

УДК: 621.311.1(497.11)
621.311:351.824.11(497.11:4-6EU)

Марија Ђорђевић¹, Срђан Младеновић¹, Ивана Стаменић¹, Бранко Шумоња¹



Имплементација европских процеса у оперативни рад ЕМС АД

¹ Акционарско друштво Електромрежа Србије, Београд, Србија*

<https://doi.org/10.18485/epij.2026.4.2.6>

Стручни рад

Кључне поруке

- Овај рад разматра координисане процесе који се одвијају на нивоу европских оператора преносних система и главне промене које се спроводе у оперативном раду ЕМС АД
- Описана су два најбитнија процеса и то координисана сигурност и координисани прорачуни преносних капацитета
- Дате су техничке основе за дефинисање региона за координисани прорачун капацитета у региону Југоисточне Европе
- Сагледане су могућности српског оператора преносног система да испуни регулаторну обавезу доделе преносног капацитета према MACZT методологији

Кратак садржај

На нивоу ENTSO-E и Европе одвијају се процеси који директно утичу на електроенергетски сектор Србије и свакодневни рад Оператора преносног система. Два кључна процеса у оквиру ENTSO-E – координисана анализа сигурности и координисани прорачуни преносних капацитета – спроводе се на усклађен начин. У оквиру прорачуна преносних капацитета примењују се два методолошка приступа: NTC и flow-based метод. Овај рад приказује регулаторни процес прикључења ЕМС АД европским регионима за прорачун капацитета – CORE и SEE региону – уз посебан осврт на изазове са којима се ЕМС АД суочава у овом контексту. Такође, представљени су основни концепти координисаних процеса, који ће се делом реализовати унутар Оператора преносног система, а делом кроз регионалне координационе центре. Без обзира на примењену методологију прорачуна преносних капацитета у различитим фазама, неопходно је испунити правило доделе 70% капацитета критичног елемента. У раду су приказани прелиминарни резултати испуњења овог правила, узимајући у обзир да је његова примена обавезна у складу са Законом о енергетици.

Кључне речи

ENTSO-E, MACZT (*Margin Available for Cross-Zonal Trade*), RCC (*Regional Coordination Centre*), TSO (ОПС)

Примљено: 19. новембра 2025. Рецензирано: 11. марта 2026.
Измењено: - / без примедби / Одобрено: 12. марта 2026.

* Кореспондирајући аутор: Марија Ђорђевић, +381 64/840-86-69
Имејл: marija.djordjevic@ems.rs

Напомена:

Овај чланак представља проширену, унапређену и додатно рецензирану верзију рада „Координисани процеси у ЕМС АД у складу са најновијом европском регулативом” (<https://doi.org/10.18485/epij.2026.4.2.6>), награђеног у Студијском комитету СТК-Ц5 *Тржиште електричне енергије и регулација*, на 37. Саветовању CIGRE Србија, 26-30. маја 2025.

1. УВОД – РЕГУЛАТОРНИ ОКВИР

Нови законски оквир, којим је транспонована европска регулатива, донео је нову реалност у оперативном планирању и управљању преносним системом. Према одлуци Министарског савета Енергетске заједнице (*Energy Community*, EnC), донетој 15. децембра 2022. године о транспоновану европске регулативе у вези са електроенергетиком у законодавне оквире свих чланица Енергетске заједнице, земље EnC-а обавезале су се да до краја 2023. године спроведу транспозицију у национално законодавство. У питању су уредбе CEE (*Clean Energy Package*): 2019/942, 2019/943, 2019/941, као и пет мрежних кодова (SOGL, ER, CACM, FCA и GLEB), што представља значајан корак у правцу укључивања Републике Србије у јединствено европско тржиште електричне енергије. На овај начин мрежни европски кодови су постали обавеза, у односу на рану имплементацију мрежних кодова која је имала и неку меру произвољности.

Једна од кључних обавеза уговорних страна Енергетске заједнице у оквиру транспозиције европске регулативе јесте дефинисање региона за спровођење координисаних активности, као што су безбедносне анализе и прорачуни капацитета. Основне одредбе које се односе на свакодневни рад оператора преносног система су утврђивање региона за оперативну сигурност, као и региона за прорачуне преносних капацитета.

Друга битна одредница у координисаним прорачунима преносних капацитета повезана је са испуњењем критеријума доделе 70% преносног капацитета или MACZT критеријума, што за последицу може да има то да се проблеми са сигурношћу решавају на краћим временским хоризонтима, као што је интрадневни и временски хоризонт близу реалном времену. Такође, за очекивање је и то да ће се отклањање проблема са загушењима решавати редиспечингом и контратрговином (*counter-trading*), што за последицу може имати значајне оперативне и финансијске импликације.

2. КООРДИНИСАНИ РЕГИОНАЛНИ ПРОЦЕСИ

Овај рад се неће бавити политичким конотацијама дефинисања региона, већ само техничким параметрима. Дефинисање региона за оперативну сигурност (*Security Operational Region*, SOR) постоји већ више деценија на нивоу Југоисточне Европе и првенствено као одговор на потребу за координисаним планирањем искључења на годишњем, месечном и седмичном хоризонту. Ова пракса је проистекла из нужности међусобног усаглашавања активности међу операторима преносних система, посебно када је реч о кључним 400 kV, 220 kV и интерконективним далеководима.

Касније се овај приступ институционализовао кроз формирање регионалних координационих центара (RCC), који су проширили оквир координације и на друге планерске активности, као што су:

1. моделовање система у различитим временским хоризонтима: интрадневном, дневном нивоу, као и на нивоу за два дана унапред, седмичном, месечном, па до годишњег нивоа; ове активности се односе на израду појединачних модела, као и заједничког модела интерконекције, као предуслова за све планерске активности;
2. координисање оперативне сигурности и провере испуњености сигурносних критеријума *N-1* и *N-x*, где доминантну улогу преузимају координациони центри за сигурност;
3. координисање регионалне/ENTSO-E краткорочне адекватности (*Short-term Adequacy*, STA);
4. координација оперативног планирања искључења свих релевантних елемената на ENTSO-E нивоу (*Operational planning coordination*, OPC).

