

STUDIJA REGIONALNOG PLANIRANJA PRIJENOSNE MREŽE

Mr. sc. Davor Bajš – mr. sc. Goran Majstović – Vladimir Grujić – Marinko Rogić, Zagreb

UDK 621.316.1:621.31
STRUČNI ČLANAK

Prikazuju se osnovni rezultati studije planiranja razvoja prijenosne mreže jugoistočne Europe, provedene u okviru SECI projekta "Regional transmission network planning", a pod pokroviteljstvom USAID. Studija je nastala na temelju analiza provedenih programskim paketom PSS/E, koristeći kao osnovu regionalni model prijenosne mreže jugoistočne Europe i ekvivalent ostatka UCTE za 2005. godinu. Analize su provedene sa svrhom detektiranja ograničenja u prijenosnim mrežama zemalja ovog dijela Europe i vrednovanja uloge novih interkonektivnih vodova, kandidata za izgradnju. Na osnovi rezultata studije izdvojiti će se nekoliko novih interkonektivnih vodova na prostoru jugoistočne Europe sa značenjem za čitavu regiju. U studiji je promatran samo tehnički aspekt izgradnje novih vodova kroz analizu stacionarnih stanja i mogućnosti razmjena i tranzita električne energije. Ekonomska analiza uloge novih vodova, kao i studija stabilnosti, sljedeći su koraci čije se izvršenje očekuje.

Ključne riječi: planiranje razvoja prijenosne mreže, jugoistočna Europa, programski paket PSS/E, novi interkonektivni vodovi, analize stacionarnih stanja, mogućnosti razmjena i tranzita električne energije.

1. UVOD

Projekt regionalnog planiranja prijenosne mreže jugoistočne Europe započeo je u ožujku 2001. godine pod pokroviteljstvom USAID-a. Voditelj projekta je američka kompanija CMS Energy, a korištena je infrastruktura SECI (Southeast European Cooperative Initiative) projekta "SECI project group on development of interconnection of electric power systems of SECI countries for better integration to European system".

U okviru spomenutog SECI projekta identificirano je pet regionalnih prioriteta u pogledu eksploatacije i planiranja razvoja elektroenergetskih sustava, a jedan od njih je bio i regionalno planiranje prijenosne mreže.

U projekt regionalnog planiranja prijenosne mreže aktivno su uključene Hrvatska, Bosna i Hercegovina, Srbija, Crna Gora, Makedonija, Albanija, Rumunjska, Bugarska i Turska, dok Slovenija, Mađarska i Grčka sudjeluju kao promatrači i po potrebi osiguravaju podatke potrebne za izvođenje studije. Studija čiji se rezultati opisuju u ovom članku djelo je zajedničkog rada CMS Energy, ECM Skopje (Elektrostopanstvo na Makedonija), EKC Beograd (Elektroenergetski koordinacioni centar), NEK Sofia (Natsionalna electricheska kompania EAD), ZEKC Sarajevo (Zajednički elektroenergetski koordinacijski centar) i EIHP Zagreb (Energetski institut "Hrvoje Požar"). Više o spomenutom projektu može se naći u lit. [1] i [2].

Studija regionalnog planiranja prijenosne mreže u trenutku pisanja ovog članka još uvijek nije publicirana. Njeno objavljivanje se očekuje do kraja 2002. godine.

2. PODLOGE ZA IZVOĐENJE STUDIJE

2.1. Regionalni model prijenosne mreže

Krajem 2001. godine oformljen je regionalni model prijenosne mreže jugoistočne Europe u formatu za programski paket PSS/E. Sve zemlje sudionice projekta dostavile su model svojeg sustava prema službeno usvojenim planovima za 2005. godinu. Model se sastoji od 400 kV i 220 kV mreža svih zemalja promatranog dijela Europe (Slovenija, Mađarska, Hrvatska, Bosna i Hercegovina, Srbija, Crna Gora, Makedonija, Albanija, zapadna Ukrajna, Rumunjska, Bugarska, Turska i Grčka), 150 kV mreža Turske i Grčke, te ekvivalenta ostatka UCTE. Zajednički model je oformljen na osnovi nekoliko pretpostavki:

- svi sustavi su uravnoteženi (uzimajući u obzir i dugoročne ugovore o razmjeni električne energije, npr. Bugarska > Turska, Slovačka, Ukrajina > Mađarska),
- elektrane su angažirane prema uobičajenoj dispečerskoj praksi, promatra se stanje normalne hidrologije,
- opterećenje svakog sustava određeno je na osnovi službenih podataka, a raspoređeno na čvorove 400 kV i 220 kV mreže,
- TS 400/110 kV Ernestinovo i TS 400/220/110 kV Mostar su obnovljeni, a cjelokupna 400 kV mreža BiH je u funkciji,
- promatraju se dva osnovna režima rada: zimski maksimum, ljetni maksimum

- s obzirom na sinkroni rad Turske s UCTE promatra se dva režima: Turska radi sinkrono s UCTE, Turska odvojena od UCTE.

Razlog modeliranju zimskog i ljetnog maksimuma je činjenica da se u Grčkoj vršno opterećenje događa ljeti, te da je u Turskoj ljetni maksimum vrlo blizu zimskome (94 %). Proračuni i analize su detaljno izvršeni na modelu zimskoga maksimuma, dok su na modelu ljetnoga maksimuma izvršene u smanjenom opsegu. S obzirom na priključak Turske na UCTE analiziraju se dva stanja: turski sustav radi sinkrono s UCTE i turski sustav ne radi sinkrono s UCTE (u tijeku je početna faza pokretanja procedure primanja Turske u UCTE), budući da nije sigurno hoće li do razmatranog vremenskog presjeka (2005. godina) Turska zadovoljiti sve zahtjeve UCTE i početi raditi sinkrono s tom velikom interkonekcijom koje je i Hrvatska član.

Na osnovi svega opisanog zaključeno je da se oforme tri modela regionalne prijenosne mreže jugoistočne Europe za godinu 2005:

- zimski maksimum s Turskom unutar UCTE (winter peak with Turkey)
- zimski maksimum bez Turske unutar UCTE (winter peak without Turkey),

- ljetni maksimum s Turskom unutar UCTE (summer peak with Turkey).

Osnovne podatke o navedenim modelima prikazuje tablica 1. Tablica 2 prikazuje broj pojedinih elemenata sustava na formiranom modelu.

2.2. Novi interkonektivni vodovi – kandidati za izgradnju

Predstavnici svih zemalja kandidirali su 12 novih interkonektivnih vodova – kandidata za izgradnju, a čije bi se regionalno značenje ispitalo Studijom. Neki od kandidiranih vodova već se nalaze u fazi pripreme za izgradnju, dok su neki tek u fazi ideje. Ti vodovi su sljedeći:

1. DV 2x400kV Ernestinovo (Hrvatska) – Pecs (Mađarska)
2. DV 400kV Heviz (Mađarska) – Cirkovce (Slovenija)
3. DV 400kV Bekescaba (Mađarska) – Oradea (Rumunjska)
4. DV 400kV Podgorica (Jugoslavija) – Elbasan (Albanija)

Tablica 1. Veličine modela regionalne prijenosne mreže

<i>Model – zimski maksimum s Turskom</i>	
sabirnica	1720
elektrana	300
generatora	473
paralelni kondenzatori i prigušnice	8
tereti	890
podešene razmjene	5
vodovi	2595
transformatori	552
grane s malom impedancijom	227
<i>Model – zimski maksimum bez Turske</i>	
sabirnica	1500
elektrana	254
generatora	322
paralelni kondenzatori i prigušnice	8
tereti	775
podešene razmjene	4
vodovi	2160
transformatori	379
grane s malom impedancijom	227
<i>Model – ljetni maksimum s Turskom</i>	
sabirnica	1717
elektrana	299
generatora	474
paralelni kondenzatori i prigušnice	8
tereti	920
podešene razmjene	4
vodovi	2588
transformatori	552
grane s malom impedancijom	227

