

Оперативно планирање и управљање сигурношћу у савременим електроенергетским системима у условима регионалне координације

Анђела Крљаш, Тијана Миловановић, Душан Преших

Security Coordination Centre SCC Ltd. Belgrade

Београд, Србија

andjela.krljas@scc-rsci.com, tijana.milovanovic@scc-rsci.com, dusan.presic@scc-rsci.com

Сажетак — Дерегулација тржишта електричне енергије донела је многе предности, али и значајне изазове у домену оперативног планирања и управљања електроенергетским системом (ЕЕС). Пораст прекограничне трговине захтевао је бољу координацију и размену података међу операторима преносног система (ОПС). Као одговор, основани су регионални координатори сигурности (*Regional Security Coordinator – RSC*), који централизованим приступом координишу рад ОПС-а и прогнозирају стање ЕЕС-а у краткорочним и средњорочним временским интервалима. Иако су подаци у раду углавном теоријски због поверљивости информација којима *RSC*-и управљају, овај рад анализира улогу *RSC*-а у планирању на регионалном и паневропском нивоу, истичући значај *RSC*-а, чији је концепт недовољно обрађен у стручној литератури.

Кључне речи - оперативно планирање; управљање сигурношћу; регионална координација

I. Увод

Оперативно планирање представља кључни сегмент управљања ЕЕС-ом, јер добро планиран рад ЕЕС-а чини основ за ефикасно и поуздано функционисање у реалном времену. Модел оперативног планирања који се примењује у савременим ЕЕС-има резултат је трансформација електроенергетског сектора кроз низ значајних техничких, правних, организационих и тржишних промена које су у коначници значајно утицале на сам процес планирања.

До иницијалних мера дерегулације, доминирао је модел државног монопола. У новим условима, надлежност за оперативно планирање пренета је са вертикално интегрисаних електроенергетских компанија на независне, непрофитне субјекте – операторе преносних система (*Transmission System Operator – TSO*) и операторе дистрибутивних система (*Distribution System Operator – DSO*), чије је оснивање и деловање директна последица процеса дерегулације.

Укидање монопола у електроенергетском сектору омогућило је повећање продуктивности произвођача електричне енергије и броја трансакција које је врло тешко координисати. Раст прекограничне трговине повећао је ризик по сигурност ЕЕС-а, захтевајући повећану размену

информација и бољу координацију ОПС-а. Потреба да се неки послови раде координисано и централизовано довела је до формирања нових специјализованих компанија попут *RSC*-а. *RSC*-и су компаније у власништву њихових клијената – ОПС-а од којих су преузели део послова планирања рада ЕЕС-а пре реалног времена. ОПС-и пружају податке на основу којих *RSC*-и врше анализе, при којима треба да уоче потенцијалне опасности по сигурност рада система те да дају препоруке ОПС-има који доносе коначне оперативне одлуке.

У европском законодавству, поред *RSC*-а користи се и термин регионални координациони центар (*Regional Coordination Centre – RCC*) који има проширен скуп задатака у односу на *RSC*. Тренутно постоји шест регионалних ентитета – пет са статусом *RCC*-а и један са статусом *RSC*-а, у зависности од статуса чланства у Европској унији државе/а оснивача.

