



**Prikazivanje radova za savetovanja i simpozijume
format 21x29,7cm/A4 prema SRPS ISO 353 (za štampu)**

REŠAVANJE NEADEKVATNOSTI U REGIONU JUGOISTOČNE EVROPE

**ANDRIJANA ĐALOVIĆ*
BOJAN STAMENKOVIĆ
MOMČILO LUKIĆ
DUŠAN PREŠIĆ**

CENTAR ZA KOORDINACIJU SIGURNOSTI D.O.O. BEOGRAD

BEOGRAD

REPUBLIKA SRBIJA

Kratak sadržaj — Kros-regionalne procene adekvatnosti se rade na sedmičnom nivou za celu Evropu prema metodologiji zasnovanoj u okviru ENTSO-E projekta „Kratkoročna procena adekvatnosti“ (Short Term Adequacy – STA). Kriterijum adekvatnosti neke oblasti je ispunjen ako raspoloživi proizvodni kapacitet i uvoz iz drugih oblasti (koje imaju višak raspoloživog proizvodnog kapaciteta) zadovoljavaju potrošnju date oblasti. Ograničavajući faktor za uvoz/izvoz su vrednosti prekograničnih prenosnih kapaciteta.

Prema STA poslovnom procesu, nakon procenjene neadekvatnosti u kros-regionalnom proračunu potrebno je da Regionalni koordinatori sigurnosti (Regional Security Coordinator – RSC) primene metodologije za regionalne proračune u cilju rešavanja problema. Prvi korak u rešavanju neadekvatnosti su akcije preduzete od strane TSO-a u vidu povećanja vrednosti proizvodnih kapaciteta, smanjenja potrošnje ili povećanja prekograničnih prenosnih kapaciteta. Ukoliko je, nakon ovih mera, potrošnja date oblasti i dalje nezadovoljena, RSC-i preduzimaju akcije u cilju rešavanja problema, na regionalnom nivou ili koordiniraju sa drugim RSC-ima.

Cilj rada je da predloži metodologiju za rešavanje neadekvatnosti u regionu Jugoistočne Evrope, uzimajući u obzir specifičnosti datog regiona. Simulacijom transakcija iz oblasti sa viškom raspoloživog proizvodnog kapaciteta ka oblasti u kojoj nije zadovoljena adekvatnost, moguće je odrediti raspodelu tokova aktivnih snaga na svim referentnim granicama. Set transakcija za rešavanje neadekvatnosti se predlaže tako da ukupna promena tokova aktivnih snaga na svim referentnim granicama koja je njime izazvana bude minimalna.

Ključne reči — Neadekvatnost, Regionalni proračun adekvatnosti, Regionalni koordinator sigurnosti

* Vojvode Stepe 412, Beograd, andrijana.djalovic@scc-rsci.com

1 UVOD

Kratkoročna procena adekvatnosti (Short Term Adequacy – STA) je pan-Evropski proces razvijen u okviru ENTSO-E STA projekta u koji su uključeni TSO-i i regionalni koordinatori sigurnosti (Regional Security Coordinator – RSC), a koji ima za cilj određivanje da li ukupni raspoloživi proizvodni kapacitet i mogućnosti za uvozom neke kontrolne oblasti mogu da zadovolje potrebe potrošnje te kontrolne oblasti. Vremenski horizont procene je nedelju dana unapred, a proračuni se rade na nivou cele Evrope, pa se kao takvi zovu kros-regionalnim proračunima adekvatnosti [1, 2].

Ako se nakon kros-regionalnih proračuna detektuje nezadovoljena adekvatnost za neku kontrolnu oblast, RSC-i treba da aktiviraju proces regionalne procene adekvatnosti. U odnosu na kros-regionalne proračune, u regionalnim proračunima se uvažavaju karakteristike i specifičnosti pojedinih regiona kroz dodatne ulazne podatke koje dostavljaju TSO-i i dodatne proračune koje rade RSC-i. Regionalni proračuni adekvatnosti još uvek nisu deo operativnog procesa i njihov razvoj od strane RSC-a je u toku [1, 2].