Tablica 2. Osnovni podaci o modeliranim sustavima na modelu regionalne prijenosne mreže

Zemlja	Proizvodnja (MW)			Opterećenje (MW)			Razmjena (MW)			Gubici (MW)		
	<i>m1*</i>	<i>m2*</i>	<i>m3*</i>	<i>m1*</i>	<i>m2*</i>	<i>m3*</i>	<i>m1*</i>	<i>m2*</i>	<i>m3*</i>	<i>m1*</i>	<i>m2*</i>	<i>m3*</i>
Albanija	1010	1009	904	984	984	882	0	0	0	25,7	25,5	21,8
Bugarska	7372	6623	3981	6604	6555	3255	700	0	701	67,5	68,2	25,0
BiH	1559	1560	886	1545	1545	879	0	0	1,8	13,5	13,6	5,1
UCTE ekv.	7080	7079	5717	6676	6676	5682	316	316	-17	87,9	87,9	51,8
Hrvatska	1379	1379	1030	1687	1687	1340	-316	-316	-316	8,8	8,8	5,4
Mađarska	3747	3748	1926	4235	4235	2505	-525	-525	-600	37,5	37,5	17,1
Grčka	8296	8297	10256	8057	8057	9933	0	0	1,4	239,2	239,6	321,8
Makedonija	440	440	374	438	438	372	0	0	0,4	1,9	1,9	1,3
Ukrajna	251	251	251	0	0	0	250	250	250	0,8	0,8	0,7
Rumunjska	5764	5765	4781	5624	5624	4680	0	0	0	139,9	141,2	100,9
Slovenija	1055	1055	1068	1050	1050	747	0	0	317	5	5	3,4
Turska	20033	/	19519	20547	/	20082	-700	/	-700	185,9	/	136,9
Jugoslavija	7230	7230	4451	7130	7130	4400	0	0	9,6	99,7	99,7	41,1
CENTREL	275	275	350	0	0	0	275	275	350	0,2	0,2	0,4
UKUPNO	65489	44710	55493	64575	43980	54756	0	0	0	913,6	730,0	732,8

m1 – model: zimski maksimum s Turskom

m2 – model: zimski maksimum bez Turske

m3 – model: ljetni maksimum s Turskom

5. DV 400kV S.Mitrovica (Jugoslavija) – Ugljevik (Bosna i Hercegovina)
6. DV 400kV Nis (Jugoslavija) – Skopje 5 (Makedonija)
7. DV 400kV Sombor (Jugoslavija) – Pecs (Mađarska)
8. DV 220kV Prizren (Jugoslavija) – Fierze (Albanija)
2
9. DV 400kV B.Luka (Bosna i Hercegovina) – Tumbri (Hrvatska)
10. DV 400kV Skopje (Makedonija) – Tirana (Albanija)
11. DV 400kV C.Mogila (Bugarska) – Stip (Makedonija)
12. DV 400kV Maritza East 3 (Bugarska)-Phillipi (Grčka)

Prostorni položaj kandidiranih vodova prikazan je na slici 1.

Osim što su kandidirale spomenute vodove za izgradnju, pojedine zemlje su u model regionalne prijenosne mreže uključile i neke nove interne i interkonektivne vodove koji su u podmakloj fazi pripreme ili izgradnje. To su:

1. DV 400 kV Arad (Rumunjska) – Oradea (Rumunjska)
2. DV 400kV Bitola (Makedonija) – Florina (Grčka)
3. DV 400kV Maritza East 3 (Bugarska) – Hamitabat (Turska)
4. DV 400kV Phillipi (Grčka) – Babaeski (Turska)

U Energetskom institutu “Hrvoje Požar” obavljani su proračuni koji se tiču tri kandidirana voda: Ernestinovo

– Pecs, Cirkovce – Heviz i Bekescaba – Oradea, dok su ostali kandidirani vodovi ispitani u ZEK, EKC i NEK.

2.3. Scenariji razmjene električne energije

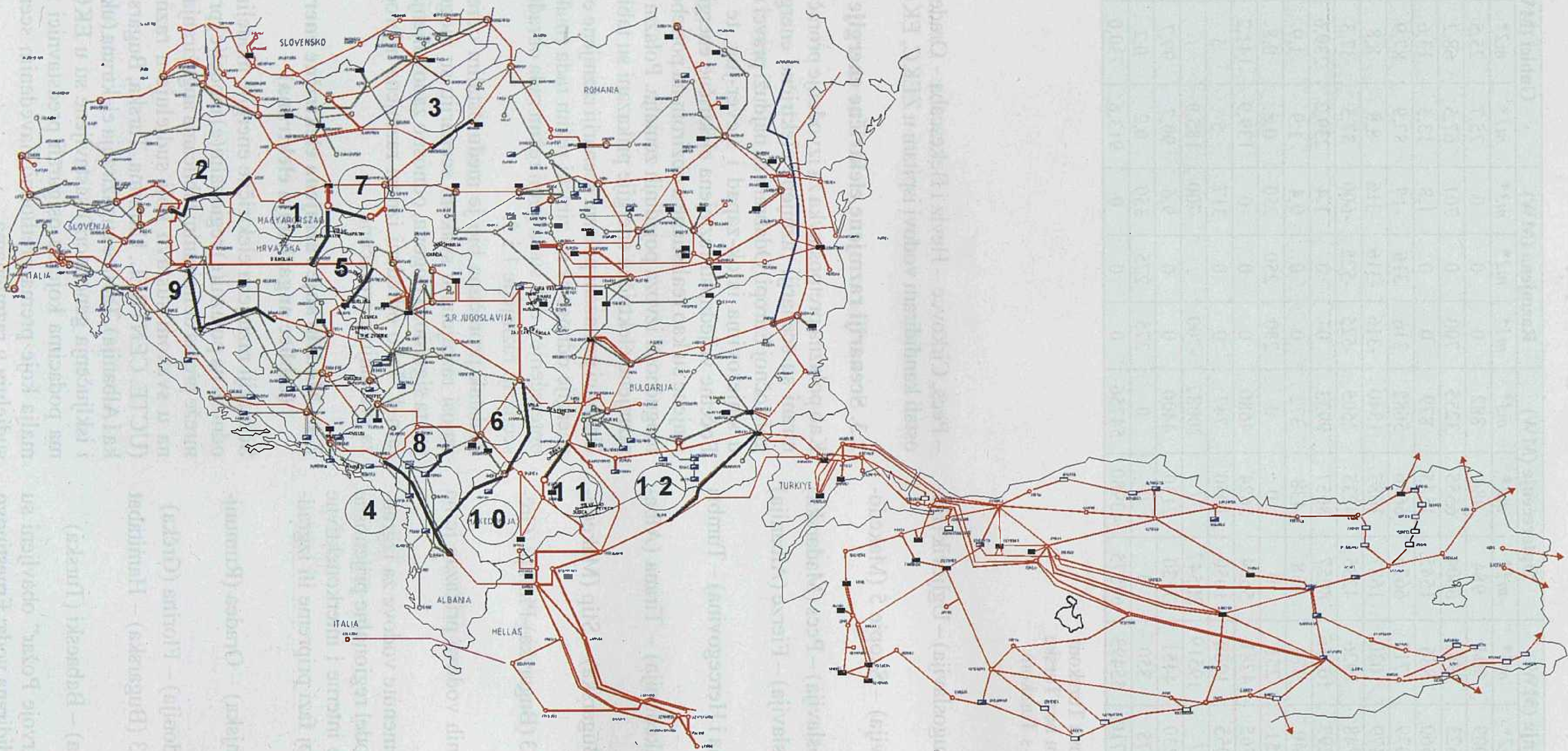
Kao polazna pretpostavka za izvođenje proračuna definirani su scenariji razmjene električne energije u jugoistočnoj Europi. Odabrani su najduži pravci razmjene u smjerovima istok-zapad i sjever-jug, te obratno. Početne vrijednosti razmjena električne energije procijenjene su kao realistične s obzirom na potrebe uvoza i mogućnosti izvoza pojedinih zemalja. Polazni scenariji razmjene električne energije prikazani su tablicom 3.