ЕМС АД учествује у изради заједничког мрежног модела (*Common Grid Model*, CGM), који је основа за све прорачуне који се односе на сигурност преносног система и на прорачуне преносних капацитета. Креирање заједничког паневропског модела одвија се на ротационом принципу свих европских регионалних координационих центара, а јединствен заједнички модел користи се у целој Европи и у нашем региону. Овако генерисан заједнички модел користи се у анализама на нивоу читаве ENTSO-E мреже, укључујући и регион у којем ЕМС АД делује, чиме се обезбеђује координисано планирање и оперативна сигурност система.

Када је у питању регионална координација сигурности, у региону Југоисточне Европе, који обухвата и земље чланице Европске уније (ЕУ) и земље које нису у ЕУ, примењују се европски приступ и динамички распоред активности са циљем да се још у фази планирања за дан унапред идентификују потенцијална критична стања и благовремено предузму корективне мере.

Земље у европским регионима за сигурност имплементирале су веома сложен процес координисане сигурности који се одвија у тачно дефинисаним временским интервалима. Оператори преносних система треба да доставе своје мрежне моделе (IGM) за наредни дан до 18 часова, креирање заједничког мрежног модела (CGM) завршава се у наредних сат времена, а на њему се спроводи регионална оперативна анализа сигурности (*Cross-Regional Operational Security Assessments*, CROSA).

Уколико се установи да постоје преоптерећења, потребно је применити корективне мере и креирати нове моделе мреже, а потом спровести нову координисану оперативну анализу сигурности – тзв.

CCROSA (*Coordinated Cross-Regional Operational Security Assessments*).

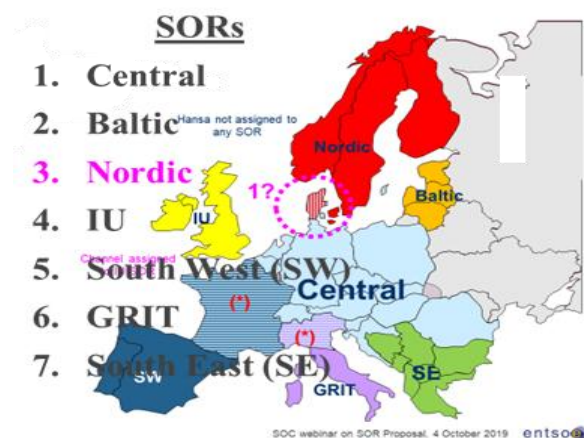
Овакав режим рада захтева да се оперативне активности планирања одвијају и током поподневне смене, често до 22 часа, а свака фаза процеса праћена је телеконференцијама на којима активно учествују како оператори преносних система (ОПС, тј. *Transmission System Operator*, TSO) тако и регионални координациони центри (RCC).

У нашем региону, у сарадњи са SCC-ом, Регионалним координационим центром за сигурност, спроводе се најбитније активности које представљају увод у комплетну примену CROSA процеса, како је то надаље описано.

Израда модела у D-1, која се спроводи до 18 часова, затим спајање заједничког модела и израда анализа сигурности.

Свакодневно се организују координационе телеконференције на дневном нивоу, у термину између 20 часова и 22 часа, на основу спроведених сигурносних анализа ради разматрања и, по потреби, примене корективних мера (ремидијалних акција). Ове акције могу имати нулту финансијску последицу, али могу укључивати и мере које повлаче оперативне финансијске трошкове.

Предуслов за потпуно успостављање CROSA процеса јесте дефинисање региона за оперативну сигурност, SOR-а. На ENTSO-E нивоу дефинисани су оквири SOR-ова (Слика 1), на којима се обављају све функционалности, дефинисане регулативом, на координисан начин у сарадњи са другим ОПС-ом и регионалним координационим центрима: Central, Baltic, Nordic, IU, South West (SW), GRIT и South East (SE).

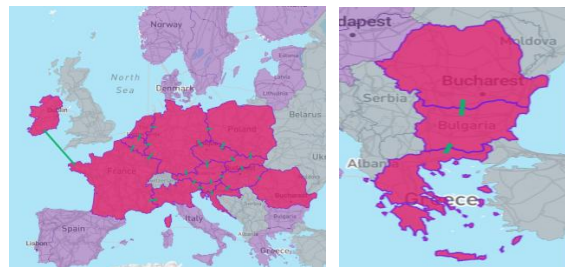


Слика 1. Иницијална дефиниција региона за оперативну сигурност

У току је транспозиција регулативе Европске уније, па када је у питању регион земаља Енергетске заједнице, SOR је у процесу редефинисања. Очекује се да ће будућа дефиниција SOR-а бити у корелацији са дефиницијом региона за прорачун преносних капацитета.

3. РЕГИОНИ ЗА ПРОРАЧУН ПРЕНОСНИХ КАПАЦИТЕТА

У Европи су већ дефинисани Региони за координирани прорачун преносних капацитета, такозвани CCR-ови, који имају развијене своје методологије прилагођене специфичностима региона. Тренутно су дефинисани следећи CCR-ови: Балтички, Централна Европа, Core регион, регион Грчка–Италија, Hansa регион, Северна Италија, Нордијски регион, SEE регион (Југоисточна Европа), SWE регион (Југозападна Европа).



Слика 2. Приказ CCR региона Централне и Југоисточне Европе

У земљама Енергетске заједнице у току је транспозиција, где се на нивоу земаља Енергетске заједнице дефинишу региони за прорачун преносних капацитета. Као алтернатива такозваном *default* решењу, које је иницијално предложено на Министарском савету, због нетипичности појединих земаља Енергетске заједнице у току је спровођење алтернативног решења које подразумева да се зоне трговања припоје двама постојећим европским регионима или CCR-у. На Слици 2 дат је приказ региона Централне Европе и региона Југоисточне Европе, којима би се у некој скоријој перспективи прикључила Србија. Овим би се ЕМС АД, српски оператор преносног система, CGES, црногорски оператор преносног система, и NOSBiH, оператор за БиХ, прикључили европском Core/Core региону, а остали оператори преносних система у ЕнС земљама би се прикључили SEE европском региону.