Cilj ovog rada je da prikaže predlog algoritma za rešavanje neadekvatnosti u regionu Jugoistočne Evrope (South East Europe – SEE). Metodologija regionalnih proračuna adekvatnosti se funkcionalno može podeliti na dva dela. Prvi deo predstavlja probabilistički proračun indikatora adekvatnosti¹ na osnovu ulaznih podataka koje dostavljaju TSO-i i biće prikazan ukratko u poglavlju 2. Glavni deo rada biće posvećen samom algoritmu za rešavanje neadekvatnosti: određivanju mrežnih ograničenja u SEE regionu i akcija u cilju otklanjanja detektovane neadekvatnosti. U radu će takođe biti prikazani i rezultati primene algoritma za slučaj nezadovoljene adekvatnosti u dve kontrolne oblasti SEE regiona istovremeno, Crnoj Gori i Severnoj Makedoniji.

2 DETEKTOVANJE NEADEKVATNOSTI KORIŠĆENJEM PROBABILISTIČKOG PRISTUPA

Adekvatnost elektroenergetskog sistema je ispunjena ukoliko postoji dovoljan broj generatorskih jedinica koje mogu da zadovolje zahtev za potrošnjom, uz uvažavanje svih sigurnosnih ograničenja datog elektroenergetskog sistema. Koncept modelovanja adekvatnosti se sastoji iz četiri koraka:

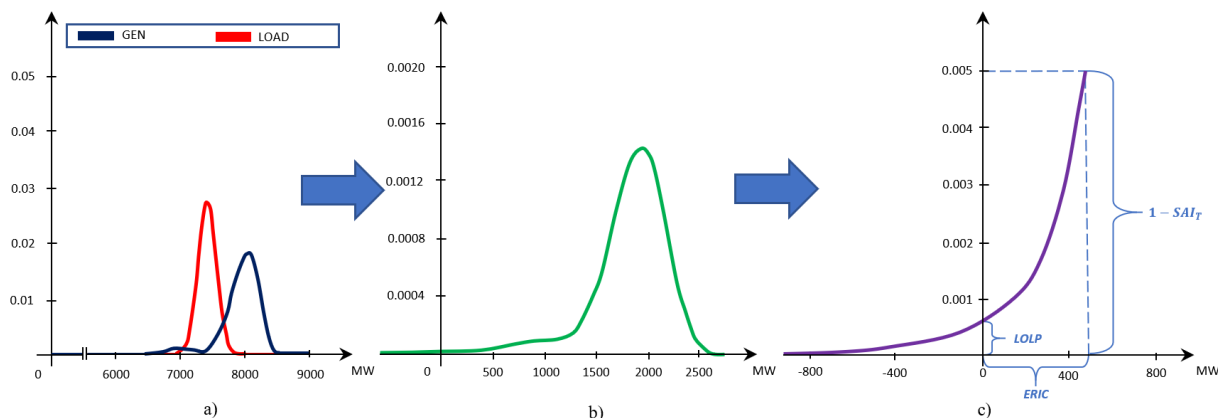
1. Definisavanje modela proizvodnje,
2. Definisavanje modela potrošnje,
3. Određivanje modela balansa snage (konvolucijom prethodna dva modela),
4. Proračun indikatora adekvatnosti.