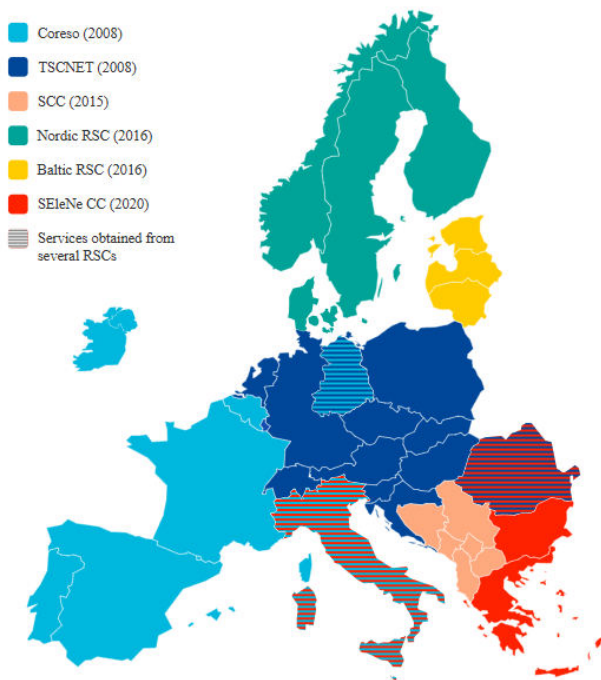
II. ФОРМИРАЊЕ И УЛОГА *RSC/RCC*-А

A. Преглед и формирање *RSC/RCC*-а

Резултати европске истраге о поремећају из 2006. године када је више од 15 милиона потрошача остало без електричне енергије, заједно са сталним растом прекограничне трговине и неуправљиве производње из обновљивих извора енергије (ОИЕ), подстакли су поједине ОПС-е да унапреде међусобну координацију. То је својевремено довело до оснивања регионалних иницијатива за координацију сигурности (*Regional Security Coordination Initiative – RSCI*). Године 2008. на добровољној основи формирана су прва два *RSCI*-а: **Coreso** у Западној Европи и **TSC** у Централној Европи, као претече данашњих *RSC/RCC*-а. Правни оквир за оснивање *RSC*-а обезбеђен је трећим енергетским пакетом ЕУ [1], [2]. Почетком 2015. године, европски ОПС-и су склопили Мултилатерални споразум о учешћу у регионалним иницијативама за координацију сигурности (такозвани *MLA RSCI*) [3], у складу са [2].

У јулу 2015. основан је трећи *RSCI – SCC* у региону Југоисточне Европе. Узимајући у обзир одредбе [3], током 2016. године нордијски и балтички ОПС-и иницирали су

оснивање *Nordic RSC* и *Baltic RSC*, респективно. Последњи *RSC*, *SEleNe CC*, основан је у мају 2020. године и покрива део Југоисточне Европе у коме се налазе ОПС-и који послују у Европској унији (Сл. 1).



Слика 1. Преглед *RSC/RCC*-а са припадајућим регионима [4]

В. Улога и обавезе *RSC/RCC*-а

Услуге *RSC/RCC*-а обухватају све *ENTSO-E* (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) чланице. ОПС-и обезбеђују податке које *RSC/RCC*-и користе за спровођење детаљних анализа. Ове анализе имају за циљ да идентификују потенцијалне ризике и претње по сигурност рада ЕЕС-а. На основу резултата ових анализа, *RSC/RCC*-и дају препоруке ОПС-има, који потом доносе коначне оперативне одлуке у вези са управљањем системом.

Регулатива 2017/1485/EC [5], познатија као Смернице за рад преносног система (*Guideline on electricity transmission system operation – SO GL*) дефинише основно деловање *RSC*-а и ОПС-а, док је директива ЕУ 2015/1222/EC (*Capacity Allocation and Congestion Management – CACM*) [6] донела смернице за расподелу капацитета и управљање загушењима на унутардневном и дан унапред временском интервалу. Регулативом 2019/943/EC [7] су дефинисани захтеви за регионалну координацију, укључујући права и обавезе *RCC*-а и ОПС-а у погледу међусобне сарадње.

III. ОСНОВНЕ УСЛУГЕ *RSC/RCC*-А

Основни послови *RSC*-а, које дефинише [5] и [6], а који су потом додељени *RCC*-има кроз члан 37 ЕУ регулативе [7], су:

1. Валидација и спајање појединачних модела мреже (*Individual Grid Model – IGM*) и креирање

заједничког модела мреже (*Common Grid Model – CGM*);

2. Координисани прорачун капацитета (*Coordinated Capacity Calculation – CCC*);
3. Координисане анализе сигурности (*Coordinated Security Analysis – CSA*);
4. Координација планирања искључења (*Outage Planning Coordination – OPC*);
5. Процена краткорочне адекватности (*Short-Term Adequacy forecast – STA*).

Послови *RSC/RCC*-а који су везани за сигурност и поузданост ЕЕС-а спроводе се у временским интервалима од годину дана унапред до дан унапред, унутардневно и блиско реалном времену (Сл. 2). Анализе сигурности које се спроводе пре реалног времена омогућавају ОПС-има планирање рада ЕЕС-а са минималним нивоом резерви за уравнотежење, у поређењу са опсежним нивоом резерви потребним уколико се ЕЕС-ом не би ефикасно управљало и планирало. У случају нарушених критеријума сигурности и поузданости у фази планирања, ОПС-и имају могућност да превентивно делују, уместо да искусе потенцијално огромне проблеме у реалном времену, а то директно доприноси ефикаснијем раду ЕЕС-а те повећава поузданост и сигурност снабдевања.