Слика 3. Дефинисање региона за прорачун преносних капацитета

Решење је имплементирано. Постоји више техничких показатеља који потврђују оправданост овакве поделе, а неки од кључних су следећи:

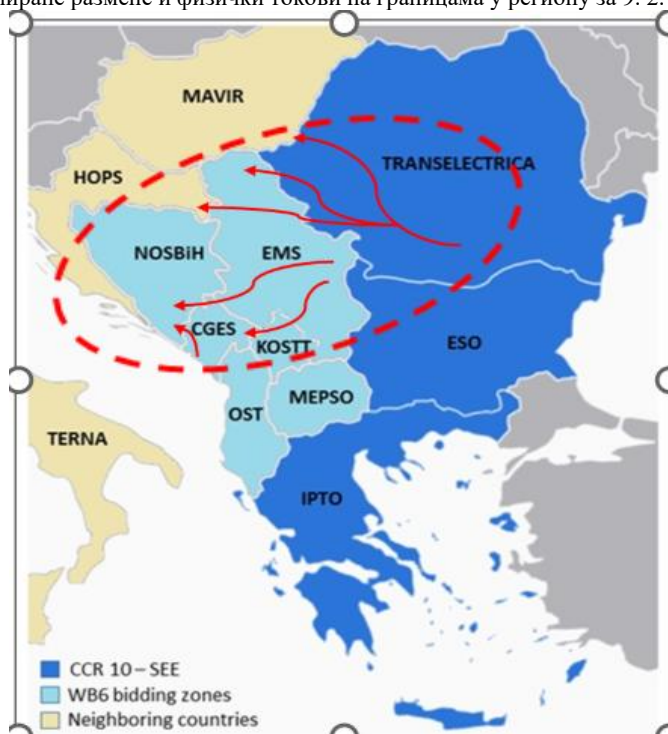
- анализом неколико недавних, највећих поремећаја који су се десили у последњих двадесетак година, и који су се осетили на читавој синхроној области, дошло је до раздвајања система у Хрватској, Мађарској, Србији и Румунији; показало се да постоје слабе тачке које се морају координисано разматрати;
- важно је успоставити координирани прорачун преносних капацитета заснован на токовима снаге или коришћењем координисаног NTC-a (нето преносни капацитет) као прелазног решења; овим би се избегли неконтролисани

токови (кружни токови) који су основни извор несигурности у преносној мрежи;

- ефекат достизања 70% капацитета, јер се узимају утицаји токова који нису контролисани и потичу из других зона; тренутно се у ЕМС АД види велики утицај планираних токова (комерцијалних) на граници Мађарска–Румунија, а физички токови се затварају преко преносне мреже Србије; приказ токова је дат на Слици 4 за један нетипичан дан у коме је постојао велики транзит са југа ка северу, због огромне производње из соларних извора електричне енергије у Грчкој.



Слика 4. Планиране размене и физички токови на границама у региону за 9. 2. 2025. у 11.30 ч.



Слика 5. Утицај прекограничних размена између Core региона и балканских земаља

Огромни утицаји токова из региона ЈИЕ на токове у CORE региону. Тако, на пример, далеководи ДВ 400 kV „Угљевик–Митровица” према PTDF факторима (*Power Transfer Distribution Factor*) имају утицај и до 13%, као и ДВ 400 kV „Требиње–Ластва” према PTDF факторима има утицај и до 13% на CORE регион. Из тога се може закључити да је велики утицај између CCR-ова који се мора узети у обзир како би се на што тачнији начин прорачунали преносни расположиви капацитети.

Ово су разлози због којих се тренутно реконфигурише предефинисани регион *Shodow SEE* CCR, где би се креирало алтернативно решење у коме су ЕМС АД, CGES и NOSBiH прикључени CE/CORE региону. На овај начин би се дневни прорачуни капацитета спроводили по методи заснованој на токовима снаге, где се сагледава појединачно сваки елемент мреже у најкритичнијим испадима. Као технички оптимално и регулаторно ефикасно решење, прорачуни расположивих преносних капацитета би се најпрецизније реализовали уколико би цела континентална Европа била дефинисана као јединствени регион за прорачун капацитета заснован на токовима снаге (*flow-based CCR*).

4. МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРИМЕНУ MACZT-а КАО ИНДИКАТОРА ДОСТУПНОСТИ ПРЕКОГРАНИЧНИХ КАПАЦИТЕТА

ACER (Асоцијација европских регулаторних тела) израдио је Препоруку за одређивање минималног расположивог капацитета између зона трговања (*Margin Available for Cross-Zonal Trade – MACZT*), која представља основу за прорачун расположивих капацитета на зонама трговања и обезбеђује уједначен и транспарентан приступ у свим земљама региона: „*Recommendation No 01/2019 of the European UNION Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 08 August 2019 on the Implementation of the Minimum Margin Available for Cross-zonal Trade Pursuant to Article 16(8) of Regulation (EU) 2019/943*”.

Маргина расположива за прекограничну трговину (MACZT) користи се као технички индикатор доступности преносне мреже за прекограничну размену електричне енергије. Применом MACZT-а омогућава се повезивање физичких ограничења преносног система са резултатима прекограничних токова, са циљем идентификације структурних и оперативних фактора који утичу на ниво расположивих капацитета.

MACZT се одређује и прати за лимитирајући критични мрежни елемент са загушењем (*Critical Network Element with Contingency*, CNEC). За сваки посматрани временски оквир и критични мрежни елемент, MACZT представља меру физичког капацитета преносне мреже који је стављен на располагање прекограничној трговини.