Model proizvodnje je definisan za različite tipove proizvodnje (konvencionalne, kombinovane, fotonaponske, vetroelektane i dr.) za koje se formiraju pojedinačne funkcije verovatnoće proizvodnih kapaciteta. Konvolucijom ovih funkcija dobija se funkcija raspodele verovatnoće ukupnog proizvodnog kapaciteta neke kontrolne oblasti. Odgovarajuća funkcija raspodele verovatnoće se formira i za vrednost potrošnje. Primer opisanih funkcija za određeni sat date kontrolne oblasti prikazan je na Slici 1.a. Konvolucijom ove dve funkcije dobija se funkcija verovatnoće balansa snage (Slika 1.b), koja se može predstaviti u obliku (kumulativne) raspodele verovatnoće balansa snage (Slika 1.c). U preseku funkcije raspodele verovatnoće balansa snage sa ordinatom određuje se verovatnoća da vrednost ukupnog raspoloživog proizvodnog kapaciteta bude manja od vrednosti potrošnje (Loss of Load Probability – *LOLP*). Na osnovu *LOLP* vrednosti dobija se indikator adekvatnosti sistema (System Adequacy Index – *SAI*) prema sledećoj relaciji (1):

$$SAI = 1 - LOLP \quad (1)$$

Adekvatnost se smatra zadovoljenom ako je $SAI > SAI_T$, gde je SAI_T referentna, iskustveno određena vrednost za svaku kontrolnu oblast pojedinačno.

¹ Probabilistički pristup proračuna indikatora adekvatnosti zasniva se na ENTSO-E metodologiji srednjoročne procene adekvatnosti (Mid Adequacy Forecast – MAF [3]), koja je prilagođena za kraće vremenske horizonte, do nedelju dana unapred. Dati probabilistički pristup se razvija od strane kolega iz bugarskog TSO-a ESO EAD, a u ovom radu je predstavljen kao uvod u datu problematiku.



Slika 1. Proračun pokazatelja adekvatnosti: a) Funkcije raspodele verovatnoće ukupnog raspoloživog proizvodnog kapaciteta i potrošnje; b) Funkcija verovatnoće balansa snage; c) Funkcija raspodele verovatnoće balansa snage

Drugi indikator adekvatnosti je očekivana vrednost preostalog odnosno nedovoljnog proizvodnog kapaciteta (Expected Remaining/Insufficient Capacity – *ERIC*) i predstavlja vrednost proizvodnog kapaciteta (u MW-ima) koji sistem može da izveze a da pri tom ostane adekvatan, odnosno vrednost kapaciteta koji sistem mora da uveze da bi zadovoljio nejednakost $SAI > SAI_T$. Vrednost *ERIC* pokazatelja se određuje tako što se vrednost $1 - SAI_T$ preslika preko funkcije raspodele verovatnoće balansa snage na apscisu. Ukoliko je *ERIC* pozitivan sistem je adekvatan i raspolaže sa datom količinom MW-a za izvoz; ako je *ERIC* negativan sistem mora da uveze datu količinu MW-a da bi ispunio uslov adekvatnosti u datom satu.

3 ALGORITAM ZA REŠAVANJE NEADEKVATNOSTI

Kada se korišćenjem probablističkog pristupa za određivanje indikatora adekvatnosti sistema, ukratko opisanog u prethodnom poglavlju, proračuna *ERIC* pakazatelj za sve biding zone u SEE regionu u datom satu, pristupa se algoritmu za rešavanje neadekvatnosti, koji se sastoji iz tri koraka:

1. Analiza osetljivosti sistema,
2. Optimizacija modela adekvatnosti,
3. Provera kriterijuma sigurnosti.

Prva dva dela će biti detaljnije opisana u narednim potpoglavljima. Treći deo se odnosi na sprovođenje analiza sigurnosti na odgovarajućim mrežnim modelima na kojima su primenjene mere za rešavanje neadekvatnosti određene u delu 2. Kako su analize sigurnosti jedna od funkcija koje RSC-ovi sprovode u okviru svojih operativnih aktivnosti, one u ovoj fazi razvoja algoritma nisu rađene te ovde neće ni biti detaljnije opisivane.

