispad elementa
DV 220 kV Pehlin – Divača	DV 110 kV Resnik - TE-TO 1	DV 110 kV Resnik - TE-TO 2
TR HE Senj 110 kV / 220 kV	DV 110 kV Resnik - TE-TO	DV 110 kV Mraclin – TE-TO
	DV 220 kV Pehlin – Divača	DV 400 kV Melina - Divača
	DV 110 kV Crikvenica - Krk	DV 110 kV HE Vinodol- Melina
	DV 220 kV Đakovo - Tuzla	DV 400 kV Melina - Obrovac

U Tablicama 4 (osnovni slučaj) i 5 (slučaj najkritičnijeg ispada) predočeni su komparativni rezultati proračuna granične prijenosne moći svih razmatranih konfiguracija 2003. godine. Rezultati analize predstavljeni su za prvi konvergentni slučaj koji ponekad može biti i deseti po kritičnosti.

Tablica 4. Komparativni rezultati proračuna prijenosne moći za 2003. godinu - osnovni slučaj -

KONFIGURACIJA	SNI (MW)	UVOZ		IZVOZ	
		TTC (MW)	ITC (MW)	TTC (MW)	ITC (MW)
N3	-607.3	<b>-915.1</b>	-307.8	+870.2	<b>+1477.5</b>
V1	-6.7	<b>-1115.7</b>	-1109.0	+752.4	<b>+759.1</b>
S3	-606.3	<b>-805.0</b>	-198.7	+743.8	<b>+1350.1</b>
T5	-605.9	<b>-1616.5</b>	-1010.6	+238.4	<b>+844.3</b>
T6	-602.8	<b>-636.0</b>	-33.2	+544.7	<b>+1147.5</b>

Tablica 5. Komparativni rezultati proračuna prijenosne moći za 2003. godinu – najkritičniji ispad –

KONFIGURACIJA	SNI (MW)	UVOZ		IZVOZ	
		TTC (MW)	ITC (MW)	TTC (MW)	ITC (MW)
N3*	-607.3	<b>(-291.6)</b>	(+315.3)	-94.1	<b>+513.2</b>
V1	-6.7	<b>-126.5</b>	-119.8	-61.3	<b>-54.5</b>
S3*	-606.3	<b>(-170.5)</b>	(+435.8)	(-64.8)	<b>(+541.6)</b>
T5*	-605.9	<b>(-665.5)</b>	(-59.6)	(-648.0)	<b>(-42.1)</b>
T6*	-602.8	<b>(-276.1)</b>	(+326.7)	(-295.3)	<b>(+307.5)</b>

\* - ne predstavlja najkritičniji, nego prvi konvergentni slučaj

U stanju uvoza za osnovni slučaj 2005. godine najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja sjeverozapadne Hrvatske vezanog uz čvorište Žerjavinec 110 kV te unutar područja južne Hrvatske (transformacija 220 kV / 110 kV). U stanju uvoza za slučaj kritičnog ispada (*n-1*) najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja sjeverozapadne Hrvatske vezanog uz čvorište Žerjavinec 110 kV, unutar 110 kV područja Melina – Crikvenica – Omišalj te unutar područja južne Hrvatske (transformacija 220 kV / 110 kV). Kritični elementi unutar navedenih područja predočeni su u Tablici 6.

Tablica 6. Najkritičniji elementi s aspekta zagušenja u analiziranim stanjima uvoza 2005. godine

Mjesta zagušenja pri UVOZU		
Normalni pogon Kritični element	Pogon uz neraspoloživi element	
	Kritični element	Ispad elementa
DV 110 kV Jertovec - Žerjavinec	DV 110 kV Jertovec - Žerjavinec	DV 110 kV Podsused - Zabok
DV 110 kV Ivanić - Mraclin	DV 110 kV Jertovec - Žerjavinec	DV 110 kV D.Selo - Križevci
TR HE Zakučac 110 kV / 220 kV	DV 110 kV Podsused - Zabok	DV 110 kV Jertovec - Žerjavinec
TR Konjsko 110 kV / 220 kV	DV 110 kV Ivanić - Mraclin	DV 110 kV D.Selo - Križevci
	DV 110 kV Crikvenica - Krk	DV 110 kV Melina - Omišalj
	DV 110 kV Melina - Omišalj	DV 110 kV HE Vinodol - Melina
	DV 110 kV Melina - Omišalj	DV 400 kV Melina - Obrovac
	TR HE Zakučac 110 kV / 220 kV	TR Konjsko 110 kV / 220 kV