Слика 2. Активности оперативног планирања повезане са различитим временским интервалима [8]

А. Валидација и спајање *IGM*-ова и креирање *CGM*-а

Индивидуални мрежни модели које праве ОПС-и играју кључну улогу за осигуравање стабилног и поузданог рада електроенергетских мрежа. Представљају математички и алфа-нумерички приказ ЕЕС-а, а служе ОПС-има и *RSC/RCC*-има како би симулирали и анализирали рад мреже. Подаци потребни за креирање *IGM*-а су прогнозиран подаци о ангажовању електрана, потрошњи, разменама са суседима и топологији мреже, како и информације о електричним параметрима мреже које су неопходне за математичко моделовање елемената ЕЕС-а.

Сваки ОПС обезбеђује *IGM*-ове и доставља их на централизовано складиште. Те моделе затим преузимају одговорни *RSC/RCC*-и, валидирају их и спајају у заједнички модел континенталне Европе - *CGM*. Валидација *IGM*-ова је процес провере модела на структурне, синтаксне, семантичке и критеријуме конвергентности прорачуна токова снага. Подаци који се користе за израду модела треба да буду тачни, поуздани и ажурни. *ENTSO-E* захтева валидацију модела као део својих стандарда и процедура. Тренутно сваки ОПС доставља своје *IGM*-ове који се односе на преносну мрежу

и требало би да садрже све елементе на 220 kV и вишим напонским нивоима. Елементи на нижим напонским нивоима могу се моделовати делимично или у потпуности, у случају да значајно утичу на више напонске нивое или се могу еквивалентирати.

За размену модела користе се *UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)* формат и *CGMES (Common Grid Model Exchange Standard)* формат. *UCTE* стандард користи старије формате података, фокусира се на основне податке потребне за статичке анализе оптерећења и стабилности, обухвата мање детаља у поређењу са *CGMES*-ом посебно у погледу динамичких процеса и тржишних података.

У оквиру координисаних активности које обавља *RSC/RCC*, израда заједничког модела преносне мреже (*CGM-a*) је једна од најважнијих. Главне намене *CGM-a*:

- анализа (пре)оптерећења и токова снага,
- прорачун прекограничних капацитета,
- планирање и развој мреже,
- процена сигурности и стабилности мреже,
- реакција на хитне ситуације,
- интеграција ОИЕ-а,
- анализа кратких спојева и подешавање заштитних уређаја,
- пружање тржишних информација и транспарентности итд.

Типично, без обзира о којем стандарду је реч, један *IGM/CGM* минимално садржи податке о: чворовима, гранама, генераторима, потрошачима, трансформаторима, компензационој опреми, електричним вредностима (напони, струје и оптерећења у мрежи, реактансе и капацитивности, активна и реактивна снага итд.). *IGM*, а тиме и *CGM* се праве за различите временске интервале, зависно од потреба планирања и експлоатације.

B. Координисани прорачун капацитета

Координисани прорачун преносних капацитета се обавља на регионалном нивоу, где више ОПС-а сарађују посредством *RSC/RCC*-а како би оптимизовали рад своје преносне мреже. Ово је кључни процес у тржишту електричне енергије који омогућава оптималну употребу и расподелу преносних капацитета између различитих тржишних зона (*Bidding Zone*). Тржишна зона представља највећу географску област у оквиру које учесници на тржишту могу да размењују енергију без алокације капацитета, где су велепродајне цене електричне енергије уједначене [6]. Циљ овог процеса је да се обезбеди сигуран, поуздан и ефикасан пренос електричне енергије преко граница тржишних зона, смањујући мрежна загушења (*Network Congestion*) и максимално искоришћавајући доступне капацитете.

Одредити унапред преносне капацитете мреже и извршити њихову алокацију учесницима на тржишту представља економски најприхватљивији и технички најостварљивији начин за управљање загушењима. У зависности од начина на који се одређује износ понуђених

капацитета, методе прорачуна прекограничних капацитета могу се поделити у две основне методе:

- метода нето преносног капацитета (*Net Transmission Capacity – NTC*) заснована на прорачуну вредности максималне размене електричне енергије између две суседне тржишне зоне и
- *Flow-based Allocation (FBA)* метода заснована на прорачуну прекограничног капацитета у којем је размена електричне енергије између тржишних зона ограничена дистрибутивним факторима трансфера снаге (*Power Transfer Distribution Factors – PTDF*).