Kako se regionalni proračuni adekvatnosti vrše za sate sa detektovanom neadekvatnošću u kros-regionalnim proračunima, vremenski horizont regionalnih proračuna može biti od dan unapred do sedam dana unapred, kao i za kros-regionalne proračune. Trenutno se u SEE regionu svakodnevno dostavljaju modeli prognoziranih stanja sistema dan unapred, dok se modeli prognoziranih stanja sistema za dva dana unapred dostavljaju samo jednom nedeljno (sa tendencijom da to bude svakodnevno). U slučaju proračuna regionalne adekvatnosti za period od tri do sedam dana unapred, odgovarajući mrežni modeli bi morali da se kreiraju u skladu sa očekivanim vrednostima proizvodnje i potrošnje (proračunatim na osnovu algoritma u poglavlju 2), kao i odgovarajućim net pozicijama (usaglašenim kroz CGMA² proces) i planiranim isključenjima za dati dan.

3.1 Analiza osetljivosti sistema

Analizom osetljivosti sistema na promene tokova aktivnih snaga u SEE regionu proračunavaju se dva skupa podataka:

²Common Grid Model Alignment – ENTSO-E proces usklađivanja spojenog mrežnog modela

- Faktori raspodele tokova aktivnih snaga (Power Transfer Distribution Factor – *PTDF*) i
- Vrednosti preostalog prenosnog kapaciteta (Remaining Available Margin – *RAM*).

PTDF vrednost mrežnog elementa je faktor osetljivosti koji pokazuje uticaj komercijalnih razmena na tok aktivne snage po tom mrežnom elementu. *PTDF* vrednosti se proračunavaju za neku referentnu vrednost transakcije između dve oblasti, najčešće 100MW, i određuju koji deo te transakcije će proteći po određenom elementu. Dakle, *PTDF* vrednost prikazuje odnos razlike toka aktivne snage pre i posle simulirane transakcije između dve oblasti i vrednosti date simulirane transakcije [4]. Transakcija se simulira povećanjem proizvodnje u oblasti koja izvozi i smanjenjem proizvodnje u oblasti koja uvozi. Promena proizvodnje u obe oblasti se može raditi na više načina: srazmerno vrednosti rezerve, srazmerno vrednosti angažovanja u baznom modelu, prema definisanoj listi prioriternih elektrana za pomeranje proizvodnje.

PTDF vrednosti se računaju za željeni skup mrežnih elemenata za transakcije $Oblast_i \rightarrow HUB$ ($i = 1, 2, \dots, N$; gde je N broj oblasti regiona koji se posmatra iz kojih se simuliraju transakcije), a pri čemu je *HUB* oblast koja se sastoji iz jedne ili više kontrolnih oblasti i mora biti konzistentna na nivou celog proračuna. Na osnovu *PTDF* vrednosti za transakcije $Oblast_i \rightarrow HUB$, a zbog linearne prirode *PTDF* proračuna (jer se koristi DC metod proračuna tokova aktivnih snaga pre i posle simulirane transakcije), mogu se dobiti *PTDF* vrednosti za transakcije između različitih oblasti kao što je prikazano relacijom (2):

$$PTDF(Oblast_A \rightarrow Oblast_B) = PTDF(Oblast_A \rightarrow HUB) - PTDF(Oblast_B \rightarrow HUB) \quad (2)$$

RAM predstavlja vrednost preostalog raspoloživog prenosnog kapaciteta mrežnog elementa koji se može koristiti za transakcije bez narušavanja sigurnosti mreže i računa se prema sledećoj relaciji (3):

$$RAM = F_{max} - F_0 - FRM - FAV \quad (3)$$

, gde F_{max} predstavlja vrednost ukupnog prenosnog kapaciteta mrežnog elementa i računa se prema (4):

$$F_{max} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi \quad (4)$$

,a gde su U_n , I_{max} i $\cos \varphi$ redom nominalni napon, maksimalna dozvoljena struja i faktor snage posmatranog mrežnog elementa, respektivno.

F_0 predstavlja vrednost toka aktivne snage koji je nastao usled kružnih tokova snaga, a koja se dobija proračunom tokova snaga na referentnom mrežnom modelu. *FRM* (Flow Reliability Margin) i *FAV* (Final Adjustment Value) predstavljaju vrednosti margina koje se određuju iskustveno i obezbeđuju da proračunata vrednost *RAM*-a bude na strani sigurnosti [4].