U tablici prikazani polazni scenariji razmjene električne energije odnose se na zimski režim rada (maksimalno opterećenje), dok su za ljetni režim rada obrađeni samo scenariji razmjene 1 i 5.

Zadatak proračuna bio je među ostalim odrediti koji iznosi razmjena u svakom scenariju su mogući s aspekta sigurnosti pogona, odnosno zadovoljenja kriterija *n-1*. Tako određeni iznosi razmjena mjerođavni su za sve daljnje proračune.

2.4. Modeliranje razmjena električne energije (tablice angažiranja elektrana)

Scenariji razmjena električne energije modelirani su u odnosu na polazni(e) regionalni(e) model(e) prijenosne mreže prema definiranim tablicama angažiranja elektrana u svakom sustavu koji sudjeluje u razmjenama (UCTE, CENTREL, Ukrajina, Turska, Bugarska, Grčka i Albanija). Tablice angažiranja elektrana (uključenja i isključenja generatora) sastavljene su u EKC-u prema podacima koje su osigurali predstavnici svih zemalja koje prema prethodno navedenim scenarijima sudjeluju u razmjenama.



Slika 1. Prostorni položaj novih interkonektivnih vodova – kandidata za izgradnju

Tablica 3. Polazni scenariji razmjene električne energije na prostoru jugoistočne Europe (zimski režim rada)

	UCTE	CENTREL*	Ukrajina	Turska	Rumunjska	Bugarska	Grčka	Albanija	Opaska
1	1500			- 1500					sa TUR
2	- 1500			1000			500		sa TUR
3	1200					- 200	- 700	- 300	bez TUR
4	- 1500				500	500	500		bez TUR
5		500	500	- 1000	500**		- 500		sa TUR
6		- 1500		1000		500			sa TUR
7		500	700			- 200	- 700	- 300	bez TUR
8		- 1500			500	500	500		bez TUR

+ izvoz – uvoz

*granica između Mađarske i sjevernijih zemalja CENTREL-a

** injekcija u čvoru Isaccea

U tablicama angažiranja elektrana nalaze se također i podaci o redosljedu isključenja/uključenja pojedinih generatora ukoliko maksimalne razmjene prema tablici 3 nisu ostvarive zbog nezadovoljenja n-1 kriterija, a s ciljem određivanja maksimalno dozvoljenih razmjena u pojedinim scenarijima. Za korak smanjivanja razmjena u odnosu na tablicu 3 odabran je korak od 100 MW. Primjer jedne takve tablice angažiranja elektrana za scenarij razmjene 7 (CENTREL + Ukrajina → Bugarska, Grčka, Albanija) nalazi se na kraju ovog poglavlja.

3. REZULTATI PRORAČUNA

3.1. Maksimalne razmjene (tranziti)

Maksimalno dozvoljene razmjene električne energije u svim scenarijima razmjene prikazanim u tablici 3, određene su na osnovi n-1 kriterija, odnosno prema principu da ugovorene razmjene/tranziti električne energije ne smiju ugroziti sigurnost pogona bilo kojeg sustava u slučaju neraspodivnosti jedne grane mreže.

Maksimalno dozvoljene razmjene/tranziti su određeni za sve scenarije razmjene električne energije pri zim-

Tablica 4. Tablica uključenja/isključenja generatora u scenariju razmjene 7

EES	Bilanca [MW]	Ime čvora	Povećanje
Ukrajina	POLAZNA RAZMJENA (+1200)	UMUKACH2	560
Ukrajina		UMUKACH1	140
Centrel		GABICK1	350
Centrel		LEVIC 1	150
EES	Bilanca [MW]	Ime čvora	Smanjenje za
Ukrajina	+ 1100	UMUKACH2	80
Ukrajina		UMUKACH1	20
Ukrajina	+ 1000	UMUKACH2	160
Ukrajina		UMUKACH1	40
Ukrajina	+ 900	UMUKACH2	160
Ukrajina		UMUKACH1	40
Centrel		GABICK1	70
Centrel		LEVIC 1	30
Ukrajina	+ 800	UMUKACH2	160
Ukrajina		UMUKACH1	40
Centrel		GABICK1	140
Centrel		LEVIC 1	60

Tablica 5. Tablica isključenja/uključenja generatora u scenariju razmjene 7

EES	Bilanca [MW]	Ime čvora	Smanjenje
Grčka	POLAZNA RAZMJENA (-1200)	KARACQOU-Italy DC	400
Grčka		FLORINA	300
Bugarska		NKOZ G5	205
Albanija		KOMG	300
EES	Bilanca [MW]	Ime čvora	Povećanje za
Grčka	-1100	KARACQOU-Italy DC	100
Grčka	-1000	KARACQOU-Italy DC	200
Grčka	-900	KARACQOU-Italy DC	200
Albanija		KOMG	100
Grčka	-800	KARACQOU-Italy DC	200
Bugarska		NKOZ G5	205

skom maksimumu 2005. godine (scenariji 1 i 5 za ljetni maksimum), na modelu bez novih interkonektivnih vodova, te na modelu s pojedinačno uključenim svim kandidiranim interkonektivnim vodovima (tablica 6).

U odnosu na tablicu 3 (polazne razmjene električne energije) dozvoljene razmjene su smanjene u scenarijima 1 (600 MW), 2 (700 MW), 3 (1000 MW), 4 (700 MW), 5 (1000 MW) i 7 (1000 MW) za zimski režim rada, te 1 (600 MW) i 5 (1200 MW) za ljetni režim rada. Iz tablice je vidljivo da niti jedan od kandidiranih interkonektivnih vodova značajnije ne povećava mak-

simalno dozvoljene razmjene električne energije (obojeni redovi u tablici) u odnosu na model bez tih vodova (neobojeni redovi). Uzrok tomu je činjenica da ispitivane razmjene električne energije ograničavaju preopterećenja internih grana u pojedinim sustavima, a ne postojeći interkonektivni vodovi. U žutoj koloni prikazanoj kraj svakog iznosa maksimalno dozvoljenog tranzita nalazi se oznaka događaja (ispad grane → preopterećenje u mreži) koji ograničava razmjenu na izračunatu vrijednost. Kritični događaji i grane koje ograničavaju razmjene/transit prikazane su u tablici 7, s istom oznakom kao i u prethodnoj tablici.

Tablica 6. Maksimalno dozvoljene razmjene/transiti električne energije

NOVI VOD	Maksimalne razmjene																			
	Zimski režim														Ljetni režim					
	UCTE >> TUR (W>>E)		TUR,GRE >> UCTE (E>>W)		UCTE >> BUL,GRE,ALB (W>>E)		BUL,GRE,ROM >> UCTE (E>>W)		CEN,UKR,ROM >> TUR,GRE (N>>S)		TUR,BUL >> CEN (S>>N)		CEN,UKR >> BUL,GRE,ALB (N>>S)		ROM,BUL,GRE >> CEN (S>>W)		UCTE >> TUR (W>>E)		TUR,GRE >> UCTE (E>>W)	
sc1	*	sc2	*	sc3	*	sc4	*	sc5	*	sc6	*	sc7	*	sc8	*	sc1	*	sc5	*	
DV 400kV Podgorica (YUG)-Elbasan (ALB)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV S.Mitrovica (YUG)-Ugljevik (B&H)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV Nis (YUG)-Skopje 5 (MKD)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV Sombor (YUG)-Pecs (HUN)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 220kV Prizren (YUG)-Fierze (ALB) 2	600	B	700	C	1000	E	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV B.Luka (B&H)-Tumbri (CRO)	600	B	700	C	1000	E	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 2x400kV Ernestinovo (CRO)-Pecs (HUN)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV Bekescaba (HUN)-Oradea (ROM)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV Heviz (HUN)-Cirkovce (SLO)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV Skopje (MKD)-Tirana (ALB)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV C.Mogila (BUL)-Stip (MKD)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
DV 400kV Maritza East 3 (BUL)-Phillipi (GRE)	600	B	700	C	1000	D	700	C	1000	B	1500	A	1000	E	1500	A	600	B	1200	B
bez novog voda																				
s novim vodom																				