U stanju izvoza za osnovni slučaj 2005. godine najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja vezanih uz proizvodna čvorišta TE-TO 110 kV, TE Sisak 110 kV i TE Plomin 110 kV. Osim u okolini navedenih proizvodnih čvorišta, zagušenja se često javljaju u okolini izvoznih čvorišta Pehlin 220 kV i Neum 110 kV. U stanju izvoza za slučaj kritičnog ispada (*n-1*) najčešća mjesta zagušenja javljaju se unutar područja vezanih uz proizvodna čvorišta TE Sisak 110 kV, TE-TO 110 kV i TE Plomin 110 kV. Također, zagušenja često nastaju i u okolini izvoznih čvorišta Pehlin 220 kV i Neum 110 kV. Kritični elementi unutar navedenih područja predočeni su u Tablici 7.

Tablica 7. Najkritičniji elementi s aspekta zagušenja u analiziranim stanjima izvoza 2005. godine

Mjesta zagušenja pri IZVOZU		
Normalni pogon Kritični element	Pogon uz neraspoloživi element	
	Kritični element	Ispad elementa
DV 110 kV Rakitje – TE-TO	DV 110 kV Pračno – TE Sisak	DV 110 kV TE Sisak - Željezara
DV 110 kV Resnik – TE-TO	DV 110 kV Resnik – TE-TO 1	DV 110 kV Resnik – TE-TO 2
DV 110 kV Pračno – TE Sisak	DV 110 kV Lovran – TE Plomin	DV 110 kV Pehlin – TE Plomin
DV 110 kV Lovran – TE Plomin	DV 220 kV Pehlin - Divača	DV 400 kV Melina - Divača
DV 220 kV Pehlin - Divača	DV 110 kV Blato - Ston	DV 110 kV Neum - Ston
DV 110 kV Neum - Ston		

U Tablicama 8 (osnovni slučaj) i 9 (slučaj najkritičnijeg ispada) predočeni su komparativni rezultati proračuna granične prijenosne moći svih razmatranih konfiguracija 2005. godine. Rezultati analize predstavljeni su za najkritičniji slučaj koji je ujedno najčešće i prvi po konvergentnosti proračuna (u rijetkim situacijama se radi o trećem po konvergentnosti).

Iz navedenih mjesta zagušenja prepoznaje se temeljno obilježje sustava RH koje je u 2003. godini vezano uz nesanirana ratna oštećenja, a u 2005. godini uz različitost granične uvozne i izvozne prijenosne moći. Naime, proizvodni izvori u sustavu RH dominantno su locirani na 110 kV i 220 kV naponskim razinama. Stoga se i zagušenja pri izvozu najprije javljaju na vodovima nižih naponskih razina. Nasuprot tome, uvoz se dominantno izvodi putem 400 kV i 220 kV naponskih razina tako da se zagušenja javljaju na transformaciji 220 kV / 110 kV na putu prema potrošnji koja je dominantno locirana na 110 kV naponskoj razini. Zemlje koje iskazuju jasnu intenciju prema izvozu snage iz vlastitog sustava priključuju nove proizvodne izvore na višu naponsku razinu (400 kV). Zemlje koje iskazuju intenciju prema uvozu snage ne samo da grade prijenosne vodove 400 kV naponske razine, već i poboljšavaju stanje snage transformacije na putu prema potrošačima (400 kV / 220 kV / 110 kV). Zemlje koje grade samo 400 kV prijenosne vodove (bez ulaganja u infrastrukturu na nižim naponskim razinama) ograničene su samo na tranzitiranje snage.