Za potrebe rešavanja neadekvatnosti u SEE regionu, *PTDF* i *RAM* parametri se posmatraju za sve interkonektivne dalekovode između pojedinih biding zona SEE regiona kao i za interkonektivne dalekovode biding zona na obodu regiona ka ostatku Evrope.

3.2 Optimizacija modela adekvatnosti

Detektovana neadekvatnost jedne ili više kontrolnih oblasti se rešava uvozom iz onih kontrolnih oblasti u kojima očekivani preostali proizvodni kapacitet ima pozitivnu vrednost. Optimalno rešenje neadekvatnosti se dobija minimizacijom ukupne promene toka aktivne snage po svim interkonektivnim dalekovodima u SEE regionu. Neka je L broj interkonektivnih dalekovoda koji se posmatraju, M ukupan broj svih kontrolnih oblasti posmatranog regiona, a C broj kontrolnih oblasti sa vrednošću $ERIC < 0$, onda je broj mogućih transakcija $N = M - C$. Model adekvatnosti dat je relacijom (5):

$$\Delta F_{[L,1]} = W_{[L,N]} \cdot X_{[N,1]} \quad (5)$$

gde je:

$\Delta F_{[L,1]} = [\Delta f_1, \Delta f_2, \dots, \Delta f_L]^T$ – vektor kolona promena tokova aktivnih snaga po interkonektivnim dalekovodima SEE regiona izazvanih transakcijama u cilju rešavanja neadekvatnosti,

$W_{[L,N]}$ – matrica *PTDF* vrednosti za interkonektivne dalekovode SEE regiona,

$X_{[N,1]} = [x_1, x_2, \dots, x_N]^T$ – vektor kolona sa vrednostima transakcija iz drugih kontrolnih oblasti u cilju rešavanja neadekvatnosti.

Cilj optimizacije je da se odredi set transakcija kojima bi se rešila neadekvatnost tako da se tok aktivne snage po svim mrežnim elementima posmatranog regiona minimalno promeni. Izbor baš ovakve optimizacije se može opravdati namerom da transakcije za potrebe adekvatnosti minimalno opterete interkonektivne dalekovode regiona, kako bi ostalo što više prenosnog kapaciteta za tržišne transakcije. Ako je sa *TIF* (Total Increase of Flow) označena ukupna promena tokova aktivnih snaga po svim posmatranim interkonektivnim dalekovodima, a sa Δf_j promena toka po jednom interkonektivnom dalekovodu, minimizaciona funkcija se može predstaviti u sledećem obliku:

$$\min\{TIF\} \text{ gde je } TIF = \sum_{j=1}^L \Delta f_j \quad (6)$$

Neka je sa *TIC* (Total Insufficient Capacity) označena apsolutna vrednost ukupnog očekivanog nedovoljnog proizvodnog kapaciteta regiona, a sa x_i sve potencijalne transakcije u cilju rešavanja neadekvatnosti. Rešenje minimizacione funkcije treba da zadovolji jedan uslov po tipu jednakosti i dva skupa uslova po tipu nejednakosti, opisane relacijama (7), (8) i (9):