* oznaka kritičnog događaja koji ograničava razmjenu (tablica 7)

Tablica 7. Kritični događaji i grane koje određuju maksimalno dozvoljene razmjene

Oznaka	Ispad grane	Preopterećenje grane
A	prema tablici polaznih razmjena	/
B	OHL 380kV Habipler-Unimrdg (TE M.Ereglisi)	OHL 380kV Ikitelli-Unimrdg (TE M.Ereglisi)
C	OHL 400kV Redipuglia-Divaca	DV 220 kV Padriciano-Divaca
D	OHL 220kV Pljevlja-Mojkovac	OHL 220kV Podgorica-HE Peručica
E	TR 400/220kV Sremska Mitrovica	OHL 220kV Srbobran-N. Sad

Interne grane koje ograničavaju razmjene u pojedinim scenarijima nalaze se u Turskoj, Srbiji i Crnoj Gori. Jedini interkonektivni vod koji ograničava razmjene u nekom scenariju (scenariji 1 i 4 – zimski režim, scenario 1 – ljetni režim) je 400 kV vod Redipuglia (Italija) – Divača (Slovenija). Maksimalno dozvoljeni tranziti u scenarijima razmjene u kojima ispad tog voda predstavlja kritičan događaj samo su približno određeni (700 MW – sc2, sc4), a za točniju analizu bilo bi nužno detaljno modelirati prijenosne mreže Italije, Austrije i Njemačke.

Izuzev kritičnih događaja i grana koje ograničavaju razmjene električne energije na području jugoistočne Europe prikazanih u tablici 7, detektirano je još nekoliko ograničenja koje su ili trajne naravi (pojavljuju se bez obzira na razmjene) ili se mogu otkloniti dispečerskim manipulacijama u sustavu (smanjenje angažmana pojedine elektrane). U prvu grupu spadaju ispadi vodova DV 220 kV Tirana-Rashb u Albaniji (preopterećenje grane 220 kV Elbasan-Fier), te 220 kV Bucuresti-Fundeni u Rumunjskoj (preopterećenje paralelnog voda). U drugu grupu spada 220 kV vod Bajina Bašta-Požega koji se u određenim scenarijima razmjena visoko opterećuje ili preopterećuje pri ispadi 400 kV vodova Đerdap-Bor, Bor-Niš, Kragujevac-Svetozarevo i Kragujevac-Kolubara. Ograničenja na tom vodu moguće je otkloniti smanjenjem angažmana RHE Bajina Bašta, pa ona nisu uzeta u obzir kao mjerodavna za određivanje maksimalno dozvoljenih razmjena.

Osim nabrojanih kritičnih događaja i preopterećenih grana, u scenarijima razmjene 2, 4, 6 i 8 detektirana su ograničenja u mađarskoj mreži, no ona nisu uzeta u obzir pri određivanju maksimalno dozvoljenih razmjena električne energije. Uzrok tome je ekvivalentirani model prijenosne mreže Mađarske koji je dostavljen od strane MVM-a, s objašnjenjem da je mreža ekvivalentirana radi predstavljanja 120 kV mreže koja nije u nadležnosti MVM-a. Zbog nemogućnosti detaljnije analize preopterećenja u ekvivalentiranoj mreži Mađarske (predstavnik MVM-a se nije jasno očitovao o detektiranim ograničenjima) odlučeno je da se ona neće uzeti u obzir pri određivanju maksimalno dozvoljenih razmjena.

Važno je napomenuti da u prijenosnoj mreži Hrvatske nisu detektirani kritični ispadi/grane u bilo kojem ispitivanom scenariju razmjene električne energije na području jugoistočne Europe.

3.2. Tokovi snaga

Za sva tri osnovna slučaja (zimski maksimum s Turskom, zimski maksimum bez Turske, ljetni maksimum s Turskom), te za svaki definirani scenarij razmjene električne energije s razmjenama u iznosima maksimalnih dozvoljenih vrijednosti (tablica 6), određeni su tokovi snaga na svim postojećim interkonektivnim vodovima bez ijednog novog kandidata za izgradnju uključenim u model, te s pojedinačno svakim od kandidata za izgradnju. Dobiveni rezultati omogućavaju nam da procijenimo utjecaj svih kandidiranih novih interkonektivnih vodova na opterećenja postojećih u normalnom režimu rada (raspoložive sve grane mreže). Primjer tokova snaga u scenariju razmjene 8 (Bugarska 500 MW + Rumunjska 500 MW + Grčka 500 MW → CENTREL 1500 MW), a ovisno o izgradnji novog DV 2x400 kV Ernestinovo-Pecs, prikazan je u tablici 8.

Iz tablice 8 je vidljivo da u scenariju razmjene u kojem se iz Bugarske, Grčke i Rumunjske izvozi po 500 MW (ukupno 1500 MW) u zemlje CENTREL-a (izuzev Mađarske) vod 2x400 kV Ernestinovo-Pecs na sebe preuzima 380 MW/-144 Mvar, pri čemu rasterećuje vodove Konjsko-Mostar, Divača-Melina, Heviz-Žerjavinec, Arad-Sandorfalva i Subotica-Sandorfalva, a dodatno opterećuje vodove Tantareni-Kozloduj, Ernestinovo-Ugljevik, Podgorica-Trebinje, Ernestinovo-S. Mitrovica i Dubrovo-Thessaloniki.

Opterećenja voda 2x400 kV Ernestinovo-Pecs za sve ispitane scenarije razmjene električne energije prikazana su u tablici 9.

U odnosu na druge interkonektivne vodove – kandidate za izgradnju, DV 2x400 kV Ernestinovo-Pecs najopterećeniji je u scenarijima razmjena 6,7,8 (zimski maksimum) i 5 (ljetni maksimum), i općenito je jedan od najopterećenijih novih interkonektivnih vodova u ispitivanim scenarijima razmjena. Od ostalih kandidata za izgradnju, relativno gledajući, visoko su opterećeni još i 400 kV vodovi Sombor-Pecs i Heviz-Cirkovce.

3.3. Gubici radne snage

Za sva tri osnovna slučaja, te za svaki definirani scenarij razmjene električne energije s razmjenama u iznosima maksimalnih dozvoljenih vrijednosti, određeni su gubici radne snage na modelu bez ijednog novog

Tablica 8. Tokovi snaga postojećim interkonektivnim vodovima u scenariju razmjene 8 (Bugarska 500 MW, Rumunjska 500 MW, Grčka 500 MW → CENTREL 1500 MW), ovisno o izgradnji DV 2x400 kV Ernestinovo – Pecs