Tablica 8. Komparativni rezultati proračuna prijenosne moći za "nazivnu" 2005. godinu  
- osnovni slučaj

KONFIGURACIJA	SNI (MW)	UVOZ		IZVOZ	
		TTC (MW)	ITC (MW)	TTC (MW)	ITC (MW)
N1	-232.5	-2356.1	-2123.6	+1479.7	+1712.2
N2	-1033.0	-2622.4	-1589.4	+700.6	+1733.6
N3	-833.1	-2614.4	-1781.3	+931.0	+1764.1
V1	-232.8	-2414.3	-2181.5	+1263.2	+1496.0
S1	-632.3	-1889.8	-1257.5	+970.1	+1602.4
S2	-1432.9	-2342.0	-909.1	+245.3	+1678.2
S3	-1232.8	-2262.1	-1029.3	+624.1	+1856.9
T1a	-1432.7	-2339.9	-907.2	+189.5	+1622.2
T1b	-1432.5	-2332.3	-899.8	+139.1	+1571.6
T2a	-1432.4	-2337.1	-904.7	+194.9	+1627.3
T2b	-1432.4	-2325.2	-892.8	+149.0	+1581.4
T3a	-1432.7	-2333.7	-901.0	+320.3	+1753.0
T3b	-1432.6	-2314.6	-882.0	+254.0	+1686.6
T4a	-1433.4	-2334.2	-900.8	+321.1	+1754.5
T4b	-1432.6	-2314.6	-882.0	+260.9	+1693.5

Tablica 9. Komparativni rezultati proračuna prijenosne moći za "nazivnu" 2005. godinu  
- slučaj najkritičnijeg ispada (*n-1*)

KONFIGURACIJA	SNI (MW)	UVOZ		IZVOZ	
		TTC (MW)	ITC (MW)	TTC (MW)	ITC (MW)
N1	-232.5	-1246.7	-1014.2	-65.5	+167.0
N2	-1033.0	-1560.9	-527.9	-581.9	+451.1
N3	-833.1	-1449.0	-615.9	-322.8	+510.3
V1	-232.8	-1721.9	-1489.1	-87.5	+145.3
S1	-632.3	-935.4	-303.1	-411.4	+220.9
S2	-1432.9	-1545.0	-112.1	-691.7	+741.2
S3	-1232.8	-1380.6	-147.8	-423.0	+809.8
T1a	-1432.7	-1412.8	+19.9	-747.5	+685.2
T1b	-1432.5	-1516.4	-83.9	-798.0	+634.5
T2a	-1432.4	-1165.8	+266.6	-747.2	+685.2
T2b	-1432.4	-1461.1	-28.7	-788.0	+644.4
T3a	-1432.7	-1544.1	-111.4	-616.3	+816.4
T3b	-1432.6	-1541.8	-109.2	-768.8	+663.9
T4a	-1433.4	-1544.5	-111.1	-615.4	+817.3
T4b	-1432.6	-1541.1	-108.5	-753.1	+679.5

\* - ne predstavlja najkritičniji, nego prvi konvergentan slučaj

## 5. ZAKLJUČAK

Unutar ovog rada razmotreni su mehanizmi prepoznavanja mjesta unutarnjih zagušenja u prijenosnoj mreži Hrvatske elektroprivrede. Zagušenja zasigurno imaju veliko značenje u povećanju sigurnosti pogona hrvatskog dijela velike transnacionalne europske mreže u tržišnim uvjetima. Postupci proračuna prijenosne moći (*ATC*, *TTC*, *ITC*, *NTC*, etc.), poznavanje prijenosnih ograničenja, tržišna moć proizvodnih jedinica obzirom na prijenosna ograničenja, učinkoviti postupci alokacije ograničenih resursa mreže u kratkoročnom i dugoročnom periodu samo su neki od ekonomsko-tehničkih problema koje je u novim okolnostima potrebno postaviti u fokus analize mreža.

U ovom su radu najprije predloženi osnovni pojmovi u analizi zagušenja prijenosne mreže. Zatim su opisani rezultati analize zagušenja na specifičnom primjeru prijenosne mreže Hrvatske elektroprivrede prije i nakon izgradnje kapitalnih objekata prijenosne mreže te prije i nakon rekonekcije I. i II. sinkrone zone UCTE-a. Na temelju proračuna tokova snaga za osnovne slučajeve i slučajeve ispada izračunati su *PTDF* distribucijski faktori. Pomoću distribucijskih faktora određena je granična ukupna uvozna i izvozna prijenosna moć sustava RH obzirom na ograničavajuće kritične elemente unutar prijenosne mreže Hrvatske elektroprivrede (400 kV, 220 kV i 110 kV). Povezivanjem saznanja o *PTDF* distribucijskim faktorima, graničnoj ukupnoj prijenosnoj moći i unutarnjim ograničavajućim kritičnim elementima ukazano je na vjerojatna mjesta nastanka zagušenja u prijenosnoj mreži Hrvatske elektroprivrede u fazi planiranja.