C. Координисане анализе сигурности

Координисане анализе сигурности представљају процес заједничког оцењивања и управљања сигурносним ризицима у ЕЕС-у, са циљем да се обезбеди сигурност и поузданост преносне мреже. Након алокације преносних капацитета, када су познате прекограничне размене, на спојеном моделу ради се анализа сигурности, односно прогноза загушења (*Congestion Forecast*). Овај процес укључује сарадњу између више ОПС-а и *RSC/RCC*-а, уз коришћење заједничке методологије за регионалну оперативну анализу сигурности (*Regional Operational Security Analysis – ROSC*).

Сасвим је јасно да је свака прогноза квалитетнија што је ближа реалном времену. Најреалније резултате даје унутардневна прогноза загушења (*Intraday Congestion Forecast – IDCF*), која је освежена подацима о потрошњи, производњи и разменама ближим реалном времену. У случају недостатка истих, за анализе сигурности се узимају модели из најближег доступног временског интервала који је расположив, односно дан унапред процеса (*Day Ahead Congestion Forecast – DACF*). Кораци који су универзални за *DACF/IDCF* процес су (Сл. 3):

- Сви ОПС-и достављају своје *IGM*-ове на централизовано складиште.
- *RSC/RCC*-и затим преузимају *IGM*-ове и валидирају их на основу одређених правила прописаних од стране *ENTSO-E*.
- Преко фиктивних *X* чворова (пресечени интерконективни далеководи на електричној средини) уз укидање инјектирања на њима и балансирање размена, *RSC/RCC* прави *CGM*.
- У првој фази координације на спојеном моделу *RSC/RCC* врши прорачун токова снага, проверу испуњености услова критеријума сигурности *N-1* и идентификацију загушења на основу обједињених листа испада (*Contingency list*) и листа мониторинганих елемената (*Monitoring list*).
- По завршеној анализи сигурности, уколико су идентификована нарушена сигурносна ограничења у мрежи, следи оптимизација корективних мера (*Remedial Action Optimization – RAO*) која подразумева проналажење најбољих

могућих корективних мера које ће решити идентификоване проблеме у мрежи, узимајући у обзир различите факторе као што су ефикасност предложене мере, трошкови, расположивост ресурса итд.

- Након што се оптимизују корективне мере, неопходна је њихова координација (*Remedial Action Coordination – RAC*) између суседних контролних области или региона како би се осигурала синхронизована имплементација предложених решења на регионалном нивоу.
- Друга фаза координације изводи се да би се проценили комбиновани ефекти свих корективних мера прелиминарно договорених у првој фази. Ова фаза укључује ажурирање *CGM*-а и поновну анализу сигурности (укључујући *RAO* и *RAC* уколико је потребно).
- *RSC/RCC*-и достављају валидационе извештаје, спојене моделе и резултате анализе сигурности припадајућим ОПС-има.
- На крају процеса ОПС-и и *RSC/RCC*-и консолидују резултате целог процеса у заједничкој телеконференцији.

искључењима елемената из *Element list* фајла за наредни период. По завршетку процеса обједињавања, од ОПС алата, *RSC/RCC*-и аутоматски добијају: обједињену паневропску листу елемената чија се искључења координишу (*OPC Merged Element list*), паневропски фајл са обједињеним искључењима (*OPC Merged UAP* фајл) и ОПС извештај (*OPC Report*).



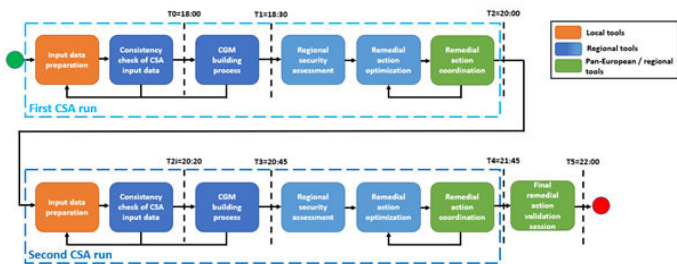
Слика 4. ENTSO-E мапа ЕЕЦ-а чија се искључења координирају [4]