Postojeći interkonektivni vodovi i kandidat za izgradnju		Bez novog voda	S novim vodom	Promjena radne snage
		(MW/Mvar)	(MW/Mvar)	(%)
1	DV 400kV Kardia (GRE) – Elbasan (ALB)	235 / 70	240 / 70	2
2	DV 400kV Tantareni (ROM) – Kozloduj (BUL) 1	27 / -43	38 / -41	41
3	DV 400kV Tantareni (ROM) – Kozloduj (BUL) 2	27 / -43	38 / -41	41
4	DV 400kV Nis (YUG) – Sofija west (BUL)	-467 / -35	-487 / -34	4
5	DV 400kV Thessaloniki (GRE) – Blagoevgrad (BUL)	150 / -8	138 / -7	-8
6	DV 400kV Ernestinovo (CRO) – Ugljevik (B&H)	-254 / 68	-370 / 135	46
7	DV 400kV Podgorica (YUG) – Trebinje (B&H)	55 / -14	66 / -17	20
8	DV 400kV Konjsko (CRO) – Mostar (B&H)	-68 / 44	-37 / 44	-46
9	DV 400kV Divaca (SLO) – Meline (CRO)	-191 / 39	-171 / 33	-10
10	DV 400kV Krsko (SLO) – Tumbri (CRO) 1	192 / -44	201 / -50	5
11	DV 400kV Krsko (SLO) – Tumbri (CRO) 2	192 / -44	201 / -50	5
12	DV 400kV Heviz (HUN) – Zerjavinec (CRO)	-457 / 52	-313 / 24	-32
13	DV 400kV S.Mitrovica (YUG) – Ernestinovo (CRO)	256 / -12	382 / -58	49
14	DV 400kV Bitola (MKD) – Florina (GRE)	-104 / 4	-105 / 4	1
15	DV 400kV Dubrovo (MKD) – Thessaloniki (GRE)	-13 / -7	-15 / -7	15
16	DV 400kV Arad (ROM) – Sandorfalva (HUN)	433 / -10	385 / -4	-11
17	DV 400kV Subotica (YUG) – Sandorfalva (HUN)	367 / -162	227 / -136	-38
18	DV 400kV Kosovo B (YUG) – Skopje 5 (MKD)	-96 / 29	-98 / 29	2
19	DV 400kV Djerdap (YUG) – P.D.Fier (ROM)	-243 / -84	-265 / -86	9
20	DV 400 kV Varna (BUL) – Isaccea (ROM)	236 / -47	228 / -47	-3
21	DV 2x400kV Ernestinovo (HR) – Pecs (HUN) 1	/	190 / -72	/
22	DV 2x400kV Ernestinovo (HR) – Pecs (HUN) 2	/	190 / -72	/

kandidata za izgradnju, te s pojedinačno svakim od kandidata za izgradnju. Gubici radne snage u svim ispitivanim slučajevima određeni su kako za regiju u cjelini, tako i za pojedine zemlje. Tablica 10 prikazuje gubitke radne snage u regiji i svakoj pojedinačnoj zemlji, za sve ispitivane scenarije razmjene, a bez ijednog kandidata za izgradnju u pogonu.

Ukoliko promatramo samo EES Hrvatske (400 i 220 kV mreže na modelu) najveći gubici radne snage pojavljuju se u scenariju razmjene 3 (UCTE 1000 MW → Grčka 500 MW + Bugarska 200 MW + Albanija 300

MW), a iznose 19.8 MW, što je povećanje od 125 % u odnosu na odgovarajući osnovni slučaj (8.8 MW na modelu u zimskom maksimumu bez Turske). Tablica 11 prikazuje utjecaj voda Ernestinovo-Pecs na gubitke radne snage u svakoj promatranoj zemlji za taj scenarij.

Iz tablice je vidljiv utjecaj DV 2x400 kV Ernestinovo-Pecs na gubitke radne snage u promatranom pogonskom stanju. Gubici u EES Hrvatske smanjuju se za 10 % u odnosu na konfiguraciju bez razmatranog voda. Gubici radne snage smanjuju se još i u BiH (2.3 %),

Tablica 9. Tokovi radne snage DV 2x400 kV Ernestinovo – Pecs za ispitane scenarije razmjene električne energije

Scenario razmjene	Iznos razmjene (MW)	Opterećenje voda Ernestinovo-Pecs (MW)
Osnovni zimski režim s Turskom	-	34
Osnovni zimski režim bez Turske	-	34
1: UCTE › TUR	600	122
2: TUR › UCTE	700	84
3: UCTE › BUL, GRE, ALB	1000	216
4: ROM, BUL, GRE › UCTE	700	80
5: CENTREL, BI, ROM › TUR, GRE	1000	240
6: TUR, BUL › CENTREL	1500	408
7: CENTREL, BI › BUL, GRE, ALB	1000	360
8: ROM, BUL, GRE › CENTREL	1500	380
Osnovni ljetni režim s Turskom	-	70
1: UCTE › TUR	600	164
5: CENTREL, BI, ROM › TUR, GRE	1200	318

Tablica 10. Gubici radne snage u jugoistočnoj Europi i svakoj pojedinoj zemlji za ispitane scenarije razmjene električne energije (bez novih interkonektivnih vodova)

Zemlja	GUBICI RADNE SNAGE (MW)												
	ZIMSKI REZIM										LJETNI REZIM		
	OSNOVNI SLUČAJ (s Turskom)	OSNOVNI SLUČAJ (bez Turske)	UCTE >> TUR	TUR,GRE >> UCTE	UCTE >> BUL,GRE,ALB	BUL,GRE,ROM >> UCTE	CEN,UKR,ROM >> TUR,GRE	TUR,BUL >> CEN	CEN,UKR >> BUL,GRE,ALB	ROM,BUL,GRE >> CEN	OSNOVNI SLUČAJ (s Turskom)	UCTE >> TUR	CEN,UKR,ROM >> TUR,GRE
		sc1	sc2	sc3	sc4	sc5	sc6	sc7	sc8		sc1	sc5	
Albanija	25,7	25,5	27,8	24,2	24,7	24,3	29,2	24,4	24,3	24,2	21,8	23,3	25,5
Bugarska	67,5	68,2	74,5	69,4	69,6	70,1	75,2	83,8	70	73,2	25	32,6	37,6
Bosna i Hercegovina	13,6	13,6	14,6	16,3	17,6	16,4	13,9	20,3	15,6	20,3	5,1	7,1	7,3
UCTE ekv.	87,9	87,9	109,4	111,6	110,4	110,5	86,4	101,9	86,6	101,6	51,8	72,8	51,1
Hrvatska	8,8	8,8	14,4	10,3	19,8	10	10	18,6	12,6	17,6	5,4	10,9	8,3
Mađarska	37,5	37,5	40,1	44,7	45,1	44,5	49,9	74,8	64,8	75,7	17,1	19,1	26,6
Grčka	239,2	239,6	241,7	236,1	244	243,9	240,6	243,1	244,4	240,3	321,8	326,3	325,4
Makedonija	1,9	1,9	2,2	2,6	2,8	2,7	2,8	3	2,8	3,9	1,3	2,1	3,6
Rumunjska	139,9	141,2	141,9	144,3	140,3	141,6	127,7	164,2	140,1	157,9	100,9	106,7	95,3
Slovenija	5	5	6,7	6,2	8,3	6,1	5,1	5,7	5,3	5,7	3,4	4,8	3,6
Turska	185,9	/	180,7	194,5	/	/	184,3	213,9	/	/	136,9	148,8	146,4
Jugoslavija	99,7	99,7	102,3	108,6	112,3	108,7	103,9	137,8	110,7	134,1	41,1	42,6	47,7
UKUPNO	913,6	730	957,3	969,8	796	779,6	933,3	1096,1	786,3	859	732,8	798,1	783,4

Mađarskoj (6.2 %) i Sloveniji (3.6 %), dok se u Jugoslaviji povećavaju za 1.4 %. Vod Ernestinovo-Pecs najviše smanjuje gubitke radne snage pri zimskom maksimumu (u odnosu na osnovni slučaj bez razmjena) u scenariju 7 (CENTREL 500 MW + Ukrajina 500 MW → Grčka 500 MW + Bugarska 200 MW + Albanija 300 MW). U tom scenariju razmjene električne energije, izgradnjom DV 2x400 kV Ernestinovo-Pecs, gubici radne snage se smanjuju za 22.2 % u odnosu na odgovarajući osnovni slučaj (zimski maksimum bez Turske). Tablica 12 prikazuje utjecaj svih kandidiranih interkonektivnih vodova na gubitke radne snage u EES Hrvatske.