U procjeni prijenosne moći osnovnog slučaja za 5 analiziranih konfiguracija 2003. godine (Tablica 4) uočava se da prosječna *TTC* vrijednost u uvjetima uvoza snage iznosi **-1017.7 MW** (od -636.0 MW do -1616.5 MW), prosječno **13.6%** od ukupne termičke opteretivosti svih poveznica sustava RH sa susjednim sustavima. Prosječna *ITC* vrijednost u uvjetima izvoza iznosi **+1115.7 MW** (od +759.1 MW do +1477.5 MW), prosječno **14.9%** od ukupne termičke opteretivosti svih poveznica sustava RH sa susjednim sustavima. U procjeni prijenosne moći slučaja najkritičnijeg ispada (*n-1*) za 5 analiziranih konfiguracija 2003. godine (Tablica 5) uočava se da zbog divergentnosti najtežih slučajeva nije moguće zadovoljiti (*n-1*) kriterij analize sadašnjeg stanja mreže. Rezultati analize ispada za 2003. godinu u Tablici 5 predstavljeni su za prvi konvergentni slučaj koji ponekad može biti i deseti po kritičnosti. Stoga nije moguće izračunati valjanu prosječnu *TTC* vrijednost niti u uvjetima uvoza kao niti u uvjetima izvoza za slučaj kritičnog ispada. Za 2003. godinu, kriterij (*n-1*) obzirom na graničnu prijenosnu moć nije zadovoljen.

U procjeni prijenosne moći osnovnog slučaja za 15 analiziranih konfiguracija 'nazivne' 2005. godine (Tablica 8) uočava se da prosječna *TTC* vrijednost u uvjetima uvoza snage iznosi **-2342.2 MW** (od -1889.8 MW do -2622.4 MW), prosječno **17.4%** od ukupne termičke opteretivosti svih poveznica sustava RH sa susjednim sustavima. Prosječna *ITC* vrijednost u uvjetima izvoza iznosi **+1675.6 MW** (od +1496.0 MW do +1856.9 MW), prosječno **12.4%** od ukupne termičke opteretivosti svih poveznica sustava RH sa susjednim sustavima. U procjeni prijenosne moći slučaja najkritičnijeg ispada (*n-1*) za 15 analiziranih konfiguracija 'nazivne' 2005. godine (Tablica 9) uočava se da prosječna *TTC* vrijednost u uvjetima uvoza iznosi **-1437.8 MW** (od -935.4 MW do -1721.9 MW), prosječno **10.7%** od ukupne termičke opteretivosti svih poveznica sustava RH sa susjednim sustavima. Prosječna *ITC* vrijednost u uvjetima izvoza pri kritičnim ispadima (*n-1*) iznosi **+578.1 MW** (od +145.3 MW do +817.3 MW), prosječno **4.3%** od ukupne termičke opteretivosti svih poveznica sustava RH sa susjednim sustavima.

Navedene karakteristične vrijednosti predložene su u Tablicama 10 i 11. Pri tome je potrebno imati na umu da u prosječne vrijednosti predstavljaju grubu procjenu izvedenu na relativno malom broju uzoraka koji su uz to i različiti obzirom na angažman elektrana u sustavu RH. Ponekad se javljaju i znatnija odstupanja od prosječnih vrijednosti što je potrebno uvažiti pri procjenjivanju granične prijenosne moći, posebice u (*n-1*) analizi ispada.

Tablica 10 Granična prijenosna moć sustava RH u osnovnom slučaju

Godina	UVOZ				IZVOZ			
	TTC (MW)	TTC (%)	MIN (MW)	MAX (MW)	ITC (MW)	ITC (%)	MIN (MW)	MAX (MW)
2003.	-1017.7	13.6	-636.0	-1616.5	+1115.7	14.9	+759.1	+1477.5
2005.	-2342.2	17.4	-1889.8	-2622.4	+1675.6	12.4	+1496.0	+1856.9