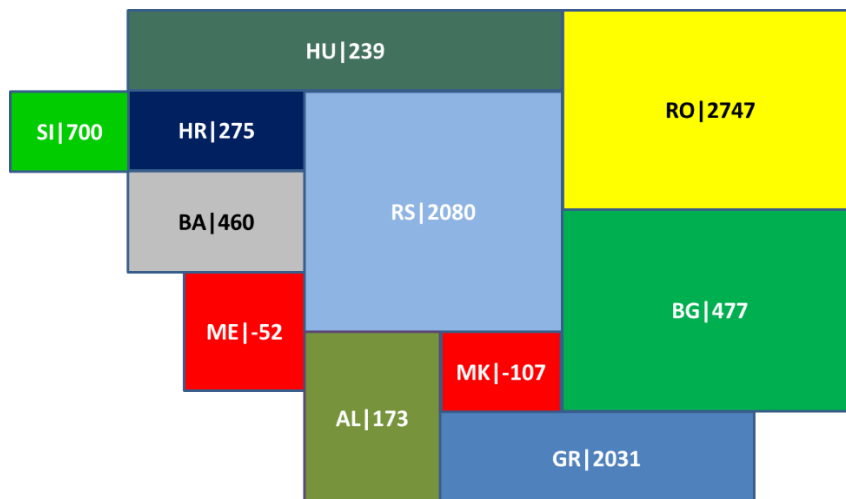
$$\sum_{i=1}^N x_i = TIC \quad (7)$$

$$\Delta f_j \leq RAM_j \text{ za svako } j = 1, 2, \dots, L \quad (8)$$

$$0 \leq x_i \leq ERIC_i \text{ za svako } i = 1, 2, \dots, N \quad (9)$$

4 PRIMER PRIMENE ALGORITMA

Scenario za testiranje predloženog algoritma je odabran na osnovu vrednosti *ERIC*-a procenjenih na način opisan u poglavlju 2. Uzet je slučaj procene adekvatnosti za 18. sat 27.01.2019. godine, kada je detektovana neadekvatnost u Crnoj Gori i Severnoj Makedoniji istovremeno, uz procenjene vrednosti *ERIC*-a od -52MW i -107MW respektivno. Ukupan nedovoljni proizvodni kapaciteta regiona se dobija sumom apsolutnih vrednosti svih negativnih *ERIC* vrednosti za dati sat, pa iznosi: *TIC* = 159MW. Na Slici 2 su prikazane prognozirane vrednosti *ERIC*-a svih biding zona SEE regiona za pomenuti datum i sat.



Slika 2. Prognozirane vrednosti *ERIC*-a u SEE regionu za 18. sat 27.01.2019. godine

S obzirom na to da je proračun za dati primer rađen retroaktivno, za proračun *PTDF* i *RAM* vrednosti dalekovoda korišćen je spojeni model prognoziranog stanja Kontinentalne Evrope za dan unapred, kao najkvalitetniji dostupni model.

PTDF i *RAM* vrednosti su posmatrane za sve 400kV i 200kV interkonektivne dalekovode, za jedan 110kV interkonektivni dalekovod (između Crne Gore i Bosne i Hercegovine) i za jedan 750kV interkonektivni dalekovod (između Mađarske i Ukrajine) posmatranih biding zona sa Slike 2, a kojih ukupno ima 67. Ukupan broj biding zona SEE regiona koje se posmatraju je 11, dok je neadekvatnost za dati sat detektovana u dve biding zone pa je broj potencijalnih biding zona koje bi mogle transakcijama da pomognu rešavanje neadekvatnosti jednak 9. Dakle, matrice ΔF , W i X iz relacije (5) imaju sledeće dimenzije [67, 1], [67, 9] i [9, 1] respektivno. Kako je u datom primeru nezadovoljena adekvatnost detektovana u Crnoj Gori i Severnoj Makedoniji, posmatrane su *PTDF* vrednosti interkonektivnih dalekovoda SEE regiona za transakcije iz biding zona sa pozitivnom vrednošću *ERIC*-a ka Crnoj Gori i Severnoj Makedoniji. *RAM* vrednosti mrežnih elemenata ne zavise od simulirane transakcije. Tabela sa proračunatim *PTDF* i *RAM* vrednostima, gde je sa *HUB* označena zajednička oblast Crne Gore i Severne Makedonije kao istovremeno neadekvatnih biding zona, ima sledeći oblik:

Tabela I – *PTDF* i *RAM* vrednosti interkonektivnih dalekovoda SEE regiona

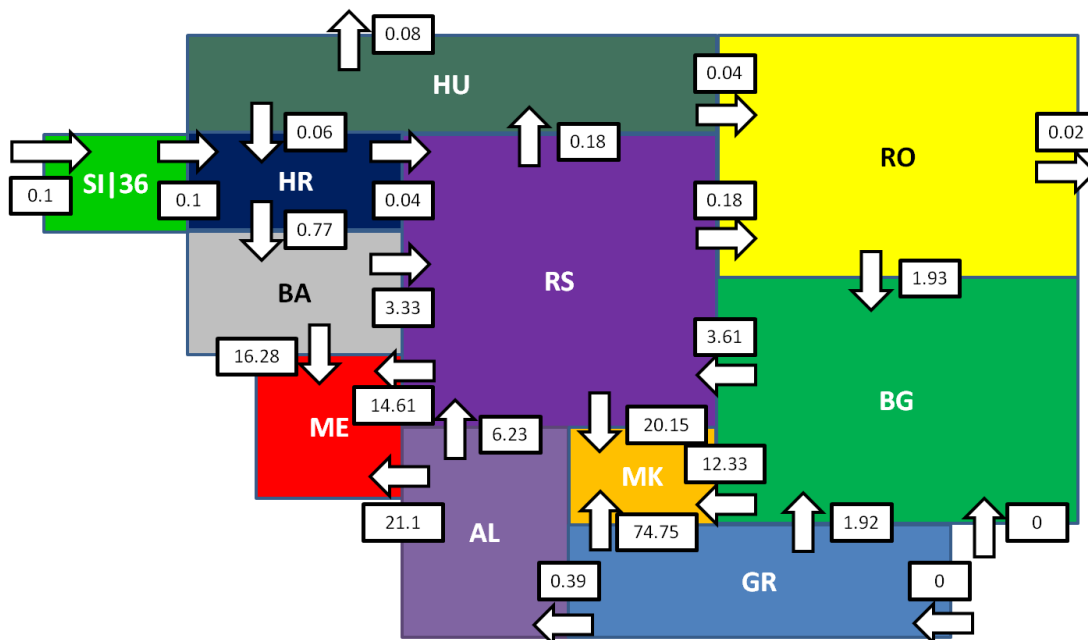
Br.	Dalekovod	RAM	1. AL → HUB	2. BA → HUB	...	9. SI → HUB
1	110kV Trebinje - Herceg Novi	136	0.0024	-0.0164	...	-0.0124
2	400kV Trebinje - Podgorica 2	1483	0.0273	-0.2668	...	-0.1961
...
67	220kV Trebinje - Perućica	385	0.0511	-0.0934	...	-0.0726

Minimizacijom funkcije (6) uz poštovanje uslova (7), (8) i (9) za rešenje je dobijen set transakcija dat u Tabeli II:

Tabela II – Rešenje za set transakcija u cilju rešavanja neadekvatnosti u Crnoj Gori i Severnoj Makedoniji

	Transakcija [MW]
AL → HUB	26
BA → HUB	18
BG → HUB	13
GR → HUB	78
HR → HUB	1
HU → HUB	0
RO → HUB	2
RS → HUB	21
SI → HUB	0

Uz ovakav set transakcija vrednost ukupne promene toka aktivne snage po svim posmatranim dalekovodima iznosi 179MW. To znači da se problem neadekvatnosti HUB oblasti rešava setom transakcija aktivnih snaga koje izazivaju uvećanje tokova aktivnih snaga za dodatnih 20MW (179MW-159MW = 20MW) u odnosu na *TIC*. Ovo dodatno uvećanje se dešava zbog toga što se tok aktivne snage usled određene transakcije između dve biding zone ne zatvara samo preko dalekovoda koji povezuju te dve biding zone već i preko drugih dalekovoda susednih obalsti. Iz Tabele II se vidi da biding zone koje su geografski najbliže HUB oblasti (a to su Grčka, Srbija i Bosna i Hercegovina) najviše izvoze, dok biding zone koje su geografski dalje izvoze vrlo malo ili ne izvoze uopšte, što je i očekivano rešenje. Kada se vrednosti ovih transakcija pomnože sa zbirnim *PTDF* vrednostima na svim granicama dobijaju se vrednosti uvećanja tokova aktivnih snaga na svim granicama koje su prikazane na Slici 3.