Sumarno najveći utjecaj na smanjenje gubitaka u EES Hrvatske ima vod Ernestinovo-Pecs. Nakon njega gubitke u EES Hrvatske najviše smanjuju DV 400 kV Heviz – Cirkovce i DV 400 kV B. Luka – Tumbri. Gu-

bitke u EES Hrvatske povećavaju DV 400 kV Podgorica – Elbasan i DV 400 kV Skopje – Tirana.

3.4. Sigurnost pogona

Sigurnost pogona ispitana je preko n-1 kriterija (u slučaju ispada bilo koje grane mreže opterećenja svih preostalih grana i naponske prilike u svim čvorištima mreže moraju ostati unutar dozvoljenih granica). Na osnovi spomenutog kriterija određene su vrijednosti maksimalno dozvoljenih razmjena električne energije u svim ispitivanim scenarijima razmjene (tablica 6). Uz tako određene vrijednosti razmjena ne pojavljuju se nikakva preopterećenja na modelu, izuzev onih spomenutih u poglavlju 3.1 (preopterećenja u Albaniji i Rumunjskoj neovisna o razmjenama). Ispitan je također utjecaj svih novih interkonektivnih vodova – kandidata za izgradnju, na zadovoljenje n-1 kriterija pri maksimalno doz-

Tablica 11. Gubici radne snage u jugoistočnoj Europi i svakoj pojedinoj zemlji za scenarij razmjene 3 na modelu s DV 2x400 kV Ernestinovo-Pecs

scenario 3: UCTE (1000 MW) >> GRE (500 MW) + BUL (200 MW) + ALB (300 MW)			
Zemlja	Gubici radne snage (MW)		
	Bez novog voda (MW)	S novim vodom (MW)	Promjena (%)
Albanija	24,7	24,9	0,8
Bugarska	69,6	69,4	-0,3
BIH	17,6	17,2	-2,3
UCTE ekv.	110,4	111,1	0,6
Hrvatska	19,8	17,8	-10,1
Mađarska	45,1	42,3	-6,2
Grčka	244	244	0,0
Makedonija	2,8	2,8	0,0
Rumunjska	140,3	140,8	0,4
Slovenija	8,3	8	-3,6
Jugoslavija	112,3	113,9	1,4
UKUPNO	796	793,7	-0,3

Tablica 12. Promjena gubitaka radne snage u EES Hrvatske za sve scenarije razmjene električne energije ovisno o izgradnji novih interkonektivnih vodova na području jugoistočne Europe

Kandidat	Promjena gubitaka radne snage u EES Hrvatske (%)												
	Zimski režim										Ljetni režim		
	OSNOVNI SLUČAJ (s Turskom)	OSNOVNI SLUČAJ (bez Turske)	UCTE >> TUR	TUR, GRE >> UCTE	UCTE >> BUL, GRE, ALB	BUL, GRE, ROM >> UCTE	CEN, UKR, ROM >> TUR, GRE	TUR, BUL >> CEN	CEN, UKR >> BUL, GRE, ALB	ROM, BUL, GRE >> CEN	OSNOVNI SLUČAJ (s Turskom)	UCTE >> TUR	CEN, UKR, ROM >> TUR, GRE
		sc1	sc2	sc3	sc4	sc5	sc6	sc7	sc8		sc1	sc5	
DV 400kV Podgorica (YUG) – Elbasan (ALB)	0,0	0,0	0,7	0,0	0,5	0,9	1,0	1,6	3,5	1,7	0,0	2,8	2,4
DV 400kV S.Mitrovica (YUG) – Ugljevik (B&H)	0,5	0,0	0,0	-1,0	0,0	0,0	-1,0	1,6	0,9	1,1	-1,9	0,0	-1,2
DV 400kV Nis (YUG) – Skopje 5 (MKD)	0,0	0,0	0,0	1,0	-0,5	0,0	0,0	-0,5	-0,9	-0,6	0,0	0,0	-1,2
DV 400kV Sombor (YUG) – Pecs (HUN)	1,1	2,3	-3,5	2,0	-6,5	1,9	-5,0	-4,3	-6,0	-4,0	0,0	-5,6	-9,6
DV 220kV Prizren (YUG) – Fierze (ALB) 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	-0,5	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
DV 400kV B.Luka (B&H) – Tumbri (CRO)	0,0	0,0	0,0	-2,0	-21,2	-1,0	1,0	-4,3	-18,1	-3,4	-3,7	-19,3	-14,3
DV 2x400kV Ernestinovo (CRO) – Pecs (HUN)	0,0	0,0	-4,9	-2,9	-10,1	-3,0	-13,0	-17,2	-22,2	-17,0	-1,9	-11,0	-24,1
DV 400kV Bekescaba (HUN) – Oradea (ROM)	1,1	1,1	-1,4	0,0	-2,5	0,0	-2,0	-2,7	-2,4	-4,0	0,0	-1,8	-2,4
DV 400kV Heviz (HUN) – Cirkovce (SLO)	-11,4	-11,4	-20,8	-1,0	-17,2	-1,0	-6,0	-8,1	-3,2	-9,1	-7,4	-16,5	0,0
DV 400kV Skopje (MKD) – Tirana (ALB)	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	2,8	1,6	1,0	1,0	0,0	3,0	2,4
DV 400kV C.Mogila (BUL) – Stip (MKD)	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,0	1,0	0,0	0,0	-2,0	-1,0	0,0	0,0	-1,2
DV 400kV Maritza East 3 (BUL) – Phillipi (GRE)	0,0	0,0	0,0	1,0	-1,0	1,0	0,0	0,5	-2,0	0,0	0,0	-1,0	-1,2

voljenim razmjenama. Tablica 13 prikazuje utjecaj voda Ernestinovo-Pecs na opterećenja pojedinih grana pri “kritičnim” događajima u scenariju razmjene 7 (CENTREL 500 MW + Ukrajina 600 MW → Grčka 600 MW + Bugarska 200 MW + Albanija 300 MW). Zabilježeni su samo oni ispadi kod kojih se pojedine grane opterećuju više od 90 % u odnosu na njihovu termičku granicu/prividnu snagu. To je jedini scenarij u kojemu vod Ernestinovo-Pecs povećava maksimalno dozvoljenu razmjenu za 100 MW, budući da smanjuje opterećenje “kritične” grane 220 kV DV Srbobran–N. Sad pri ispadu transformatora 400/220 kV u S. Mitrovici. Utjecaj izgradnje voda Ernestinovo-Pecs nije toliko izražen budući da smanjenje opterećenja kritične grane iznosi samo 2 % u odnosu na njenu termičku granicu. Utjecaj ostalih kandidata za izgradnju u svim scenarijima razmjene također je vrlo ograničen, a uzrok tomu su interna ograničenja u pojedinim zemljama koje novi interkonektivni vodovi ne otklanjaju.

3.5. Faktori udjela u razmjenama

Faktori udjela u razmjenama definirani su kao razlika između tokova snaga pojedinim novim interkonektivnim vodovima – kandidatima za izgradnju, u određenim scenarijima razmjena i tokova snaga u odgovarajućem osnovnom slučaju bez razmjena, a u odnosu na ispitivane iznose razmjena.

$$pf = \frac{P(MW)_{u \text{ scenariju razmjene}} - P(MW)_{u \text{ osnovnom slučaju}}}{P_{raz}(MW)} * 100\%$$

gdje su:

pf – faktor udjela u razmjeni (participation factor)

$P(MW)_{u \text{ scenariju razmjene}}$ – tok snage promatranim interkonektivnim vodom

u određenom scenariju razmjene električne energije

$P(MW)_{u \text{ osnovnom slučaju}}$ – tok snage promatranim interkonektivnim vodom u odgovarajućem osnovnom slučaju (base case)

$P_{raz}(MW)$ – ukupna snaga razmjene

Faktori udjela u razmjenama nam daju informaciju kako se pojedini novi interkonektivni vod “uklapa” u konfiguraciju mreže za određeni pravac razmjene električne energije. Što je faktor udjela za određeni scenarij razmjene veći, to vod koji se promatra na sebe preuzima više snage koja se razmjenjuje na ispitivanom pravcu. Faktor udjela za pojedini scenarij razmjene najviše je ovisan o pravcu razmjene, a vrlo malo je ovisan o iznosu razmjena i odgovarajućem osnovnom slučaju (base case). Očito je da će pojedini ispitivani interkonektivni vod imati vrlo različite faktore udjela u razmjenama za različite scenarije razmjena. Faktor udjela je definiran da bi se sagledalo značenje pojedinih novih interkonektivnih vodova u ispitivanim scenarijima razmjena električne energije na području jugoistočne Europe.