MACZT се дефинише као збир маргине добијене кроз координисан прорачун прекограничних капацитета и утицаја протока који нису обухваћени координисаним прорачуном капацитета:

$$MACZT_i = MCCC_i + MNCC_i, \quad (1)$$

где индекс i означава лимитирајући критични мрежни елемент са загушењем.

Маргина из координисаног прорачуна капацитета (*Margin from Coordinated Capacity Calculation*, MCCC) представља део маргине расположиве за прекограничну трговину који произилази из координисаног прорачуна прекограничних капацитета, унутар дефинисане координационе области.

MCCC одражава утицај прекограничних размена на критичне мрежне елементе који се планирају и рачунају заједнички од стране више оператора преносних система, у складу са договореним методологијама и унутар исте координационе области.

У случају примене координисаног NTC приступа, MCCC се израчунава као збир производа позитивних PTDF вредности критичног мрежног елемента и нето преносних капацитета по појединачним оријентисаним прекограничним правцима:

$$MCCC_i = \sum_b pPTDF_{i,b} \cdot NTC_b, \quad (2)$$

где:

1. $pPTDF_{i,b}$ представља позитивну вредност PTDF фактора критичног мрежног елемента i у смеру одговарајућег оријентисаног прекограничног правца b ;
2. NTC_b представља нето преносни капацитет одређен у поступку прорачуна капацитета за прекогранични правац b за разматрани временски оквир.

Формулом (2) сумарно се обухватају сви прекогранични правци који припадају посматраној координационој области.

На овај начин, MCCC представља део расположиве маргине који је под директном контролом координисаног планирања капацитета и који у највећој мери одражава ефикасност процеса прорачуна прекограничних капацитета унутар координационе области (CCR).

Маргина из некоординисаних утицаја (*Margin from Non-Coordinated Capacity Calculation*, MNCC) представља део маргине који одражава утицај токова који нису обухваћени координисаним прорачуном капацитета, односно токова који потичу од размена ван координационе области (CCR).

Ова компонента обухвата утицај:

- токова који нису предмет заједничког регионалног прорачуна;
- нето позиција зона трговања које нису укључене у координисан прорачун капацитета.

MNCC се одређује на основу релевантних PTDF вредности и одговарајућих нето размена/позиција које изазивају физичке токове на мрежи, а које оператори преносних система не могу директно оптимизовати у оквиру координисаног прорачуна преносних капацитета.

MNCC је често негативна компонента, јер некоординисани токови могу додатно оптеретити

критичне мрежне елементе и смањити маргину расположиву за прекограничну трговину.

Примена MACZT методологије омогућава квантификацију укупне маргине расположиве за прекограничну трговину и раздвајање њених компоненти на координисану (MCCC) и некоординисану (MNCC). Анализа ових компоненти указује на то да ограничења доступности прекограничних капацитета не произилазе искључиво из процеса прорачуна капацитета, већ су у великој мери условљена физичким ограничењима преносне мреже.

Део који се односи на физичка загушења мреже биће детаљно описан у Поглављу 6 овог рада, које се односи на обавезу ОПС-а да изради документ који се зове Акциони план.

5. ПРЕЛИМИНАРНО САГЛЕДАВАЊЕ ИСПУЊАВАЊА КРИТЕРИЈУМА MACZT (70% ДОДЕЉЕНОГ КАПАЦИТЕТА)

ЕМС АД већ више од деценије на нивоу Југоисточне Европе са ОПС-овима из региона спроводи елементе координисаних прорачуна расположивих преносних капацитета. Основне заједничке активности обухватају хармонизацију тотала, размену месечних појединачних модела, спајање јединственог заједничког модела на коме се спроводе прорачуни по принципу нето преносног капацитета, односно NTC методологије. Координација се одвија на бази договора ОПС-ова према годишњем календару.

Увођењем Регионалних координационих центара (RCC), процеси прорачуна су подигнути на значајно виши ниво, посебно у погледу временских хоризоната и методолошке тачности. Наш регионални RCC–SCC спроводи седмичне прорачуне NTC вредности за све зоне трговања оператора који користе његове услуге.

Увођењем мрежног кода *Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM), који је у наше законодавство транспонован преко Уредбе о успостављању смерница за расподелу капацитета и управљање загушењима, прорачуни на дневном и интрадневном нивоу морају се спроводити у оквиру RCC-а и то према методологији заснованој на токовима снаге. У одређеним случајевима, дозвољена је и привремена примена NTC методологије, под условом да оператори докажу да *flow-based* приступ не би био ефикаснији, уз претпоставку идентичног нивоа сигурности система.

У оба методолошка приступа прорачуна преносних капацитета потребно је испунити правило 70% додељеног капацитета или такозвано MACZT правило.

Нови Закон о енергетици (ЗОЕ) прецизирао је обавезу испуњења критеријума за оба методолошка приступа:

1. за границе између зона трговања на којима се примењује методологија прорачуна капацитета заснована на хармонизованом нето преносном капацитету (NTC), оператори преносног система

дужни су да обезбеде минимално 70% капацитета идентификованог критичног елемента за прекограничну трговину, под условом да су испуњени критеријуми сигурности за дефинисану листу испада;

2. за границе између зона трговања за које се примењује прорачун капацитета заснован на токовима снаге минимални капацитет је маргина доступна за токове услед размене између зона трговања на сваком критичном елементу мреже, који треба да износи 70% капацитета уз испуњење критеријума сигурности за одређену листу испада, док преостали износ од 30% капацитета може да се користи за маргину поузданости, кружне токове и унутрашње токове.

Обавезу испуњења критеријума 70% доделе капацитета ЕМС АД студиозно је сагледавао и пре ступања на снагу новог ЗОЕ и благовремено набавио TNA алат са датим перформансама. Прелиминарне анализе које је ЕМС АД спровео за 2024. и делимично за 2025. годину показују да се степен испуњења MACZT критеријума (70% додељеног капацитета за прекограничну трговину) креће у распону од 30% до 70% MACZT-а, али у односу на капацитет који је ЕМС АД прорачунао.