Slika 3. Uvećanje toka na svim granicama usled transakcija za rešavanje neadekvatnosti

5 ZAKLJUČAK

Opšti zaključak je da se uvažavanjem ograničenja mrežnih elemenata može naći pouzdan način za rešavanje detektovane neadekvatnosti, transakcijama iz kontrolnih oblasti koje imaju očekivan višak preostalog proizvodnog kapaciteta nakon zadovoljenja sopstvene potrošnje. Predloženi način rešavanja neadekvatnosti se može primeniti nezavisno od broja kontrolnih oblasti za koje je neadekvatnost detektovana. Na datom primeru je prikazano da se minimizacijom ukupne promene toka aktivnih snaga po interkonektivnim dalekovodima uz određene uslove, dobija očekivano rešenje seta transakcija potrebnih za rešavanje neadekvatnosti, odnosno da se zadovoljenje adekvatnosti postiže najvećim delom uvozom iz kontrolnih oblasti koje su geografski najbliže neadekvatnim kontrolnim oblastima.

ZAHVALNICA

Rad je deo Horizon 2020 projekta CROSSBOW – *CROSS BOrder management of variable renewable energies and storage units enabling a transnational Wholesale market* (Grant No. 773430). Ovaj dokument je izrađen uz finansijsku pomoć Evropske Unije. Sadržaj ovog dokumenta je isključivo odgovornost autora i ni pod kojim okolnostima se ne može smatrati da odražava stav Evropske Unije.

LITERATURA

- [1] M. Đorđević, S. Vujinović, S. Tirnanić, A. Đalović, B. Stamenković, „Procena adekvatnosti prema ENTSO-E metodologiji u okviru regionalnih koordinacionih centara”, 17. simpozijum CIGRE Srbija, Vršac, oktobar 2016;
- [2] “Coordinated week ahead adequacy assessment business process”, ENTSO-E, 2019;
- [3] “Mid-term Adequacy Forecast 2018”, ENTSO-E, dostupno na <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>, oktobar 2018;
- [4] “Documentation of the CWE FB MC solution”, CWE TSO-i, Jun 2018.

SOLVING OF INADEQUACY IN SOUTH EAST EUROPE REGION

ANDRIJANA ĐALOVIĆ*
BOJAN STAMENKOVIĆ
MOMČILO LUKIĆ
DUŠAN PREŠIĆ

SECURITY COORDINATION CENTRE SCC LTD BELGRADE

BELGRADE

REPUBLIC OF SERBIA

Abstract— Cross-regional adequacy assessments are performed weekly on European level according to methodology developed within ENTSO-E project Short Term Adequacy – STA. Adequacy of some area is considered as satisfied if available generation capacity and import from other areas (that have surplus of available generation capacity) meet load of that area. Bounding factors for import/export are Net Transfer Capacity (NTC) values.

According to STA business process, after estimated unsatisfied adequacy in cross-regional adequacy calculation, it is needed that Regional Security Coordinators – RSCs apply methodologies for regional adequacy assessments with the aim of inadequacy problem solving. The first step in regional adequacy assessment are actions undertaken by TSOs having effects on generation capacity increasement, consumption reduction or transmission capacities increasement. If consumption of given area stays unsatisfied, even after these measures, RSCs undertake other actions, either on a regional level or by coordination with other RSCs.

Aim of the paper is giving a proposal for inadequacy solving in South East Europe region, taking into account specifics of given region. Via simulation of transactions from the areas with surplus of available generation capacity to area(s) with unsatisfied adequacy, it is possible to determine power flow distribution on all referent borders. Transaction set for inadequacy solving is proposed in the way that total power flow difference caused by these transactions is minimal.

Key words — Inadequacy, Regional adequacy assessment, Regional Security Coordinator.

*Vojvode Stepe 412, Beograd, andrijana.djalovic@scc-rsci.com