Kako je prikazano u tablici 15, vod Ernestinovo-Pecs ima najveći faktor udjela od svih kandidiranih interkonektivnih vodova u scenarijima razmjena 5,6,7,8 (zimski režim) i 5 (ljetni režim). Ukoliko sve scenarije razmjene smatramo jednako vjerojatnim, moguće je definirati prosječni faktor udjela u razmjenama (tablica 14, stupac “PROSJEK”). Najveći prosječni faktor udjela u razmjenama električne energije ima DV 2x400 kV Ernestinovo-Pecs (21.3 %). Iza njega slijede Sombor-Pecs (15.5 %) i Podgorica-Elbasan (14.5 %).

Tablica 13. Rezultati ispitivanja n-1 kriterija za scenarij razmjene 7 u iznosu od 1100 MW, na konfiguraciji mreže s novim vodom Ernestinovo-Pecs

Dogadaj/ispad	Grana/čvor	Bez novog voda Opterećenja i naponi			S novim vodom Opterećenja i naponi		
		MW	%	kV	MW	%	kV
BASE CASE	OHL 220 kV OBR A2 – TENTA3	281	91		281	91	
	OHL 220 kV OBR A2 – TENTA3	281	91		281	91	
OHL 220 kV TIR22 – RASHB22	OHL 220 kV ELB122 – FIER22	301	122		301	123	
	SS 220 kV RASHB22			194			193
OHL 400 kV MFZSO 4 – SAJI 4	SS 400 kV MSAJI 4			459			459
OHL 220 kV BUC S A – FUNDENI	OHL 220 kV BUC S B – FUNDENI	367	112		368	112	
OHL 220 kV BUC S B – FUNDENI	OHL 220 kV BUC S A – FUNDENI	368	112		369	112	
TR 400/220 kV URECHEST	SS 220 kV URECHEST			194			195
TR 400/220 kV ROSIORI	SS 400 kV ROSIORI			421			422
	SS 220 kV ROSIORI			192			192
	SS 220 kV BAIA M			191			191
	SS 220 kV VETIS			188			188
OHL 400 kV DJERDA – BOR 24	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	347	96		345	96	
OHL 400 kV BOR 24 – NIS 24	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	339	94		337	93	
OHL 400 kV NIS 24 – SVET44	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	331	91		330	91	
OHL 400 kV KRAG24 – SVET44	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	346	96		344	95	
OHL 400 kV KRAG24 – KOLUB4	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	368	102		367	102	
	SS 220 kV LESK22			194			194
OHL 220 kV KOSOV2 – KRUS12	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	335	95		333	94	
	SS 220 kV LESK22			194			194
	SS 220 kV KRUS12			192			192
OHL 220 kV CACA32 – POZEGA2	OHL 220 kV *KRAL32 – POZEGA2				255	91	
OHL 220 kV RPBBASTA – VALJ32	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	335	92		334	91	
OHL 220 kV SRB 22 – NSA 32	SS 220 kV SRB 22			189			191
OHL 220 kV NSA 32 – ZREN22	SS 220 kV ZREN22			187			187
OHL 220 kV PLJEVLJA – MOJKO(O)	OHL 220 kV *PODGORI – HEPERUCI	253	96		259	99	
OHL 220 kV PODGORII – HEPERUCI	SS 220 kV HEPERUCI			245			246
OHL 220 kV PODGORII – MOJKO(O)	OHL 220 kV *PODGORI – HEPERUCI				240	90	
OHL 400 kV PLEVLJA2 – RPRIBARE	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	329	91		328	90	
TR 220/400 kV SMIT22	OHL 220 kV *SRB 22 – NSA 32	275	101		272	99	
	SS 220 kV SMIT22			192			192
OHL 400 kV ELB2 – KARDIA K	SS 400 kV ELB2400			344			345
OHL 400 kV RP TREB – PODGORII	OHL 220 kV *PODGORI – HEPERUCI	238	90		247	93	
OHL 400 kV PEC 34 – RPRIBARE	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	334	92		334	92	
OHL 400 kV MSAFA 4 – ARAD	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	331	91		327	90	
OHL 220 kV RP TREB – HEPERUCI	OHL 220 kV *PLJEVLJ – MOJKO(O)				245	91	
OHL 220 kV RPBBASTA – PLJEVLJA	OHL 220 kV *POZEGA2 – RPBBASTA	332	92		330	91	

4. ZAKLJUČAK

U sklopu SECI inicijative, a sponzoriran od USAID, pokrenut je projekt regionalnog planiranja prijenosne mreže. U sklopu projekta formiran je regionalni model prijenosne mreže jugoistočne Europe u formatu programskog paketa PSS/E. Na osnovi dogovorenih scenarija razmjene električne energije na području jugoistočne Europe, izvršeni su proračuni tokova snaga na regionalnom modelu prijenosne mreže, te je ispitan utjecaj novih interkonektivnih vodova kandidiranih za izgradnju. Promatrani su sljedeći tehnički aspekti izgradnje tih vodova: tokovi snaga pri raspoloživosti svih grana mreže, gubici radne snage, sigurnost pogona (n-1 kriterij), maksimalno dozvoljene razmjene električne energije za pojedine scenarije i faktori udjela pojedinih vodova u svim scenarijima razmjene električne energije. Proračuni su izvršeni za tri osnovna stanja sustava: zimski maksimum s Turskom u sinkronom pogonu s UCTE, zimski maksimum bez Turske, i ljetni maksimum s Turskom u sinkronom pogonu s UCTE. Na osnovi rezultata svih proračuna možemo preliminarno zaključiti da je s tehničkog aspekta interkonektivni vod 2x400 kV Ernestinovo-Pecs jedan od najznačajnijih novih vodova za regiju jugoistočne Europe. Njegovo regionalno značenje prvenstveno se očituje u visokim faktorima udjela u pojedinim scenarijima razmjene električne energije na području jugoistočne Europe, te u značajnom smanjenju gubitaka radne snage promatrajući regiju u cjelini, a posebno u elektroenergetskom sustavu Hrvatske.

nih vodova u svim scenarijima razmjene električne energije. Proračuni su izvršeni za tri osnovna stanja sustava: zimski maksimum s Turskom u sinkronom pogonu s UCTE, zimski maksimum bez Turske, i ljetni maksimum s Turskom u sinkronom pogonu s UCTE. Na osnovi rezultata svih proračuna možemo preliminarno zaključiti da je s tehničkog aspekta interkonektivni vod 2x400 kV Ernestinovo-Pecs jedan od najznačajnijih novih vodova za regiju jugoistočne Europe. Njegovo regionalno značenje prvenstveno se očituje u visokim faktorima udjela u pojedinim scenarijima razmjene električne energije na području jugoistočne Europe, te u značajnom smanjenju gubitaka radne snage promatrajući regiju u cjelini, a posebno u elektroenergetskom sustavu Hrvatske.