Међутим, хармонизована (финална) NTC вредност зависи и од прорачуна суседног оператора преносног система, с обзиром на то да се на свакој граници усваја нижа вредност од две предложене вредности. Такође, ЕМС АД на транспарентан начин више година уназад контролише KPI – индикаторе квалитета, где се заправо дешава да је на билатералном усаглашавању преносних капацитета, у већини случајева, суседни ОПС био узрок мање финалне хармонизоване вредности, које су дате касније на алокацију.

Међутим, све земље – и ЕУ чланице и оне које то нису – имају обавезу испуњења прописаног правила, тако да ће се сви ОПС-ови трудити да достигну захтеваних 70% додељеног капацитета.

У Табели I дата је процена испуњености критеријума MACZT уколико би се анализирали просечни додељени капацитети у последње три године на појединим границама. Узет је принцип да се усваја већа вредност од средње вредности по смеру или вредност из 2024. године. Проценат испуњености је дат у Табели I у односу на зимске лимите и креће се од 28% до 49%.

У раду су презентовани и резултати уколико би се прорачуни MACZT критеријума радили по дефинисаној ENTSO-E методологији, а не према просечним додељеним вредностима преносних капацитета. Најпре је приказан принцип сагледавања MACZT критеријума, а потом сумарна сагледавања испуњености за неколико месеци у 2025. и 2024. години.

У Табели II анализиран је април 2025. и дат је пример када је критеријум MACZT испуњен, чак 75% на критичном елементу ДВ 400 kV „Порциле де Фиер (Port'ile de Fier) – Ђердап”, за случај испада неколико критичних ДВ 400 kV: „Бор 2 – Ђердап”, „Бор 2 –

Ниш 2”, „Панчево 2 – ПРП Чибук” и „Дрмно – ПРП Чибук”.

Табела I Проценат испуњености MACZT критеријума, уколико се узимају просечне алоциране NTC вредности

	Usaglašen NTC	Maximalni kapacitet	% trenutne vrednosti	MACZT 70%
RS-HU	644	1329	49	70
RS-RO	543	1770	31	70
RS-BG	392	1511	26	70
RS-MK	583	1329	44	70
RS-ME	306	868	35	70
RS-BA	539	1931	28	70
RS-HR	500	1502	33	70

Табела II Приказ MACZT-а за прорачун NTC од Бугарске и Румуније према Србији

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
DV 400 kV Bor 2 - Đerdap	DV 400 kV Portile de Fier - Đerdap	74
DV 400 kV Bor 2 - Niš 2		83
DV 400 kV Pančevo 2 - PRP Čibuk		75
DV 400 kV RP Drmno - PRP Čibuk		74

ЕМС-ов предлог за композитни NTC на граници RS > BG + RO био је 1900 MW, док је NTC циљ за достизање 70% капацитета износио од 1596 MW до 1801 MW.

Уколико се посматра други смер, од BG + RO → RS, уочава се да је достигнути MACZT 69%, када је ЕМС АД предложио композитни NTC од 1900 MW. Да би се иначе достигао критеријум 70% MACZT-а, понуђени NTC би требало да буде 1928 MW. Резултати су приказани у Табели III.

Табела III Приказ MACZT-а за прорачун NTC од Бугарске и Румуније према Србији

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
TR 1 400/110 Bor 2	TR 2 400/110 Bor 2	69
TR 2 400/110 Bor 2	TR 1 400/110 Bor 2	69

Пример из јуна 2024. анализиран је на граници RS → HR, BA, где је испуњеност критеријума 57%, при чему је ЕМС-ов предлог за композитни NTC био 1200 MW. Већ на NTC вредности од 843 MW долази до преоптерећења критичне гране ДВ 220 kV „Обреновац – Ваљево 3”, при испаду ДВ 400 kV „РП Младост – С. Митровица”. За достизање 70% критеријума MACZT требало би алоцирати чак 1524 MW, при чему би критични елемент био веома оптерећен. Резултати су приказани у Табели IV.

У супротном смеру HR, BA → RS, при испаду ДВ „Требиње–Ластва” преоптерећује се ДВ 220 kV „Вишеград–Пожега”, а предложени NTC је 900 MW, при чему је испуњеност критеријума 61%. Резултати су приказани у Табели V.

Табела IV Приказ MACZT-а за прорачун NTC од Србије према Хрватској и Босни и Херцеговини

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
DV 400 kV RP Mladost - S.Mitrovica	DV 220 kV Obrenovac - Valjevo 3	57

Табела V Приказ MACZT-а за прорачун NTC од Хрватске и Босне и Херцеговине према Србији

Critical outage	Critical branch	MACZT [%]
DV 400 kV Trebinje - Lastva	DV 220 kV Višegrad - Požega	61

Видимо да је за достизање датог услова од 70% преносна мрежа често преоптерећена, и у том случају би се проблем решавао у реалном времену редиспечингом, који има финансијске последице.

У раду је такође презентован прорачун MACZT критеријума који разматра критичне елементе у мрежи за неколико карактеристичних месеци из 2024. и 2025. године. Напомена је да су процене рађене према ЕМС-овим предлозима добијеним из прорачуна у складу са ENTSO-E методологијом. Вредности које су биле алоциране углавном су смањене због суседних ОПС-ова у процесу хармонизације, где је принцип да се усвоји минимална предложена вредност два суседна OPS-a.

Сумарни резултати су приказани у табелама VI–IX.

Табела VI Анализа испуњености MACZT-а за јул 2024.

	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
Jul 2024.					
RS -> HU	1137	68	1278	800	55
HU -> RS	762	52	1115.2	800	54
RS -> BG + RO	2282	114	1104	1100	70
BG + RO -> RS	1245	45	1832	1400	56
RS -> BA + HR	1345	74	1256	900	49
BA + HR -> RS	454	53	610	900	73
RS -> ME + MK	1808	61	1984	1300	51
ME + MK -> RS	624	35	1358	1300	68

Табела VII Анализа испуњености MACZT-а за април 2025.