Резултате другог процеса обједињавања планова искључења *RSC/RCC*-и користе као улазне податке за регионални ОПС. Регионални ОПС процес се спроводи од стране сваког *RSC/RCC*-а за регион у коме је надлежан. Овај процес подразумева прорачун анализе сигурности на моделима са уваженим искључењима. У нормалном стању систем је стабилан. Ако се при искључењу неког елемента добије нарушен критеријум сигурности *N-1* као резултат ОПС процеса добија се тзв. *OPSC (Outage Planning Security Constraint)* или *OPI (Outage Planning Incompatibility)* ситуацију. *OPSC* је ситуација када при искључењима имамо нарушен *N-1* критеријум, али ако се спроведу одређене корективне акције систем ће се вратити у сигурно стање. *OPI* нам говори да постоји критична ситуација у мрежи која је последица планираних искључења. Детектован *OPI* је финално стање што значи да не постоји корективна акција која би спречила да систем уђе у несигурно стање, осим да се одустане од искључења.

Након завршеног прорачуна, резултати се достављају ОПС-има који их користе при финалном одобравању планираних искључења. Сваког четвртка сви *RSC/RCC*-и учествују у дискусији о резултатима *W-1* регионалног ОПС процеса, неусаглашењима на интерконективним далеководима и квалитету улазних података. Сваког петка *RSC/RCC*-и заједно са ОПС-има из свог региона учествују на недељној оперативној телеконференцији (*Weekly Operational Teleconference – WOPT*) на којој се врши потврда планова искључења за наредну седмицу, решавање евентуалних неусаглашења и *OPSC*-ова пре финалног процеса обједињавања планова искључења.

Е. Процена краткорочне адекватности

Адекватност ЕЕЦ-а је мера способности система да задовољи сопствену потрошњу својом расположивом производњом и увозом електричне енергије из суседних система. Као део стратешког планирања процена адекватности се ради на дугорочном нивоу, док се на краткорочном и средњорочном нивоу врши као део



Слика 3. ROSC процес, кораци и времена [9]

Д. Координација планирања искључења

RSC/RCC-и спровode процес координације планирања искључења (ОПС процес) у различитим временским интервалима. Ови интервали укључују недељне (*W-1*), месечне (*M-1*) и годишње (*Y-1*) периоде, при чему сваки од њих има специфичне задатке и активности. Овај мултитемпорални приступ омогућава *RSC/RCC*-има да благовремено реагују на промене топологије мреже и константно управљају планираним искључењима (Сл. 4). Свеобухватни ОПС процес састоји се од 2 процеса: процес координисаног планирања искључења на паневропском нивоу (*Pan-European OPC*) и регионални ОПС процес.

Током паневропског *W-1 OPC* процеса постоје 4 аутоматизована процеса обједињавања планова искључења (*Merge*). *W-1 OPC* процес покрива планерски период од седам дана почевши од суботе закључно са следећим петком. Пре првог процеса обједињавања планова искључења ОПС-и су у обавези да на паневропски ОПС алат доставе улазне фајлове: *Element list* и *UnAvailability Plan (UAP* фајл). *Element list* је база података са свим елементима који ОПС пријављује у оквиру ОПС процеса. *UAP* фајл садржи информације о планираним

процеса оперативног планирања. Краткорочна процена адекватности (*Short-term and Seasonal Adequacy Assessments – STAA*) је процес који се спроводи како би се оценило да ли је ЕЕС адекватан у кратком временском периоду, обично у периоду од недељу унапред до најмање један дан унапред. Укупна процена адекватности се састоји од 2 процеса: међурегионална (паневропска) процена адекватности (*Cross Regional Adequacy Assessment – CRAA*) и регионална процена адекватности (*Regional Adequacy Assessment – RAA*).

RSC/RCC-и, посредством паневропског *STA* алата, свакодневно раде краткорочну *CRAA* процену за период од наредних 7 дана (Сл. 5). Сваки ОПС обезбеђује неопходне информације за вршење процене адекватности у својој контролној области достављањем фајлова на *STA* алат. Задатак *RSC/RCC*-а је да мониторише процес и да обезбеди резултате *STA* прорачуна. *STA* процес започиње аутоматски сваки дан у 9:00 CET, а састоји се од следећих корака:

- **Валидација улазних података.** ОПС-и минимално достављају *Load file* (прогнозирана потрошња) и *Gen file* (доступност производних капацитета по типовима електрана укључујући очекиване варијације интермитентних ОИЕ-а). Поред података из *Gen* и *Load* фајла, са *ENTSO-E* платформе *Transparency STA* алат преузима податке о договореним разменама електричне енергије у виду *NTC* фајла.
- **Детерминистички прорачун.** Уважава податке које су доставили ОПС-и и заснива се на прорачуну биланса снаге у тренутку вршног оптерећења, при чему приликом сортирања производње алгоритам додељује приоритет електранама у складу са предефинисаним тежинским фактором према типу производње за дату електрану.
- **Пробабилистички прорачун.** Алгоритам подразумева 10 000 детерминистичких прорачуна (*Monte Carlo* симулација) у којима се за сваки сценарио врши другачија варијација потрошње, производње из сунца и ветра, испада генератора, *DC* каблова итд. На основу 10 000 сценарија алгоритам прави процену адекватности стања у систему за наредних 7 дана.
- **Извештавање.** Процесуирање резултата прорачуна, генерисање извештаја и слање резултата ОПС-има и *RSC/RCC*-има.

Када *STA* алат заврши са *CRAA* прорачуном *RSC/RCC* проверава да ли је дошло до проблема са адекватношћу у региону од интереса. Ако је за неки од припадајућих ОПС-а детектована неадекватност за временске интервале до 3 дана унапред у детерминистичким резултатима, испуњен је услов за покретање *RAA* процеса. *RSC/RCC* путем мејла обавештава ОПС-е да је инициран *RAA* процес и организује прелиминарну телеконференцију. Када је систем неадекватан за решење се посматра читава област опсервабилности и њени ОПС-и. На телеконференцији се дискутује да ли је реалан проблем са адекватношћу или са улазним подацима. У случају да је детектована неадекватност дефинише се рок за достављање

корективних акција. *RSC/RCC* уважава корективне акције или неку од њих и покреће алат за прорачун *RAA*. Након завршеног прорачуна *RSC/RCC* води финалну телеконференцију демонстрирајући резултате процеса и заједно са ОПС-има усаглашава финални скуп корективних акција.



Слика 5. Паневропски *STA* алат [9]

Сви *RSC/RCC*-и на ротационом принципу обављају улогу главног или резервног ентитета одговорног за мониторисање квалитета паневропског *STA* прорачуна и *STA* алата према обавезама из [3] и унапред утврђеног распореда. Аналогно *STA* процесу, *RSC/RCC*-и мониторишу паневропски *OPC* алат и *OPC* процес.

IV. ИЗАЗОВИ КООРДИНАЦИЈЕ ОПС-А НА ПАНЕВРОПСКОМ И РЕГИОНАЛНОМ НИВОУ И БУДУЋНОСТ *RCC/RSC*-А

RCC/RSC-и се суочавају са сложеним изазовима који захтевају иновативна решења и сталну сарадњу кључних актера енергетског сектора. Кључни изазов за ЕЕС-а је интеграција варијабилних и непредвидивих ОИЕ, што захтева напредно планирање и управљање па *RCC/RSC*-и морају усвајати савремене технологије како би побољшали предиктивне анализе сигурности. Велике количине података које свакодневно генеришу ОПС-и и *RCC/RSC*-и захтевају ефикасно и безбедно управљање и складиштење. Поред тога, осигурање интероперабилности различитих информационих система и платформи је неопходно за омогућавање несметане размене података између различитих ентитета у ЕЕС-у.

Рачунарска (дигитална/сајбер) безбедност постаје све важнија због растуће претње од напада на рачунаре, рачунарске мреже и информатичку опрему који могу нарушити рад критичне инфраструктуре. Управљање кризним ситуацијама, природне катастрофе и екстремни

временски услови захтевају развој робусних стратегија и планova за превенцију, брзу реакцију и опоравак ЕЕС-а.

Координација рада ОПС-а отежана је разликама у регулаторним оквирима, техничким стандардима, праксама и језичким разликама. Финансијски и економски изазови, такође представљају значајне препреке како ОПС-има тако и *RCC/RSC*-има. Поред ових техничких и економских аспеката, политичка неизвесност и потреба за усаглашавањем и имплементацијом европских директива и регулатива додатно компликују рад *RCC/RSC*-а. Превазилажење техничких и административних баријера, јачање регионалне сарадње и хармонизација законодавства на нивоу Европске уније и изван ње, би допринела бољој координацији и раду учесника у ЕЕС-у.