Tablica 11 Granična prijenosna moć sustava RH u slučajevima ispada

Godina	UVOZ				IZVOZ			
	TTC (MW)	TTC (%)	MIN (MW)	MAX (MW)	ITC (MW)	ITC (%)	MIN (MW)	MAX (MW)
2003.	/	/	/	/	/	/	/	/
2005.	-1437.8	10.7	-935.4	-1721.9	+578.1	4.3	+145.3	+817.3

Granična ukupna prijenosna moć ees-a RH za sva razmatrana stanja (konfiguracije) detaljno je opisana u [8]. Proračuni granične uvozne i izvozne prijenosne moći metodološki su prvenstveno usmjereni prema identifikaciji unutarnjih zagušenja prijenosne mreže Hrvatske elektroprivrede u svrhu planiranja izgradnje domaćih prijenosnih objekata. Dakle, ova je analiza prvenstveno usmjerena prema prepoznavanju mjesta nastanka unutarnjih zagušenja u fazi planiranja izgradnje domaće prijenosne mreže. No, određivanje zagušenja moguće je (i potrebno) izvoditi i u fazi operativnog vođenja pogona sustava uz zadovoljavanje uvjeta koje postavlja obrada informacija u realnom vremenu. U svrhu operativnog vođenja pogona ees-a, proračun *TTC/ITC* vrijednosti potrebno je izvoditi za svaku pojedinu poveznicu ees-a RH prema susjednim sustavima kako bi se odredila prekogranična zagušenja (*eng. cross-border congestions*) u realnom vremenu te uz znatno kraće vremenske raspone od navedenih "nazivnih" godina. Tada bi se analizirao veliki broj stvarnih situacija koje mogu nastati u ees-u (angažmani elektrana, razmjene, tranziti) pa bi njihova statistička obrada rezultirala kvalitetnijim prosječnim vrijednostima. Također, u realnom je vremenu moguće obrađivati utjecaj individualnih transakcija koje se odvijaju između pojedine elektrane (kao izvora snage) i potrošačkog područja (kao ponora snage) na graničnu prijenosnu moć predmetnih sustava.

Na osnovi izvještaja [1] izrađen je upitnik o NTC procjeni i zagušenjima. Na temelju razmijenjenih odgovora na postavljena pitanja ustanovljena je zajednička praksa na europskoj razini koja se odnosi na 'on-line' razmjenu informacija o zagušenjima. Prepoznavanje i upravljanje zagušenjima **u realnom vremenu** ujedno predstavlja i poticaj nastavku istraživanja u okviru procjene sigurnosti pogona elektroenergetskog sustava Republike Hrvatske.

## 6. LITERATURA

- [1] H.-J. Haubrich et al, 'Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion,' *Final Report commissioned by the European Commission Directorate – General Energy and Transport, Institute of Power Systems and Power Economics (IAEW) of Aachen University of Technology (RWTH Aachen), Aachen, Germany, December 2001*
- [2] A. Debs, 'Modern Power Systems Control and Operation – Steady State Security Assessment', Kluwer Academic Publishers, 1988, pp. 87-151
- [3] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, 'Power Generation and Control – Transmission System Effects', John Wiley and Sons, 1996, pp. 91–130
- [4] R. D. Christie, B. F. Wollenberg, I. Wangenstein, 'Transmission Management in the Deregulated Environment,' *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2, Feb 2000, pp. 170-195
- [5] P. W. Sauer, 'On the Formulation of Power Distribution Factors for Linear Load Flow Methods,' *IEEE TPAS*, Vol. PAS-100, No. 2, Feb 1981, pp. 764-770
- [6] P. W. Sauer, 'Extended Factors for Linear Contingency Analysis,' *Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences*, 2001, IEEE No. 0-7695-0981-9/01
- [7] P. Miller, T.Cerepnalkovski, D.Bajs, G.Majstrovic, S.Mijailovic, M.Vukovic, P.Miksa, N.Gamov, N.Rusanov, 'Study on Regional Transmission Planning Project' The Southeast European Cooperative Initiative (SECI) Project Group on "Development of Interconnections of Electric Power Systems of SECI countries for better integration to European System"
- [8] N.Dizdarević, G. Majstrovic, D. Bajs, M. Majstrovic, 'Zagušenje u prijenosnoj mreži', Studija, Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, Hrvatska, travanj 2003, [Online]. Raspoloživo: [www.eihp.hr/~ndizdar](http://www.eihp.hr/~ndizdar)