	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
April 2025.					
RS -> HU	682	14.7	2642	1000	24
HU -> RS	/	/	/	/	/
RS -> BG + RO	1723	64.6	1596	1900	83
BG + RO -> RS	1432	52	1928	1900	69
RS -> BA + HR	945	21	2600	1200	36
BA + HR -> RS	1044	50	1250	1200	67
RS -> ME + MK	1723	57.7	1794	1300	52
ME + MK -> RS	1263	63.7	1390	900	65

Табела VIII Анализа испуњености MACZT-а за јун 2024.

Jun 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	997	58	1156	900	55
HU -> RS	1742	81	1563	1000	53
RS -> BG + RO	1469	53	2145	800	29
BG + RO -> RS	1456	55	1930	800	42
RS -> BA + HR	843	33	1524	1200	57
BA + HR -> RS	1056	65	1634	900	61
RS -> ME + MK	1374	57	1473	1300	55
ME + MK -> RS	1526	76	1377	1400	68

Табела IX Анализа испуњености MACZT-а за август 2024.

Avgust 2024.	Na kritičnom koraku		NTC target [MW]	EMS predlog	
	NTC calculated [MW]	MACZT[%]		NTC [MW]	MACZT [%]
RS -> HU	1262	54	1420	700	31
HU -> RS	1024	47	1626	700	35
RS -> BG + RO	/	/	/	/	/
BG + RO -> RS	1013	39	1865	700	22
RS -> BA + HR	1413	51.75	1945	1000	34
BA + HR -> RS	886	57	1126	1000	63
RS -> ME + MK	973	44.4	1594	1300	55
ME + MK -> RS	676	35	1389	1300	67

У ЕМС-овим прорачунима постоји неколико усвојених претпоставки, и то су:

- резултати су приказани са вредностима које су у ЕМС АД прорачунаване са намером да се додели сав расположив капацитет на тржиште електричне енергије; међутим, финалне вредности које су дате на алокацији су вредности хармонизоване са суседним ОПС-ом, усвојене по критеријуму прихватања ниже вредности;
- вредности дате у раду односе се на месечне прорачуне, али су оне веће на дневном нивоу јер се на неколико граница раде прорачуни и усаглашавање дневних вредности NTC-ова, па је искоришћеност мреже већа;
- прорачун мора да обухвати координацију региона за прорачун преносних капацитета и мора се спроводити на европском заједничком моделу како би некоординисани токови снаге из других зона били што мањи.

6. АКЦИОНИ ПЛАН И СТРУКТУРНА ЗАГУШЕЊА У ПРЕНОСНОЈ МРЕЖИ

Уредба (ЕУ) 2019/943 о унутрашњем тржишту електричне енергије прописује обавезу оператора преносних система да стављају на располагање тржишним учесницима најмање 70% расположивих преносних капацитета на интерконекцијама од значаја за прекограничну трговину. Ова уредба је у Енергетску заједницу инкорпорирана Одлуком Министарског савета 15. децембра 2022. године. Члан 15 Уредбе предвиђа да државе уговорне стране морају постепено

повећавати доступне капацитете по линеарној путањи, тако да се до 31. децембра 2027. достигне минимум од 70%. До тог датума, ако постоје структурна загушења, државе морају имати акционе планове за њихово отклањање, али и сваке године повећавати капацитет за прекограничну трговину. Дакле, правило 70% постаје обавезујуће од краја 2027. године, а до тада уговорне стране Енергетске заједнице морају постепено усаглашавати своје капацитете кроз акционе планове и извештавање.

Нови Закон о енергетици обезбеђује национални правни и институционални оквир који омогућава примену и постепено усаглашавање са захтевима Уредбе (ЕУ) 2019/943 и других прописа који произилазе из пакета „Чиста енергија за све Европљане”.

Изменама и допунама Закона о енергетици („Службени гласник РС”, бр. 145/2014, 95/2018 – др. закон, 40/2021 и 94/2024), које су усвојене 21. новембра 2024. године и ступиле на снагу 29. новембра 2024. године, у национални правни оквир су први пут уведене одредбе које транспонују кључне принципе Уредбе (ЕУ) 2019/943 о унутрашњем тржишту електричне енергије.

Према ставу 9, члана 164 Закона о енергетици, оператор преносног система је дужан да обезбеди годишње повећање расположивих преносних капацитета дуж линеарне путање између зона трговања, све до достизања минималних вредности утврђених у складу са чланом 165а Закона о енергетици. Минимални нивои преносних капацитета морају бити достигнути најкасније до 31. децембра 2027. године.

Ниске или променљиве вредности MACZT-а указују на постојање ограничења у преносној мрежи, која нису искључиво последица начина прорачуна прекограничних капацитета, већ су условљена физичком конфигурацијом преносне мреже, капацитетима појединих мрежних елемената и начином расподеле токова у систему. Из тог разлога, анализа MACZT-а представља полазну основу за идентификацију структурних загушења у преносној мрежи.

Због тога је, ради дефинисања ефикасних и одрживих мера у Акционом плану, неопходно идентификовати и анализирати структурна загушења у преносној мрежи, односно трајна или понављајућа мрежна ограничења која доводе до смањења MACZT-а и ограничавају расположивост прекограничних капацитета.

На основу техничких анализа и извештаја које је припремила „Електромержа Србије”, идентификована су структурна загушења у преносном систему Републике Србије, која представљају ограничења у

пружању расположивих преносних капацитета за прекограничну трговину електричном енергијом. Ова загушења нису ограничена само на преносни систем Републике Србије већ обухватају и елементе мреже у суседним системима, имајући у виду висок степен међусобне повезаности и заједнички утицај на токове електричне енергије у региону Југоисточне Европе:

1. интерконекција са Босном и Херцеговином (Бајина Башта – Пожега – Вишеград): ограничења услед термичких капацитета и недовољне аутоматизације управљања токовима;
2. интерконекција са Црном Гором (Пљевља–Бистрица);
3. 400 kV ДВ „РП Ђердап – Порциле де Фиер“;
4. ТР 400/110 kV у ТС „Смедерево 3“;
5. 400 kV ДВ „РП Ђердап – РП Дрмно“;
6. ТР 400/110 kV у ТС „Бор 2“;
7. 220 kV ДВ „Обреновац – Београд 3“;
8. 400 kV ДВ „Панчево 2 – Београд 20“;
9. ТР 220/110 kV у ТС „Сремска Митровица 2“.