Ови изазови обликују будућност *RCC/RSC*-а и подстичу стратешке иницијативе које проширују и трансформишу њихову улогу. Према документу *Future Vision for RCCs* [10] који је средином 2024. године представио *ENTSO-E*, а који дефинише будућу улогу *RCC*-а у управљању ЕЕС-ом у Европи ОПС-и ће задржати одговорност за управљање ЕЕС-ом у реалном времену, док ће *RCC*-и наставити да пружају услуге планирања, делујући у име ОПС-а само уз изричито овлашћење. *RCC*-и ће прилагодити своје постојеће задатке и преузети нове како би одговорили на изазове декарбонизације и повећаног учешћа ОИЕ. Повећана координација између ОПС-а и *RCC*-а на регионалном и паневропском нивоу биће кључна, уз јасно дефинисање одговорности, а *RCC*-и ће се морати прилагодити новим оперативним потребама.

V. ЗАКЉУЧАК

У модерним ЕЕС-има, бројни фактори доприносе унапређењу целокупног електроенергетског сектора и бољем задовољавању потреба потрошача и друштва у целини. Савремени системи су бржи у усвајању нових технологија због веће конкуренције и мотивације за инвестиције у ОИЕ-е и друге одрживе технологије. Дерегулација је резултирала јаснијим и транспарентнијим регулаторним оквирима, што је подстакло повећање конкуренције, обима трговине и смањење цена. Међутим, овај модел захтева висок ниво координације и комуникације како би се осигурало да се оно што се на почетку чини као добит не претвори у штету. У том смислу, координисан приступ међу различитим актерима и синхронизација активности имају централну улогу.

RCC/RSC-и обезбеђују координисан приступ међу различитим ОПС-има како би се осигурала синхронизација активности и ефикасно управљање ЕЕС-ом у домену оперативног планирања. Олакшавају правовремену и прецизну размену информација међу свим релевантним странама у електроенергетском сектору. Спроводе детаљне анализе и процене ризика у погледу поузданости и сигурности ЕЕС-а. Врше идентификацију потенцијалних проблема и развијају предлоге за њихово решавање пре него што дође до поремећаја. *RCC/RSC*-и пружају подршку ОПС-има у доношењу коначних одлука кроз препоруке за оптимизацију коришћења ресурса, примену превентивних

или корективних акција те дају предлоге за унапређење оперативних процедура.

Улога *RCC/RSC* у координацији оперативног планирања на паневропском нивоу је од суштинског значаја јер само добро испланиран систем може функционисати ефикасно у реалном времену. Планирање је кључ за превенцију проблема, оптимизацију ресурса, флексибилност, координацију активности, ефикасно реаговање на ванредне ситуације и смањење ризика од поремећаја, неефикасности и високих трошкова.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC.
- [2] Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003.
- [3] Multilateral Agreement on Participation in Regional Security Coordination Initiatives - MLA RSCI - међународни споразум, 2015.
- [4] <https://www.entsoe.eu/regions/> [09. 01. 2025].
- [5] Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
- [6] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management.
- [7] Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity.
- [8] European Commission, Joint Research Centre, et al. State of the Art of Regional Coordination Centres (RCCs) and Their Impact on Security of Electricity Supply in Europe, Publications Office of the European Union, 2024. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/01557> [09. 01. 2025].
- [9] <https://www.scc-rsci.com/> [10. 01. 2025].
- [10] ENTSO-E, Future Vision for RCCs, From: Steering Group Strategy, July 2024.

ABSTRACT

The deregulation of the electricity market has brought numerous benefits but also significant challenges in the domain of operational planning and management of the power system. The increase in cross-border trade required improved coordination and data exchange among Transmission System Operators (TSOs). In response, Regional Security Coordinators (RSCs) were established to centralize the coordination of TSOs' operations and provide forecasts of the power system state over short- and medium-term time intervals. This paper aims to provide insight into the key aspects of RSC operations, emphasizing their role in planning, coordinating, and implementing security strategies at the regional, but also at the Pan-European level. Although the data presented in this paper is predominantly theoretical due to the confidentiality of information managed by RSCs, this paper serves as a valuable resource given that the concept of RSCs has not been sufficiently addressed in professional literature and scientific studies.

OPERATIONAL PLANNING AND SECURITY MANAGEMENT IN MODERN POWER SYSTEMS UNDER REGIONAL COORDINATION

Anđela Krljaš, Tijana Milovanović, Dušan Prešić