

DOI: [10.46793/CIGRE37.C5.09](https://doi.org/10.46793/CIGRE37.C5.09)**C5.09****UTICAJ PRIMENE METODA SPAJANJA TRŽIŠTA BAZIRANOG NA PRINCIPIMA
TOKOVA SNAGA U CENTRALNOJ EVROPI NA TRŽIŠNE PRILIKE U JUGOISTOČNOJ
EVROPI****Boris Brđanin, Dušan Vlasisavljević, Nemanja Miljanić***

Kratak sadržaj: FBMC metodologija, prvobitno uvedena u Centralno-zapadnoj Evropi, od 2022. godine primenjuje se i u Core regionu, omogućavajući efikasniju integraciju prekograničnih kapaciteta kroz optimizovanu alokaciju u skladu sa fizičkim ograničenjima mreže i tržišnim signalima. Ova metodologija povezuje prenosni kapacitet sa tržišnim aktivnostima, omogućavajući bolje korišćenje dostupne infrastrukture i povećanje trgovinske likvidnosti. Posebno je značajna za jugoistočnu Evropu, s obzirom na to da se očekuje njena buduća primena i u ovom regionu, čime bi se dodatno unapredila integracija tržišta i efikasnost korišćenja mreže. Ovaj rad istražuje dostupnost prekograničnih kapaciteta u jugoistočnoj Evropi tokom 2024. godine, sa posebnim fokusom na periode kada su veleprodajne cene električne energije u jugoistočnoj Evropi značajno više u poređenju sa centralnom Evropom, uz izražene cenovne skokove. Analiza se oslanja na rezultate Core FBMC (Flow-Based Market Coupling) metodologije za odabrane dane i vremenske intervale. Cilj je identifikacija ključnih ograničenja i njihovog uticaja na tržište, kao i potencijalnih poboljšanja u alokaciji kapaciteta. Posebna pažnja posvećena je pravcima razmene električne energije iz Austrije i Slovačke ka jugoistočnoj Evropi, posebno prema Sloveniji i Mađarskoj. Analiza se fokusira na identifikaciju ključnih ograničenja u prekograničnim tokovima električne energije i njihov uticaj na tržišne razmene. Poseban akcenat stavljen je na utvrđivanje veze između tržišnih cena i ograničenja u mreži, kao i na faktore koji mogu doprineti povećanju efikasnosti alokacije kapaciteta.

Ključne reči: *Flow-Based Market Coupling, prekogranični kapaciteti, ograničenja u mreži, cenovni skokovi, jugoistočna Evropa, elektroenergetsko tržište*

1 UVOD

Implementacija Flow-Based Market Coupling (FBMC) metodologije u Centralnoj Evropi predstavlja značajan korak ka stvaranju integrisanog evropskog tržišta električne energije. Ovaj rad istražuje uticaj FBMC-a na tržišne prilike u jugoistočnoj Evropi, fokusirajući se na dostupnost prekograničnih kapaciteta i njihovu ulogu u oblikovanju cenovnih razlika između regiona.

* Boris Brđanin, EKC, boris.brdjanin@ekc-ltd.com
Dušan Vlasisavljević, EKC, dušan.vlasisavljevic@ekc-ltd.com
Nemanja Miljanić, EKC, nemanja.miljanic@ekc-ltd.com

U drugom poglavlju, koje se bavi istorijskom pozadinom, prikazan je razvoj FBMC metodologije i njen značaj za evropsko tržište električne energije, sa posebnim osvrtom na ključne faze implementacije. Treće poglavlje detaljno razlaže matematičke osnove FBMC pristupa, objašnjavajući ključne koncepte kao što su PTDF koeficijenti, RAM vrednosti i „shadow price“, koji čine temelj procesa alokacije kapaciteta.

Četvrto poglavlje analizira konkretne efekte FBMC implementacije na tržište jugoistočne Evrope, sa fokusom na korelacije cena između pojedinih zemalja i identifikaciju kritičnih mrežnih elemenata koji ograničavaju efikasnu trgovinu. U ovom delu posebna pažnja posvećena je uticaju sezonskih promena na pojavu zagušenja i iskorišćenost kapaciteta.

U zaključnom poglavlju sintetizovani su ključni nalazi istraživanja i date konkretne preporuke za dalje unapređenje FBMC metodologije, sa naglaskom na potencijalne pravce budućih istraživanja. Kroz analizu podataka za period maj-oktobar 2024. godine, rad jasno ukazuje na glavne izazove u procesu integracije jugoistočne Evrope u evropsko tržište električne energije, istovremeno sugerišući potencijalne reforme koje bi mogle doprineti većoj cenovnoj konvergenciji i stabilnosti sistema kao celine.

2 ISTORIJSKA POZADINA

Dana 20. maja 2015. godine, zemlje CWE regiona (Austrija, Francuska, Nemačka, Holandija i Belgija) implementirale su tzv. spajanje tržišta zasnovano na tokovima snaga (FBMC) u Centralno - Zapadnoj Evropi. U periodu od 2015. do 2022. godine, primena FBMC-a bila je ograničena na granice CWE regiona. U osnovi, FBMC alokira kapacitete prenosa istovremeno sa poravnanjem (kliringom) tržišta električne energije, što znači da se količina električne energije koja može biti trgovana između zemalja određuje na osnovu fizičkih ograničenja mreže (kapaciteta prenosa), uzimajući u obzir i tržišne zahteve i cene. Ova metoda omogućava veći kapacitet prekograničnog prenosa kroz bližu integraciju raspodele kapaciteta i tržišnih aktivnosti.

Pojam spajanja tržišta odnosi se na cilj formiranja međusobno povezanog (evropskog) tržišta električne energije. Cilj spajanja tržišta je povezivanje trgovinskih zona kako bi se harmonizovali različiti sistemi razmene električne energije i, posebno, smanjile razlike u cenama. Tržišno poravnanje je proces u kojem se određuju cene električne energije i količine koje se trguju, kroz tržišne mehanizme poput aukcija ili kontinuirane trgovine. Tržišno poravnanje osigurava da se ponuda i potražnja izjednačavaju po najefikasnijim mogućim cenama. Ovim se tržište električne energije do određene mere usklađuje sa fizičkom realnošću protoka električne energije, jer su elektroenergetske mreže fizički povezane i električna energija uvek prati put najmanjeg otpora. Sistemi spajanja tržišta postoje kako na dan-unapred tako i na unutar-dnevnim tržištima.

Metoda izračunavanja kapaciteta zasnovana na tokovima snaga propisana je Uredbom Komisije 2015/1222, koja definiše smernice za alokaciju kapaciteta i upravljanje zagušenjima (član 20) i predstavlja ključni deo ciljanog modela evropskog tržišta.

Projekat CORE Flow-Based Market Coupling (FBMC), čiji je cilj razvoj i implementacija tržišnog spajanja za dan unapred zasnovanog na tokovima snaga u celoj Core regiji izračunavanja kapaciteta (Core CCR), uspešno je pokrenut 8. juna 2022. godine za isporuku 9. juna 2022. godine. Ovaj uspešan početak rezultat je bliske saradnje svih uključenih Nominovanih operatora tržišta električne energije (NEMO-a), Operatora prenosnog sistema (TSO-ova) i regulatornih tela.

Core CCR obuhvata granice trgovinskih zona sledećih država EU: Austrija, Belgija, Hrvatska, Češka, Francuska, Nemačka, Mađarska, Irska (u budućnosti), Luksemburg, Holandija, Poljska, Rumunija, Slovačka i Slovenija.

Spajanje tržišta zasnovano na tokovima snaga (FBMC) ide dalje od konvencionalnih metoda izračunavanja kapaciteta, poput metoda zasnovanih na neto prenosnim kapacitetima (NTC). Da bi se postiglo što veće usklađivanje sa stvarnim opterećenjima pojedinačnih mrežnih elemenata, identifikuju se kritični mrežni elementi (Critical Network Element Contingency ili CNEC-ovi), odnosno oni koji su posebno pogođeni prekograničnom trgovinom. Operatori prenosnog sistema (TSO-ovi) određuju dostupne kapacitete ovih kritičnih mrežnih elemenata kroz složen i detaljan proces.

Rezultat ovog procesa definiše prostor rešenja za stvarni proces tržišnog spajanja. Algoritam EUPHEMIA obrađuje kako naloge trgovanja na berzama električne energije, tako i dostupne kapacitete prenosa, sa ciljem maksimizacije društvene dobrobiti u celoj Evropi. Ovo omogućava istovremenu (implicitnu) raspodelu električne energije i kapaciteta prenosa na evropskom dan-unapred tržištu. Osim ograničenja kapaciteta, EUPHEMIA uzima u obzir i niz složenih fizičkih, regulatornih i specifičnih uslova za svaku zemlju.

FBMC se oslanja na ključne prediktivne parametre u svom zadatku pružanja prekograničnih kapaciteta, uključujući prognoze zagušenja za dva dana unapred, ključ promene proizvodnje (GSKs) i proces selekcije kritičnih mrežnih elemenata. Ključevi promene proizvodnje (GSK koeficijenti) koriste se za procenu koji elektroenergetski objekti – najčešće generatori – preuzimaju promene u neto pozicijama trgovinskih zona. Na taj način omogućavaju prevođenje tržišnih rezultata u procenjena opterećenja mreže.

Nepravilno postavljani parametri u FBMC-u mogu dovesti do značajnih posledica za tržište električne energije, rezultirajući:

- previše ograničenim trgovinskim domenima, što sprečava potpunu konvergenciju cena,
- previše velikim trgovinskim domenima, što omogućava prekomerne trgovinske tokove koji premašuju fizičke granice mreže.

Obe vrste grešaka mogu izazvati gubitke u društvenoj dobrobiti i povećati potrebu za skupim korektivnim merama.

3 FBMC METODOLOGIJA

3.1 Određivanje „Shadow Prices“ za CNEC-ove

„Shadow prices“ se određuju iz optimalnog rešenja problema maksimizacije društvene dobrobiti u procesu tržišnog poravnanja. Poravnanje tržišta električne energije ima cilj da maksimizira društveno ekonomsku dobrobit, uzimajući u obzir ponude i zahteve tržišnih učesnika, pri čemu se poštuju ograničenja mreže predstavljena PTDF (Power Transfer Distribution Factors) matricama i fizičkim limitima prenosne mreže. Matematička formulacija se može prikazati jednačinama (1) i (2):

$$\max \sum_i (p_i \cdot q_i) \quad (1)$$

pri čemu važi:

$$\sum_j (PTDF_{ij} * q_j) \leq RAM_i, \forall i \quad (2)$$

gde je p_i cena, q_i količina, a RAM_i preostali raspoloživi kapacitet (Remaining Available Margin) za kritični element i (CNEC).

„Shadow prices“ za kritične mrežne elemente i ispade (CNEC-ove) su ključni aspekt tržišnog spajanja i upravljanja zagušenjima u elektroenergetskim sistemima. One predstavljaju dualne varijable povezane sa ograničenjima u optimizacionim problemima i pokazuju ekonomsku vrednost povećanja kapaciteta zagušenog mrežnog elementa za jednu jedinicu snage (MW) što se može izraziti jednačinom (3):

$$SHP_i = \frac{dL}{dRAM_i} \quad (3)$$

gde je L Lagranžijan funkcija u okviru problema maksimizacije socio-ekonomske dobrobiti.

„Shadow prices“ imaju ključnu ulogu u određivanju lokacionih marginalnih cena (LMPs) za različite trgovinske zone i razlika cena između tih zona. Cena u svakoj trgovinskoj zoni zavisi od „shadow price“ cene ograničenja (CNEC-ova) i PTDF vrednosti, koje opisuju kako tokovi u mreži utiču na ta ograničenja.

Razlika cena između dve trgovinske zone k i l može se izračunati formulom (4):

$$price_k - price_l = \frac{\sum_m SHP_m * (PTDF_{ml} - PTDF_{mk})}{\lambda} \quad (4)$$

gde je λ udeo prekograničnih kapaciteta obezbeđenih kroz FB domen i LTA domen.

PTDF vrednosti su od ključnog značaja za određivanje uticaja različitih mrežnih elemenata na tokove snaga i, posledično, na rezultirajuće lokacione marginalne cene (LMPs). One opisuju kako promena u proizvodnji ili potrošnji u određenoj zoni utiče na tok snage kroz određeni mrežni element. Visoke PTDF vrednosti ukazuju na značajan uticaj razmene na ograničenje, što dovodi do viših cenovnih razlika cena ukoliko je element zagušen.

3.2 Metoda izračunavanja kapaciteta zasnovana na tokovima snaga

Pristup zasnovan na tokovima snaga predstavlja metodu izračunavanja kapaciteta u kojoj se fizička ograničenja mreže određuju korišćenjem dostupnih margina na kritičnim mrežnim elementima (RAM-ovi) i faktora distribucije prenosa snage (PTDF-ovi), koji su definisani za svaki kritični mrežni element (CNEC) i svaku trgovinsku zonu unutar Core CCR-a. Ovi parametri opisuju kako promena neto pozicije (uvoz ili izvoz) svake trgovinske zone utiče na tok snage na svakom kritičnom mrežnom elementu. Algoritam tržišnog spajanja zatim traži optimalne energetske razmene između trgovinskih zona. U poređenju sa prethodnom metodom neto prenosnih kapaciteta (NTC), metoda zasnovana na tokovima snaga dodatno poboljšava ekonomsku dobrobit, jer se zasniva na sofisticiranijem pristupu koji uzima u obzir više parametara i optimizacionih uslova, te stoga bolje odražava realne uslove u mreži.

Svaki Core TSO definiše listu kritičnih mrežnih elemenata (CNE-ova), koji su u potpunosti ili delimično smešteni u njegovoj kontrolnoj oblasti, a to mogu biti nadzemni vodovi, podzemni kablovi ili transformatori. Svi prekogranični mrežni elementi definišu se kao CNE-ovi, a trenutno se i svi unutrašnji mrežni elementi mogu definisati kao CNE-ovi, dok ne bude završena studija selekcije CNEC-ova i konačno definisana lista unutrašnjih CNEC-ova. Svaki Core TSO

takođe definiše listu predloženih ispada koji se koriste u analizi operativne sigurnosti, a koji su locirani unutar oblasti posmatranja tog Core TSO-a.

CNEC-ovi predstavljaju kritične mrežne elemente povezane sa ispadima koji potencijalno mogu ograničiti prekograničnu razmenu tokom procesa tržišnog spajanja. Skup relevantnih CNEC-ova određuju TSO-ovi, a rezultati izračunavanja kapaciteta zasnovanog na tokovima snaga objavljuju se na dnevnom nivou.

Što je neki element češće identifikovan kao ograničavajući faktor u simulacijama tržišnog spajanja, to više ograničava FB domen i može se smatrati „aktivnim” ograničenjem. CNEC-ovi sa nenultim “shadow price” cenama su oni koji efektivno ograničavaju prekogranične razmene.

Izračunavanje PTDF-ova zona prema referentnoj tački (zone-to-slack PTDF) vrši se tako što se prvo računaju PTDF-ovi čvorova prema referentnoj tački (node-to-slack PTDF ili nodalni PTDF) za svaki čvor definisan u GSK listi. Ovi nodalni PTDF-ovi dobijaju se variranjem injektiranja relevantnog čvora u CGM-u i evidentiranjem razlike u protoku snage na svakom CNEC-u (izražene kao procenat promene injektiranja). Ovi nodalni PTDF-ovi se zatim prevode u zone-to-slack PTDF-ove množenjem učešća svakog čvora u GSK-u sa odgovarajućim nodalnim PTDF-om i sabiranjem ovih proizvoda.

Zone-to-slack PTDF-ovi, kako su gore izračunati, mogu se takođe izraziti kao PTDF-ovi zona prema zoni (zone-to-zone PTDF). Zone-to-slack PTDF predstavlja uticaj varijacije neto pozicije trgovinske zone A na CNEC l i pretpostavlja komercijalnu razmenu između trgovinske zone A i referentnog čvora (slack node). Zone-to-zone PTDF predstavlja uticaj varijacije komercijalne razmene između trgovinske zone A i trgovinske zone B na CNEC l . Zone-to-zone PTDF može se izvesti iz zone-to-slack PTDF-ova na sledeći način (5):

$$PTDF_{A \rightarrow B, l} = PTDF_{A, l} - PTDF_{B, l} \quad (5)$$

Izračunavanje raspoloživog kapaciteta na kritičnim elementima (RAM) u okviru CORE regiona zasniva se na višestepenom postupku koji obezbeđuje maksimalan mogući prekogranični kapacitet uz očuvanje sigurnosti sistema.

Prvi korak predstavlja izračunavanje inicijalnog RAM-a na svim kritičnim elementima i ispadima (CNEC-ovima). Ovaj RAM predstavlja početnu tačku u optimizaciji raspodele kapaciteta.

$$RAM_{init} = F_{max} - FRM - F_{ref} \quad (6)$$

gde je F_{max} maksimalni tok aktivne snage na CNEC-u, FRM margina pouzdanosti, a F_{ref} tok po CNEC-u u CGM-u (Common Grid Model).

Nakon toga, sprovodi se optimizacija korektivnih mera bez dodatnih troškova (tzv. Non-Costly Remedial Actions Optimization), kao što su promene u mrežnoj topologiji, sa ciljem maksimizacije minimalnog relativnog RAM-a. Ova optimizacija omogućava bolju iskoristivost mreže bez finansijskog opterećenja.

U trećem koraku sprovodi se proces neutralizacije tržišnih uticaja. Sve komercijalne razmene se postavljaju na nulu tako što se neto pozicije zona skaliraju proporcionalno u skladu sa GSK (Generation Shift Key) koeficijentima. Ovim se uspostavlja tzv. referentni scenario, koji omogućava dalju analizu bez uticaja prethodnih tržišnih stanja, odnosno alokacija na „long-

term“ tržištu. Tok u slučaju kada su komercijalne razmene jednake nuli se izračunava na osnovu jednačine (7):

$$F_{0,Core} = F_{ref} - \mathbf{PTDF} * \mathbf{NP}_{ref,Core} \quad (7)$$

gde je **PTDF** vektor PTDF-ova analiziranog CNEC-a, a **NP_{ref,Core}** vektor neto pozicija Core zemalja unutar CGM-a.

Nakon toga se primenjuje tzv. Minimum RAM Adjustment, kojim se vrednosti RAM-a podešavaju kako bi zadovoljile ciljne vrednosti definisane Akcionim planom (Action Plan). Ove vrednosti predstavljaju regulatorne zahteve u pogledu minimalnog procenta kapaciteta koji mora biti dostupan tržištu (minMACZT). Vrednost za koju se RAM uvećava se izračunava na osnovu (8):

$$AMR = \max \left(\frac{R_{amr} * F_{max} - F_{uaf} - (F_{max} - FRM - F_{0,Core})}{0.2 * F_{max} - (F_{max} - FRM - F_{0,Core}), 0} \right) \quad (8)$$

gde je F_{uaf} tok po CNEC-u izazvan razmenama izvan Core regiona, R_{amr} minimalni RAM faktor (minMACZT), a AMR (Adjustment of Minimum Ram) je vrednost za koju će RAM biti uvećan kako bi zadovoljio minMACZT zahtev.

Kao poslednji korak, sprovodi se Individual Value Adjustment (IVA) i Coordinated Value Adjustment (CVA), procesi kojim se dodatno podešavaju (smanjuju) RAM vrednosti na pojedinačnim CNEC-ovima, u skladu sa tehničkim specifičnostima sistema i lokalnim bezbednosnim kriterijumima.

Konačna vrednost RAM-a se izračunava na osnovu (9):

$$RAM = F_{max} - FRM - F_{0,Core} + AMR - IVA - CVA \quad (9)$$

Ulazni podaci za algoritam tržišnog spajanja koji koristi metodu zasnovanu na tokovima snaga sastoje se od domena zasnovanih na tokovima (FB domenima), i PTDF-ovima koji izražavaju osetljivost kritičnih mrežnih elemenata na neto pozicije svake od povezanih trgovinskih zona. Domeni zasnovani na tokovima imaju onoliko dimenzija koliko postoji granica trgovinskih zona u odgovarajućem regionu i predstavljaju n-dimenzionalni prostor u kojem se može pronaći rešenje tržišnog spajanja bez preopterećenja mreže.

Za razliku od izračunavanja kapaciteta metodom NTC, gde se određuje jedno ograničenje za komercijalne transakcije između dve trgovinske zone za grupu prenosnih elemenata, u metodi zasnovanoj na tokovima fizička ograničenja se određuju za svaki pojedinačno posmatrani prenosni element (CNEC). Na taj način, domen zasnovani na tokovima omogućavaju bolju iskorišćenost prenosne mreže

4 ANALIZA UTICAJA NA TRZISTE U JUGOISTOČNOJ EVROPI

Kao što je navedeno u početnom poglavlju, spajanje tržišta električne energije u Centralnoj i Jugozapadnoj Evropi predstavlja važan korak ka integraciji evropskog energetskog sistema. Ovaj proces ima za cilj smanjenje kako tehničkih, tako i ekonomskih barijera između tržišta i omogućava efikasniji prenos električne energije, što može rezultirati smanjenjem razlika u cenama i povećanjem konkurentnosti.

U našoj analizi fokusiraćemo se na zemlje Centralne i Jugozapadne Evrope u periodu od maja do oktobra 2024. godine. U obzir će biti uzete sledeće zemlje: Austrija, kao energetski centar koji povezuje tržišta srednje i istočne Evrope sa Zapadnom Evropom; Slovenija i Mađarska, koje omogućavaju bolje povezivanje tržišta između Centralne Evrope i Balkana; Srbija, kao zemlja koja se nalazi na raskrsnici između Centralne Evrope i Balkana i ima stratešku ulogu u povezivanju tržišta; Nemačka, kao jedan od najvećih proizvođača i potrošača električne energije u Evropi, sa značajnim uticajem na određivanje cena i stabilnost tržišta u čitavom regionu; i Slovačka, koja sa razvijenom prenosnom mrežom takođe predstavlja značajnog aktera.

Jedan od ključnih faktora u analizi tržišta električne energije jeste praćenje cena za dan unapred. Cene na tržištu za dan unapred su promenljive i mogu značajno da variraju, ali istovremeno predstavljaju pokazatelj efikasnosti tržišta i stepena konkurentnosti među zemljama.

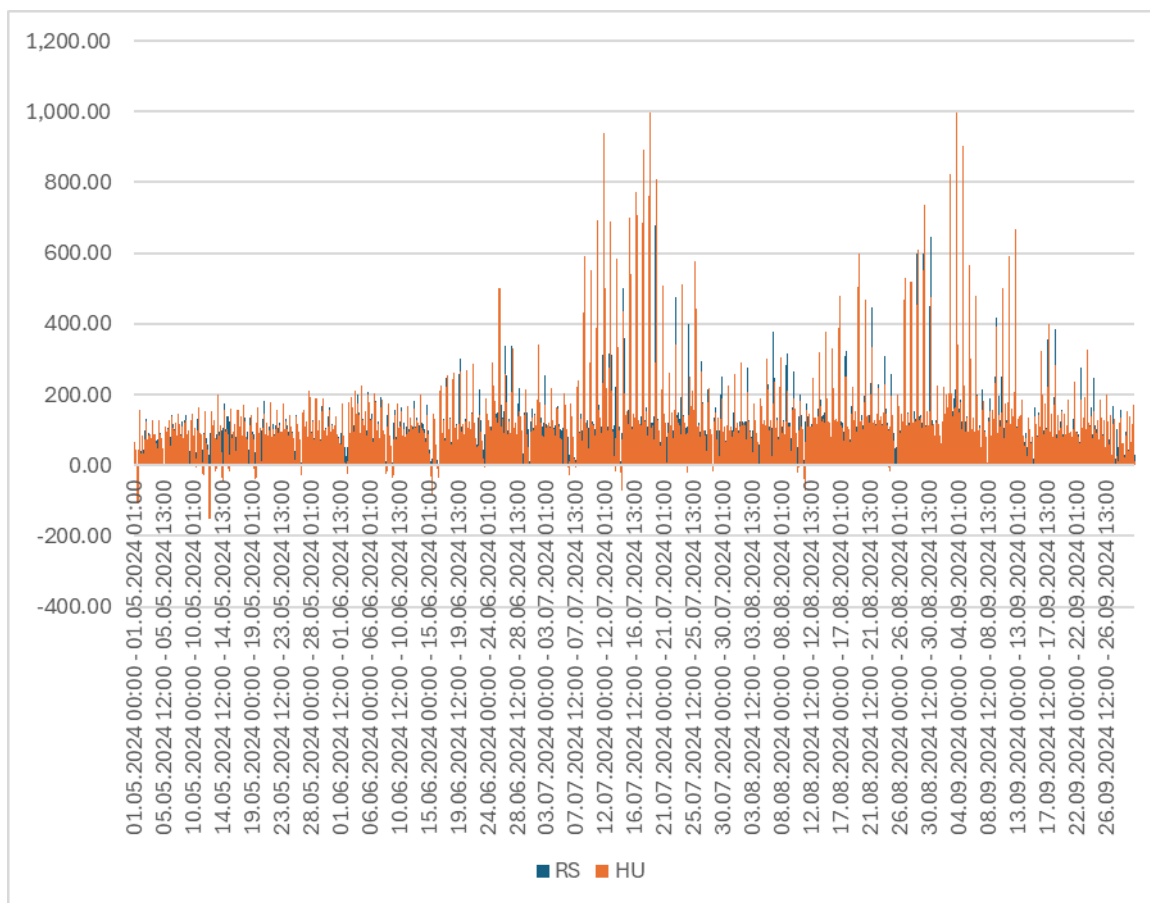
Prvi korak je analiza cena na tržištu za dan unapred za odabrane zemlje, u periodu od maja do oktobra 2024. godine. Da bismo izmerili odnos između cena u različitim zemljama, u Tabela I ćemo prikazati koeficijente korelacije za analizirani period.

Tabela I: Koeficijenti korelacije cena na tržištu za dan unapred između zemalja Centralne i Jugoistočne Evrope

<i>Matrica</i>	<i>AT</i>	<i>SI</i>	<i>HU</i>	<i>SK</i>	<i>RS</i>	<i>DE</i>
AT	1					
SI	0.71	1				
HU	0.59	0.77	1			
SK	0.75	0.85	0.92	1		
RS	0.56	0.79	0.90	0.85	1	
DE	0.92	0.75	0.66	0.80	0.62	1

U ovom koraku analizirane su korelacije cena električne energije između posmatranih zemalja. Na osnovu korelacione matrice može se uočiti postojanje značajnih pozitivnih veza između tržišta električne energije u Centralnoj i Jugozapadnoj Evropi. Najjače korelacije zabeležene su između Austrije i Nemačke (0,92), kao i između Mađarske i Slovačke (0,92). Srbija je u ovoj analizi posmatrana kao referentna zemlja za region Jugoistočne Evrope, a posebno je uočena visoka korelacija cena na tržištu za dan unapred između Srbije i Mađarske (0,90).

Na Slika 1 je prikazano kretanje cena u Srbiji i Mađarskoj za analizirani period.



Slika 1: Cene za dan unapred tržišta za Srbiju i Mađarsku za period maj-oktobar 2024. godine

Visoka korelacija cena na tržištu za dan unapred između Srbije i Mađarske (0,90) ukazuje na snažnu zavisnost srpskog tržišta od cenovnih kretanja u Mađarskoj. Visoka korelacija cena takođe ukazuje na to da su tržišta u velikoj meri integrisana, gde promene u ceni na jednom tržištu direktno utiču na drugo. Srbija, kao „price-taker“, zavisi od kretanja cena na tržištima poput Mađarske, te ne može značajno da utiče na formiranje cena. Ova korelacija je prirodna s obzirom na fizičke interkonekcije između zemalja i tržišnu povezanost, koja omogućava da se promene u jednom tržištu brzo odražavaju na cenu u drugom tržištu.

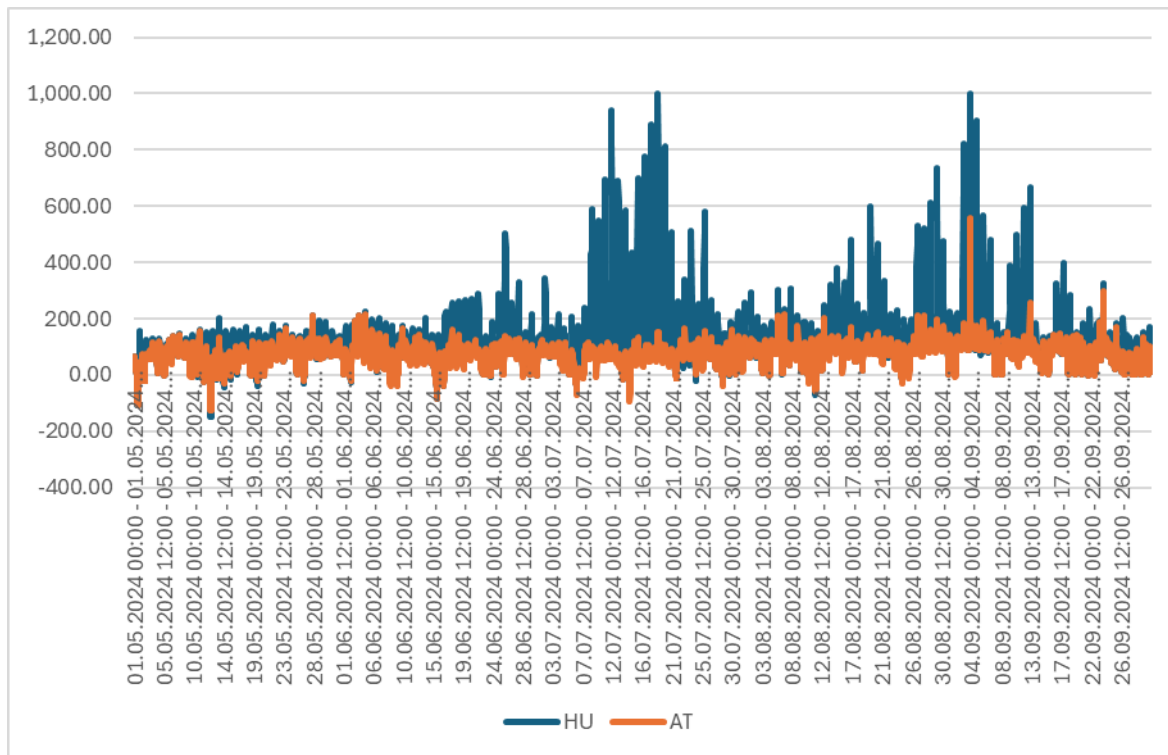
Niži koeficijenti korelacije, označeni crvenom bojom, ukazuju na slabiju povezanost cena između Nemačke i Srbije, kao i između Austrije i Srbije. Ovakav rezultat može se objasniti time što te zemlje nisu direktno međusobno povezane, što smanjuje verovatnoću zajedničkog kretanja cena.

Iz matrice se može zaključiti da susedne zemlje u većini slučajeva pokazuju visoku korelaciju cena (iznad 0,71). Međutim, povezanost između Austrije i Mađarske nije izražena u istoj meri kao kod drugih parova zemalja, zbog čega se dalja analiza fokusira upravo na razloge divergencije u cenama Mađarske u odnosu na tržišta koja imaju dominantan uticaj na formiranje cena u Centralnoj Evropi – prvenstveno Nemačku i Austriju.

Važno je napomenuti da niska korelacija između Austrije i Mađarske ne implicira nužno izostanak međusobnog uticaja, već ukazuje na to da drugi energetske i infrastrukturni faktori mogu imati presudnu ulogu u oblikovanju cena. U cilju jasnijeg razumevanja ovih razlika,

neophodna je detaljna analiza kretanja cena električne energije u Austriji i Mađarskoj tokom analiziranog perioda.

Umesto tabelarnog prikaza, grafički su prikazane razlike u cenama, kako bi se jasno videlo kada se cene razlikuju i da li postoji neki specifičan period kada razlike postaju izraženije.



Slika 2: Cene za dan unapred tržišta za Austriju i Mađarsku za period maj-oktobar 2024. godine

Upoređivanjem vrednosti između Mađarske i Austrije dobijeni su sledeći rezultati. Korelacija između cena u Austriji i Mađarskoj je pozitivna i iznosi 0,59, što ukazuje na umerenu pozitivnu povezanost između ova dva tržišta. Prosečna cena električne energije u Mađarskoj iznosi 105 €/MWh i značajno je viša u odnosu na Austriju, gde je prosečna cena 74 €/MWh. Varijansa cena u Mađarskoj je znatno viša nego u Austriji, što ukazuje na veće cenovne fluktuacije na mađarskom tržištu.

Razlike u cenama električne energije između Mađarske i Austrije mogu ukazivati na prekogranične kapacitete koji su nedovoljni ili na fizičke ili tržišne prepreke koje ometaju optimalnu alokaciju. Kako bismo identifikovali uzroke ovih cenovnih razlika, u nastavku rada biće izvršena identifikacija ključnih kritičnih mrežnih elemenata (CNE-ova) i ograničenja koja imaju presudan uticaj na formiranje cene za dan-unapred tržište u Mađarskoj.

S tim u vezi, sprovedena je sveobuhvatna analiza tržišta sa fokusom na najznačajnija mrežna ograničenja u Mađarskoj, Austriji, Slovačkoj, Sloveniji i Hrvatskoj, na osnovu podataka za period od 1. maja do 1. oktobra 2024. godine.

U Tabeli II prikazani najčešće zagušeni kritični elementi mreže (CNE-ovi). Međutim, sama učestalost pojavljivanja određenog CNE-a kao zagušenog nije dovoljna za procenu njegovog stvarnog uticaja na tržište. Zagušenja se razlikuju po intenzitetu, što se ogleda kroz visinu

„shadow price“ cene, stoga su, pored učestalosti pojavljivanja ovih CNE-ova, prikazane i njihove prosečne, minimalne i maksimalne „shadow price“ cene.

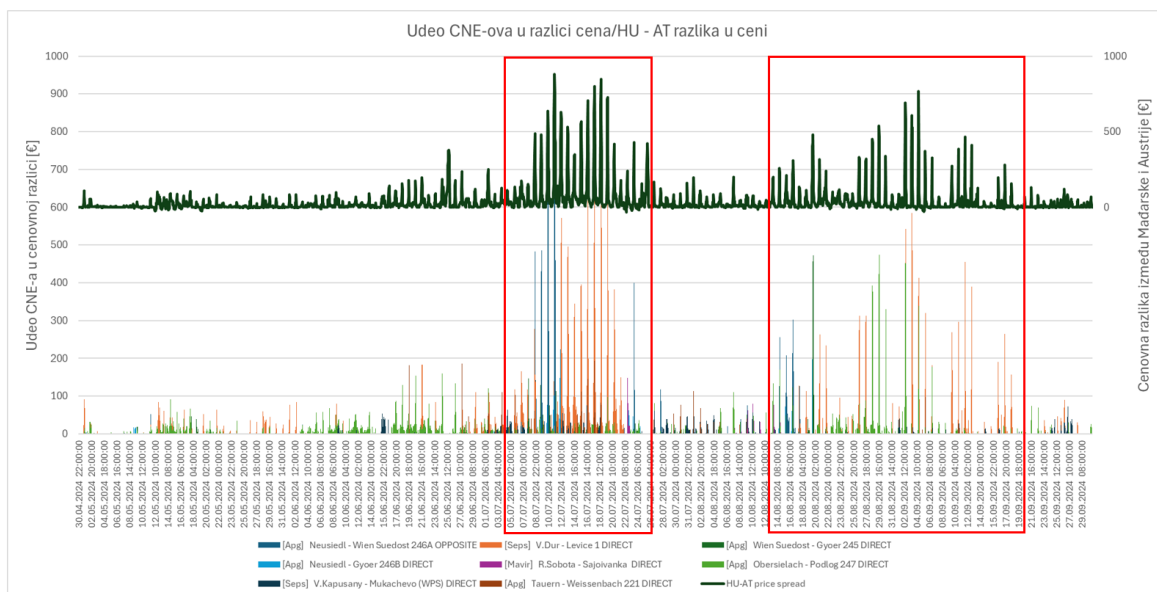
Tabela II: Najčešće zagašeni CNEC-ovi u analiziranom regionu u periodu maj-oktobar 2024. godine

<i>CNE</i>	<i>Učestalost zagašenja</i>	<i>Prosečan shadow price [€/MW]</i>	<i>Minimalni shadow price [€/MW]</i>	<i>Maksimalni shadow price [€/MW]</i>
<i>(AT-SI) Obersielach - Podlog</i>	<i>1117</i>	<i>237</i>	<i>0.1</i>	<i>5535</i>
<i>(SK) V.Dur - Levice 1</i>	<i>683</i>	<i>434</i>	<i>0.3</i>	<i>4758</i>
<i>(SK-UA) V.Kapusany - Mukachevo</i>	<i>329</i>	<i>143</i>	<i>0.1</i>	<i>646</i>
<i>(AT) Wien Suedost - Neusiedl 246A</i>	<i>93</i>	<i>2431</i>	<i>0.7</i>	<i>15434</i>
<i>(AT) Tauern - Weissenbach 221</i>	<i>71</i>	<i>708</i>	<i>2.8</i>	<i>3244</i>
<i>(AT-HU) Wien Suedost - Gyoer 245</i>	<i>59</i>	<i>750</i>	<i>0.1</i>	<i>5868</i>
<i>(AT-HU) Neusiedl - Gyoer 246B</i>	<i>51</i>	<i>531</i>	<i>0.5</i>	<i>3637</i>
<i>(SK-HU) R.Sobota - Sajoivanka</i>	<i>46</i>	<i>133</i>	<i>1.1</i>	<i>793</i>

Dodatno, uticaj određenog CNE-a na razliku u cenama između dve zemlje zavisi i od njegove osetljivosti na promene u prekograničnoj razmeni — odnosno od međuzonalnog PTDF koeficijenta. Udeo svakog CNE-a u formiranju cenovne razlike između dve zone se može izračunati na osnovu jednačine (4).

Cilj ove analize jeste identifikacija onih CNE-ova koji se najčešće pojavljuju kao zagašeni tokom perioda najveće cenovne divergencije između Austrije i Mađarske, kao i određivanje njihovog doprinosa u formiranju te razlike.

Na gornjem delu Slika 3 prikazano je kretanje cenovne razlike između Mađarske i Austrije tokom analiziranog perioda, dok donji deo grafikona prikazuje udeo svakog CNE-a, odnosno pripadajućeg mrežnog ograničenja, u toj cenovnoj razlici. Desna vertikalna osa odnosi se na gornji grafikon (cenovna razlika), dok se leva osa odnosi na donji grafikon (doprinos CNE-ova).



Slika 3: Udeo zagašenih CNE-ova u formiranju cenovne razlike naspram cenovne razlike između Austrije i Mađarske

Iz prethodnog grafikona se može uočiti da su najveće razlike u cenama zabeležene u periodu od 5. jula do 25. jula, kao i od 14. avgusta do 19. septembra. Shodno tome, detaljna analiza u nastavku fokusirana je upravo na ove vremenske intervale.

Tabela III i Tabela IV prikazuju učestanost zagašenja na pomenutim CNE-ovima kao i njihove prosečne i maksimalne udele u cenovnoj razlici izražene u evrima za periode od 05. jula do 25. jula kao i od 14. avgusta do 19. septembra.

Najznačajnija zagašenja u periodu od 05. jula do 25. jula su:

- Neusiedl – Wien Suedost (Austrija) zbog svog ogromnog udela u cenovnoj razlici iako nema veliku učestanost,
- V. Dur – Levice (Slovačka) zbog svoje velike učestanosti i znatnog udela u cenovnoj razlici.

Što se tiče perioda od 14. avgusta do 19. septembra, najznačajnija zagašenja su:

- V. Dur – Levice (Slovačka) sa i dalje velikom učestanošću i znatnim udelom u cenovnoj razlici,
- Obersielach – Podlog (Austrija – Slovenija) sa velikom učestanošću i većim udelom u cenovnoj razlici nego ranije.

Tabela III: Doprinosi zagašenih CNE-ova u cenovnoj razlici u periodu od 05. do 25. jula 2024.

	[Apg] Neusiedl - Wien Suedost 246A OPPOSITE	[Seps] V.Dur - Levice 1 DIRECT	[Apg] Wien Suedost - Gyoer 245 DIRECT	[Apg] Neusiedl - Gyoer 246B DIRECT	[Mavir] R.Sobota - Sajoivanka DIRECT	[Apg] Obersiela ch - Podlog 247 DIRECT	[Seps] V.Kapusa ny - Mukachev o (WPS) DIRECT	[Apg] Tauern - Weissenb ach 221 DIRECT
Učestanost zagušenja	7%	41%	4%	5%	1%	26%	12%	8%
Prosečni doprinos u cenovnoj razlici između HU i AT [€]	310.3	117.6	47.6	52.3	51.7	12.2	17.4	46.9
Maksimalni doprinos [€]	872.8	753.6	146.5	224.4	147.8	96.7	75.0	193.0

Tabela IV: Doprinosi zagušenih CNE-ova u cenovnoj razlici u periodu od 14. avgusta do 19. septembra 2024.

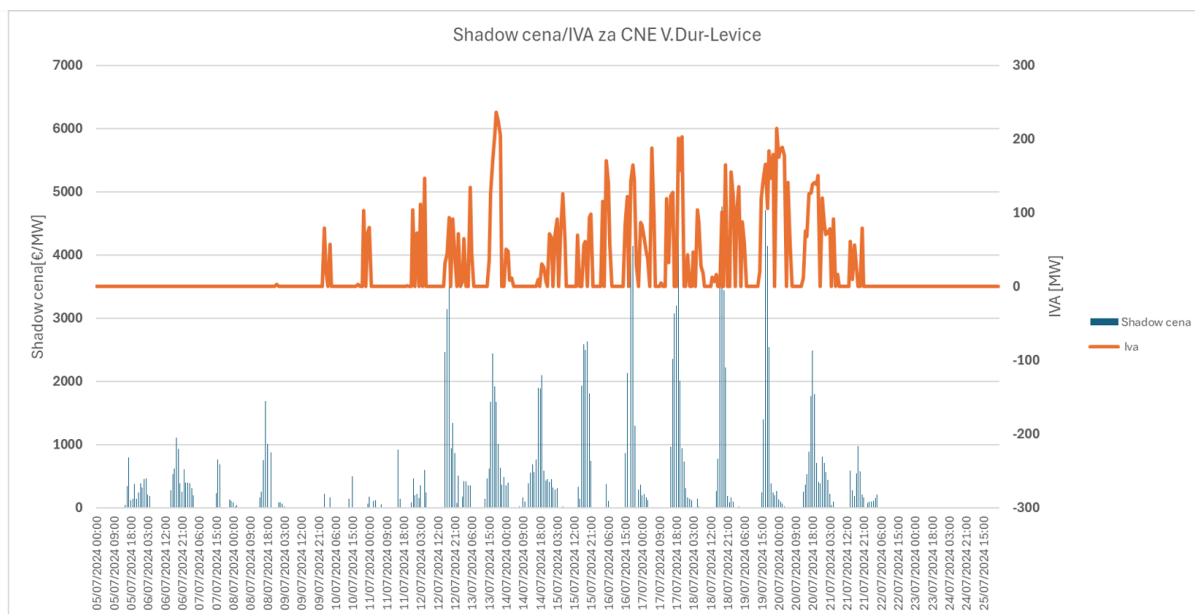
	[Apg] Neusiedl - Wien Suedost 246A OPPOSITE	[Seps] V.Dur - Levice 1 DIRECT	[Apg] Wien Suedost - Gyoer 245 DIRECT	[Apg] Neusiedl - Gyoer 246B DIRECT	[Mavir] R.Sobota - Sajoivanka DIRECT	[Apg] Obersiela ch - Podlog 247 DIRECT	[Seps] V.Kapusa ny - Mukachev o (WPS) DIRECT	[Apg] Tauern - Weissenb ach 221 DIRECT
Učestanost zagušenja	3%	22%	2%	1%	0%	24%	5%	0%
Prosečni doprinos u cenovnoj razlici između HU i AT [€]	85.5	76.2	124.8	74.0	23.7	36.8	8.6	45.8
Maksimalni doprinos [€]	301.8	584.2	472.9	197.4	50.9	473.5	40.9	97.9

Budući da je CNE V.Dur–Levice dominantan u pogledu učestalosti zagušenja u oba analizirana vremenska intervala, u nastavku je sprovedena analiza mogućih uzroka njegovog ograničenja. Kao što je navedeno u poglavlju 3.1, proces proračuna kapaciteta u Core regionu uključuje i podprocese poznate kao IVA i CVA (individualna i koordinisana prilagođavanja), koji operatorima prenosnog sistema omogućavaju da, u posebnim okolnostima i iz operativnih razloga bezbednosti, smanje raspoložive margine za prekograničnu razmenu (RAM).

Ova prilagođavanja imaju direktan uticaj na ishod FBMC procesa, kao i na ograničenja u prekograničnoj trgovini. Iako se koordinisana prilagođavanja (CVA) trenutno ne primenjuje zbog nedostatka zajedničkog procesa, Core TSO-ovi imaju mogućnost primene individualnih prilagođavanja, bilo samostalno, bilo u saradnji sa drugim operatorima.

Ovakva prilagođavanja mogu značajno uticati na efikasnost unutrašnjeg tržišta, budući da mogu dovesti do značajnog smanjenja kapaciteta koji se stavlja na raspolaganje tržištu. Njihov efekat se najpreciznije može proceniti analizom „shadow price“ cena na onim CNE-ovima na koje su ta prilagođavanja primenjena.

U tom kontekstu, na narednoj slici prikazane su vrednosti IVA prilagođavanja (izražene u MW) koje je slovenački TSO primenio na CNE V.Dur–Levice, u odnosu na „shadow price“ tog ograničenja. Ukoliko je „shadow price“ jednak nuli, to znači da dotični CNE u tom trenutku nije predstavljao aktivno ograničenje.



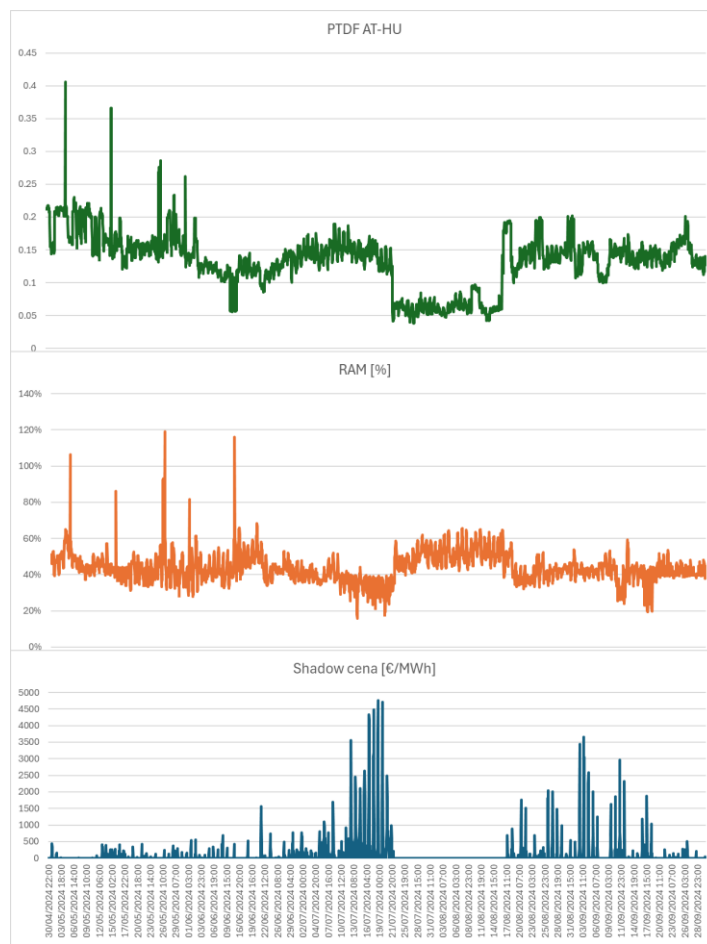
Slika 4: Kretanje „shadow price“ i IVA prilagodjenja na CNE-u V. Dur - Levice u periodu od 05. do 25. jula 2024.

Iako se kritični mrežni element V. Dur – Levice fizički nalazi na teritoriji Slovačke, njegov uticaj na tržište električne energije posebno je izražen u kontekstu razmene između Austrije i Mađarske. Ova specifična geografska pozicija, u blizini granice tri države, čini ga značajnim elementom u prenosnom sistemu regiona. Tokom analiziranog perioda (april-oktobar 2024.), vrednosti međuzonalnog PTDF-a za ovaj element pokazale su relativnu stabilnost, sa dominantnim vrednostima u opsegu 0,05-0,20. Međutim, u izuzetnim situacijama, ove vrednosti su dosežale i do 0,40.

Dinamika protoka snage kroz ovaj element jasno ilustruje njegovu ulogu u sistemu. Na primer, pri standardnoj razmeni od 100 MW između Austrije i Mađarske, PTDF vrednost od 0,20 znači da čak 20 MW te energije prolazi kroz ovaj kritični element. Ova činjenica postaje posebno relevantna u periodima visokog opterećenja mreže, kada i relativno male promene u raspodeli tokova mogu dovesti do značajnih tehničkih ograničenja.

Statistička analiza pokazuje izrazitu korelaciju između stepena iskorišćenosti mreže (RAM) i učestalosti zagušenja. U čak 73% slučajeva, zagušenja su se javljala kada je RAM padao ispod 40% nominalnog kapaciteta, dok je u 99% slučajeva zagušenje bilo praćeno RAM-om ispod 50%. Ovi podaci nedvosmisleno ukazuju na postojanje jasnog praga nakon kojeg se rizik od zagušenja naglo povećava.

Posebno interesantan segment analize odnosi se na letnji period između 25. jula i 19. avgusta, kada je uočena izrazita promena u karakteristikama mreže. U ovom intervalu zabeležen je porast RAM vrednosti za taj period godine, praćen istovremenim padom PTDF koeficijenata. Ova pojava može se interpretirati kroz dva moguća scenarija: ili je došlo do planiranih promena u topologiji mreže (što je česta praksa tokom letnjih remontnih kampanja), ili su se dogodile promene u strukturi proizvodnje koje su zahtevale prilagodbu GSK koeficijenata. Najznačajnija posledica ovih promena bila je potpuna odsutnost zagušenja ovom CNE-u tokom celog ovog perioda, što dodatno potvrđuje ključnu ulogu PTDF vrednosti u formiranju opterećenja mreže i upravljanju rizicima od zagušenja.



Slika 5: Kretanje „shadow price“, procentualnog RAM-a i međuzonalnog PTDF-a na CNE-u V. Dur - Levice u periodu april-oktobar 2024.

5 ZAKLJUČAK

Ovaj rad je analizirao uticaj implementacije Flow-Based Market Coupling (FBMC) metodologije na tržišne prilike u jugoistočnoj Evropi, sa posebnim fokusom na dostupnost prekograničnih kapaciteta i njihov uticaj na cenovnu konvergenciju između regiona. Ključni rezultati pokazuju da:

1. Visoka korelacija cena između Mađarske i Srbije (0,90) ukazuje na snažnu tržišnu integraciju, ali i na ograničenja u alokaciji kapaciteta koja sprečavaju potpunu konvergenciju.
2. Kritični mrežni elementi (CNE-ovi) poput V.Dur–Levice (Slovačka) i Neusiedl–Wien Suedost (Austrija) imaju važan uticaj na povremenu pojavu cenovnih razlika između regiona centralne Evrope i jugoistočne Evrope, tj. Austrije i Slovačke prema Mađarskoj i nadalje balkanskim zemljama.
3. Sezonske promene PTDF-a (npr. letnji pad) dovode do smanjenja zagušenja, što ukazuje na potencijal za dinamičko upravljanje kapacitetima.

FBMC metodologija omogućava efikasniju alokaciju kapaciteta kroz integraciju fizičkih ograničenja mreže i tržišnih signala. Međutim, rezultati pokazuju da postojeći modeli još uvek ne iskorišćavaju pun potencijal prekogranične trgovine, što dovodi do gubitaka društvene

dobrobiti i visokih cenovnih razlika u jugoistočnoj Evropi. Ključni pravci za dalje unapređenje uključuju:

1. Neophodno je usmeriti pažnju na kritične mrežne elemente (CNEC) sa visokim “shadow price” cenama, poput V.Dur-Levice i Neusiedl-Wien Suedost.
2. Poboljšanje koordinacije između TSO-ova kroz zajedničke algoritme za proračun PTDF-ova i koordinisanu primenu korektivnih akcija može smanjiti asimetrije u alokaciji kapaciteta, što je posebno važno za granične zone kao što su Austrija-Mađarska.
3. Dinamička alokacija kapaciteta tokom dnevnih i nedeljnih ciklusa, uz korišćenje prognoza potrošnje i proizvodnje, može optimizirati iskorišćenje mreže tokom perioda visoke potražnje. Paralelno, povećanje transparentnosti kroz platforme za deljenje podataka u realnom vremenu omogućava brže reagovanje na zagušenja.
4. Konačno, dalja integracija tržišta kroz proširenje FBMC metodologije na jugoistočnu Evropu i unapređenje optimizacionih modela (uključujući faktore kao što su GSK koeficijenti) predstavljaju ključne korake ka potpunijoj tržišnoj integraciji i stabilnijem funkcionisanju evropskog elektroenergetskog sistema.

6 LITERATURA

- [1] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management; “CACM Guideline”
- [2] JAO market data, <https://publicationtool.jao.eu/core/>
- [3] ENTSO-E Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/>
- [4] ACER report on the result of monitoring the margin available for cross-zonal Electricity trade in the EU, Action plans: Overview and main characteristics, ACER, Publication date: 16 June 2023, https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publications%20Annexes/ACER%20Report%20on%20the%20result%20of%20monitoring%20the%20MACZT%20Generic/ACER%20Report%20on%20the%20result%20of%20monitoring%20the%20MACZT%20Derogations.pdf
- [5] Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region, ACER, Publication date: 21. February 2019.

THE IMPACT OF FLOW-BASED MARKET COUPLING IMPLEMENTATION IN CENTRAL EUROPE ON MARKET CONDITIONS IN SOUTHEAST EUROPE

Boris Brđanin, Dušan Vlasisavljević, Nemanja Miljanić*

Abstract: The FBMC methodology, originally introduced in Central-Western Europe, has been applied in the Core region since 2022, enabling more efficient integration of cross-border capacities through optimized allocation in line with physical grid constraints and market signals. This methodology links transmission capacity with market activities, allowing for better utilization of available infrastructure and increased trading liquidity. It is particularly significant for Southeast Europe, as its future implementation in this region is anticipated, which could further enhance market integration and grid efficiency. This paper examines the availability of cross-border capacities in Southeast Europe during 2024, with a special focus on periods when wholesale electricity prices in this region are significantly higher compared to Central Europe, accompanied by pronounced price spikes. The analysis relies on the results of the Core FBMC (Flow-Based Market Coupling) methodology for selected days and time intervals. The objective is to identify key constraints and their impact on the market, as well as potential improvements in capacity allocation. Special attention is given to electricity exchange flows from Austria and Slovakia towards Southeast Europe, particularly towards Slovenia and Hungary. The analysis focuses on identifying key constraints in cross-border electricity flows and their impact on market exchanges. Particular emphasis is placed on determining the relationship between market prices and grid constraints, as well as factors that could contribute to improving the efficiency of capacity allocation.

Key words: *Flow-Based Market Coupling, cross-border capacities, grid constraints, price spikes, Southeast Europe, electricity market*

* Boris Brđanin, EKC, boris.brdjanin@ekc-ltd.com
Dušan Vlasisavljević, EKC, dušan.vlasisavljevic@ekc-ltd.com
Nemanja Miljanić, EKC, nemanja.miljanic@ekc-ltd.com