Акционим планом дефинишу се планиране мере за смањење идентификованих структурних загушења у преносном систему. Планиране мере обухватају:

- развој и оптимизацију мреже;
- проширење мреже;
- координисани прорачун преносних капацитета;
- резерве у мрежи због редиспечинга;
- координацију корективних мера.

Ове мере су груписане у два главна подручја деловања:

1. развој и оптимизација мреже – обухвата прве две тачке;
2. унапређење управљања загушењима – обухвата преостале три тачке.

Развој и оптимизација преносне мреже, распоред реализације ових мера дефинисани су Планом развоја ЕМС АД. Унапређење управљања загушењима одвијаће се на регионалном нивоу у сарадњи са RCC-овима који ће у сарадњи са ОПС-овима спроводити координисане активности.

7. РАЗВОЈ И ОПТИМИЗАЦИЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

Како би се адекватно одговорило на будуће изазове, укључујући и нове захтеве дефинисане чланом 16(8) Уредбе о тржишту електричне енергије, одрживо проширење мрежне инфраструктуре представља један од кључних предуслова за поуздан и ефикасан рад система. Преносна мрежа се континуирано развија, а у оквиру циклочног процеса планирања редовно се идентификују будуће потребе и дефинишу одговарајуће мере за њихово испуњење.

ЕМС АД има законом прописане обавезе у циљу обезбеђивања одрживог развоја преносног система Републике Србије.

Кроз своју средњорочну и дугорочну стратегију развоја, у наредном десетогодишњем, односно двадесетогодишњем периоду, ЕМС АД планира обимна улагања у обнову постојећих и изградњу нових преносних капацитета. Ови инфраструктурни објекти ће унапредити поузданост напајања корисника преносног система и повећати прекограничне капацитете за размену електричне енергије, што је од великог међународног (регионалног) значаја. Плански међународни пројекти у којима учествује ЕМС АД, сагледани у оквиру паневропског десетогодишњег плана развоја (TYNDP пакета), као што се може видети на наредној слици, утицаће на повећање преносних капацитета на чак шест граница Републике Србије.



Слика 6. Приказ главних преносних коридора и доминантних праваца токова у електроенергетском систему Србије и региону

У складу са Стратегијом развоја енергетике Републике Србије, плановима развоја производног и дистрибутивног система и пословном стратегијом ЕМС АД, улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије усмерена су на следеће циљеве:

- повећање сигурности рада преносног система и поузданости напајања корисника преносног система, што је и законска обавеза ЕМС АД;
- повећање прекограничних преносних капацитета Републике Србије који имају регионални и паневропски значај;
- уравнотежен, одржив и благовремен развој преносног система са циљем прикључивања нових конвенционалних и обновљивих извора електричне енергије и објеката купаца;
- развој тржишта електричне енергије на националном и регионалном нивоу.

У складу са одредбама Закона о енергетици Републике Србије, ЕМС АД најмање једном на сваке две године доноси план развоја за наредни десетогодишњи период.

Према члану 111 српског Закона о енергетици из 2024. године, неопходни пројекти развоја мреже се сумирају у Плановима развоја мреже, које на сваке две

године израђује оператор преносног система ЕМС АД, а које мора да одобри регулаторно тело.

Снажна и поуздана мрежа је кључни фактор за постизање минималног капацитета који треба да буде доступан за прекограничну трговину, у складу са чланом 16(8) Уредбе.

Десетогодишњи план развоја се сваке године ажурира и има за циљ повећање преносног капацитета, смањење загушења у мрежи и олакшавање постизања циљева. Мере за постизање ових циљева укључују ојачања и оптимизацију постојеће мреже, као и развој нове инфраструктуре. Снажна и поуздана мрежа је кључан чинилац за постизање критеријума 70% из Уредбе. У наредним годинама планирано је ојачање или оптимизација више постојећих далековаода и трансформаторских станица.

У складу са чланом 15(1) Уредбе о тржишту електричне енергије, Акциони план мора да садржи одредбе које се односе на праћење његове примене. Праћење је кључно како би се обезбедило да се планиране мере за повећање капацитета прекограничне трговине и смањење структурних загушења заиста спроводе у складу са дефинисаном линеарном путањом и да се не угрожава сигурност рада електроенергетског система.

8. ЗАКЉУЧАК

Након дефинисања и успостављања оперативног рада региона за координисани прорачун преносних капацитета, прорачуни би се радили на регионалном нивоу у оквиру RCC-ова на координисан начин, најпре за дневни и интрадневни ниво. Применом методолошког приступа заснованог на токовима снаге, за сваки елемент мреже се разматра и сагледава његова оптерећеност.

Кроз координисане прорачуне засноване на токовима снаге у RCC-у, на транспарентнији начин дефинисаће се домени преносних капацитета, који ће тек након берзанских трансакција показати да ли постоје и који су критични елементи у мрежи. При прорачунима се узима у обзир испуњеност услова 70% на сваком критичном елементу из предефинисане листе испада. Ово ће представљати изазов и за планирање и за управљање у реалном времену, када се критичне ситуације са загушењима у мрежи морају отклањати редиспечингом или контратрговином, при чему оба механизма носе финансијске последице.

Искуства из европских земаља које су већ морале да имплементирају правило 70% показују да ОПС-ови, у циљу доделе 70% капацитета, улазе у режим у којем постоје преоптерећења у мрежи. Поставља се питање да ли је то правило *insecurity of 70% rule*. Такође, остају отворена питања да ли постоје довољни потенцијали за контратрговину.

При прорачунима и валидацији преносних капацитета узимају се у обзир и потенцијалне корективне мере (*remedial actions*), које у реалном времену треба спровести када постоји питање њихове изводљивости.

У ЕМС АД сагледана су структурна загушења и у складу са њима израђен је Акциони план за отклањање идентификованих проблема у мрежи. ЕМС АД треба да обезбеди годишње повећање преносних капацитета у линеарној путањи између зона трговања до његове минималне вредности, најкасније до краја 2027. године. Дефинисањем Акционог плана, ЕМС АД добија додатно време за потпуно поштовање MACZT критеријума и додатно јачање инфраструктуре.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] ENERGY COMMUNITY, CLEAN ENERGY PACKAGE, <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html>
- [2] Уредба о успостављању смерница за рад међусобно повезаних система за пренос електричне енергије
- [3] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>
- [4] ACER, Day-ahead Capacity Calculation Methodology of the CORE Capacity Calculation Region, Annex Ia, 21 February 2019, https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXESTODECISIONOFTHEAGENCYNo022019/Annex%20I%20-%20ACER%20Decision%20on%20Core%20CCM.pdf
- [5] Закон о енергетици („Службени гласник РС”, бр. 145/2014, 95/2018 – др. закон, 40/2021 и 94/2024)
- [6] Уредба о расподели преносног капацитета и управљање загушењима („Сл. гласник РС”, бр. 102/2024)

БИОГРАФИЈЕ



Марија Ђорђевић је рођена 1972. године у Србији. Дипломирала је на Електротехничком факултету Универзитета у Београду 1997. године. Магистрирала је 2003. године на истом факултету. Докторирала у области енергетике 2013. године на Универзитету у Београду. Тренутно је руководиоца Центра за оперативно планирање и анализу рада преносног система. Области интересовања су краткорочно планирање и анализа рада, тржишни аспекти и имплементација европске регулативе у ЕЕС-у Србије.

ORCID: 0009-0007-6053-0547



Срђан Младеновић је рођен 1982. године у Крушевцу, где је и завршио основно образовање и гимназију. Дипломирао је на Електротехничком факултету Универзитета у Београду 2010. године. Већ 15 година запослен је у „Електропривреди Србије”, где је прошао комплетан развојни пут. Тренутно ради на позицији руководиоца Сектора за планирање и анализу рада преносног система.

ORCID: 0009-0000-2137-1159



Ивана Стаменић је рођена 1993. године у Ужицу. Основно и средње образовање стекла је у Бајиној Башти. Дипломирала је 2016. године на Електротехничком факултету Универзитета у Београду, на Одсеку за енергетику. Мастер академске студије завршила је 2017. године на истом факултету. Од 2018. године запослена је у „Електропривреди Србије”, тренутно на позицији шефа Службе за планирање рада преносног система.

ORCID: 0000-0003-4851-1937



Бранко Шумоња је рођен 1969. године. Завршио Електротехнички факултет Универзитета у Београду, смер Енергетика. Од 1998. године ради у енергетском сектору Србије, прво у „Електропривреди Србије”, а након тога у „Електропривреди Србије”, од њеног оснивања 2005. године. Прошао је комплетан развојни пут у вези са управљањем преносним системом – од диспечера НДЦ преко разних нивоа руковођења у управљању и планирању рада преносног система. Тренутно је на позицији директора Дирекције за управљање преносним системом.

ORCID: 0009-0007-9931-2598

Marija Djordjević¹, Srdjan Mladenović¹, Ivana Stamenić¹, Branko Šumonja¹

Implementation of European Processes in the Operational Activities of EMS JSC

¹ Joint Stock Company Elektromreža Srbije Belgrade, Serbia*

Professional article

Highlights

- This paper examines the coordinated processes taking place at the level of European Transmission System Operators, as well as the key changes currently being implemented in the operational activities of EMS JSC
- Particular emphasis is placed on the two most important processes, namely coordinated security analysis and coordinated transmission capacity calculation
- A technical framework has been established for defining a region for coordinated capacity calculation in South-Eastern Europe
- The paper also assesses the ability of the Serbian Transmission System Operator to fulfil its regulatory obligation to allocate transmission capacity in accordance with the MACZT methodology

Abstract

At the level of ENTSO-E and across Europe, processes are under way that directly impact the Serbian power sector and the day-to-day operations of the Transmission System Operator. Two key ENTSO-E processes — coordinated security analysis and coordinated transmission capacity calculation — are implemented in a coordinated manner. Within the framework of transmission capacity calculation, two methodological approaches are applied: the Net Transfer Capacity (NTC) method and the flow-based method. This paper presents the regulatory process of EMS JSC joining the European capacity calculation regions — CORE and the South-Eastern Europe (SEE) region — with particular emphasis on the challenges faced by EMS JSC in this context. Furthermore, the fundamental concepts of coordinated processes are outlined, which will be implemented partly within the Transmission System Operator and partly through the regional coordination centres. Irrespective of the transmission capacity calculation methodology applied at different stages, compliance with the rule requiring the allocation of 70% of the capacity of critical network elements is mandatory. The paper presents preliminary results regarding compliance with this requirement, bearing in mind that its implementation is obligatory under the Energy Law.

Keywords

**ENTSO-E, MACZT (Margin Available for Cross-Zonal Trade),
RCC (Regional Coordination Centre), TSO (OPS)**

Received: December 19th, 2025 Reviewed: March 11th, 2026Modified: - / without objection / Accepted: March 12th, 2026

*Corresponding author: Marija Đorđević, +381 64/840-86-69

E - mail: marija.djordjevic@ems.rs

Note:

This article represents an expanded, improved and additionally peer-reviewed version of the paper "Coordinated Processes in EMS AD in Compliance with the Latest European Regulations" (<https://doi.ub.kg.ac.rs/doi/cigre37-c5-08/>), awarded by Expert Committee EC-C5 Electricity Market and Regulation at the 37th CIGRE Serbia Conference, Zlatibor, May 26-30, 2025