Tablica 14. – Faktori udjela u razmjenama

	Faktori učešća u razmjenama (%)										PROSJEK
	Zimski režim								Ljetni režim		
	sc1	sc2	sc3	sc4	sc5	sc6	sc7	sc8	sc1	sc5	
	UCTE >> TUR	TUR,GRE >> UCTE	UCTE >> BUL,GRE, ALB	BUL,GRE, ROM >> UCTE	CEN,UKR, ROM >> TUR,GRE	TUR,BUL >> CEN	CEN,UKR >> BUL,GRE, ALB	ROM,BUL,GRE >> CEN	UCTE >> TUR	TUR,GRE >> UCTE	
INTERKONEKTIVNI VOD	600	700	1000	700	1000	1500	900	1500	600	1200	
DV 400kV Podgorica (YUG) – Elbasan (ALB)	13,3	15,1	19,4	15,3	10,9	10,9	17,2	11,0	19,8	11,7	14,5
DV 400kV S.Mitrovica (YUG) – Ugljevik (B&H)	11,7	18,6	8,0	12,6	1,1	6,1	1,7	6,1	9,8	0,8	7,6
DV 400kV Nis (YUG) – Skopje 5 (MKD)	4,2	8,0	14,7	5,6	12,0	3,1	15,2	4,9	7,2	13,1	8,8
DV 400kV Sombor (YUG) – Pecs (HUN)	15,2	16,0	15,2	18,7	10,4	19,3	17,1	19,1	14,5	10,0	15,5
DV 220kV Prizren (YUG) – Fierze (ALB) 2	0,3	0,0	5,2	0,1	0,6	0,4	5,8	0,0	0,0	0,8	1,3
DV 400kV B.Luka (B&H) – Tumbri (CRO)	14,5	14,3	14,3	13,9	5,4	9,5	10,0	9,1	15,7	6,0	11,3
DV 2x400kV Ernestinovo (CRO) – Pecs (HUN)	14,7	16,9	18,2	16,3	20,6	29,5	32,6	27,6	15,7	20,7	21,3
DV 400kV Bekescaba (HUN) – Oradea (ROM)	11,5	11,4	9,9	11,7	7,9	14,7	14,2	16,2	12,0	7,8	11,7
DV 400kV Heviz (HUN) – Cirkovec (SLO)	12,5	8,3	7,1	33,6	7,1	9,4	11,8	8,9	12,2	6,8	11,8
DV 400kV Skopje (MKD) – Tirana (ALB)	7,3	18,6	2,9	6,7	4,5	5,9	1,9	5,0	7,2	3,8	6,4
DV 400kV C.Mogila (BUL) – Stip (MKD)	0,8	5,7	13,1	3,9	10,7	1,3	15,6	3,0	2,2	9,0	6,5
DV 400kV Maritza East 3 (BUL) – Phillipi (GRE)	7,8	1,3	11,6	5,7	5,3	6,6	13,8	4,0	8,7	5,3	7,0

Tablica 15. – Vodovi s najvećim faktorima udjela u razmjenama

Scenario	Opis	Scenariji razmjene el. energije	Iznos razmjene (MW)	Vod s najvećim faktorom udjela u razmjeni
1	zimski maksimum s Turskom	UCTE >> TUR	600	DV 400kV Sombor (YUG) – Pecs (HUN)
2	zimski maksimum s Turskom	TUR,GRE >> UCTE	700	DV 400kV S.Mitrovica (YUG) – Ugljevik (B&H) DV 400kV Skopje (MKD) – Tirana (ALB)
7	zimski maksimum bez Turske	UCTE >> BUL,GRE,ALB	1000	DV 400kV Podgorica (YUG) – Elbasan (ALB)
4	zimski maksimum bez Turske	BUL,GRE,ROM >> UCTE	700	DV 400kV Heviz (HUN) – Cirkovec (SLO)
5	zimski maksimum s Turskom	CEN,UKR,ROM >> TUR,GRE	1000	DV 2x400kV Ernestinovo (CRO) – Pecs (HUN)
6	zimski maksimum s Turskom	TUR,BUL >> CEN	1500	DV 2x400kV Ernestinovo (CRO) – Pecs (HUN)
7	zimski maksimum bez Turske	CEN,UKR >> BUL,GRE,ALB	900	DV 2x400kV Ernestinovo (CRO) – Pecs (HUN)
8	zimski maksimum bez Turske	ROM,BUL,GRE >> CEN	1500	DV 2x400kV Ernestinovo (CRO) – Pecs (HUN)
1	ljetni maksimum s Turskom	UCTE >> TUR	600	DV 400kV Podgorica (YUG) – Elbasan (ALB)
5	ljetni maksimum s Turskom	TUR,GRE >> UCTE	1200	DV 2x400kV Ernestinovo (CRO) – Pecs (HUN)

LITERATURA

- [1] I. TOLJAN, D. BAJŠ, G. MAJSTROVIĆ, V. GRUJIĆ, M. ROGIĆ: "Projekt regionalnog razvoja prijenosne mreže", Energija 3/2002, Zagreb
- [2] G. MAJSTROVIĆ, D. BAJŠ, V. GRUJIĆ, M. ROGIĆ: "Projekt regionalnog razvoja prijenosne mreže", HEP Vjesnik 3/2002, Zagreb
- [3] Radni materijali sa sastanaka radne skupine za izradu studije regionalnog planiranja prijenosne mreže jugoistočne Europe, 2001/02.

STUDY OF REGIONAL TRANSMISSION NETWORK PLANNING

The paper discusses basic results of the transmission network study for south-eastern Europe made within the framework of SECI project: "Regional Transmission Network Planning", sponsored by USAID. The study is

based on an analysis from PSS/E programme package using regional model for south-eastern Europe and the equivalent for the UCTE for the year 2005. Analyses are done in order to determine limits to the transmission network in this part of Europe and to evaluate the role of new interconnection lines, candidates for construction. Based on the results obtained from the study some most important new interconnection lines in the south-eastern Europe are going to be selected. The study evaluates only the technical aspect of the construction using analysis of stationary states as well as possibilities of electric power interchange and transit. The economic analysis of the role of new lines as well as the stability study create the next step.

AUFSATZ ÜBER DIE PLANUNG EINES GEBIETSÜBERTRAGUNGSNETZES

Im Artikel werden Grundergebnisse des Aufsatzes über die Entwicklungsplanung des südeuropäischen Übertragungsnetzes dargestellt. Der Aufsatz wurde im Rahmen des SECI-Projektes "Regional transmission net-

work planning”, unter der Schirmherrschaft von USAID, erstellt. Er ist auf Grund der Untersuchungen innerhalb des Prgrampaketes PSS/E - das Model des südeuropäischen Übertragungsnetzes und des UCTE-Restes für das Jahr 2005 benutzend - entstanden. Wegen der Feststellung der Engpässe in Übertragungsnetzen diesem Teil Europas angehörender Länder und wegen der Bewertung beabsichtigter, neuer interkonnektiven Leitungen, sind Untersuchungen durchgeführt worden. Aus den Ergebnissen dieses Aufsatzes, sind einige neue interkonnektive Leitungen im südeuropäischen Gebiet, von Bedeutung für die ganze Region, ausgewählt worden. Im Absatz werden nur technische Umstände der Errichtung neuer Leitungen, unter Berücksichtigung von Möglichkeiten des Energie- Austausches und -Transits, betrachtet. Wirtschaftliche Erwägungen der Rolle neuer Leitungen und die Stabilitäts-Überlegungen, stellen nächste zu erwartende Schritte dar.

Naslov pisaca:

Mr. sc. Davor Bajs, dipl. ing.
mr. sc. Goran Majstrovic, dipl. ing.
Energetski institut “Hrvoje
Pozar”, Savska 163,
10000 Zagreb, Hrvatska

Vladimir Grujic, dipl. ing.
Marinko Rogic, dipl. ing.
HEP

Ulica grada Vukovara 37
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis: