

STUDIJSKI ODBOR C5 - TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE I REGULACIJA

Predsjednik: dr. sc. LAHORKO WAGMANN

Tajnik: MARKO KELAVA, mag. ing. el. techn. inf.

Stručni izvjestitelji: dr. sc. LAHORKO WAGMANN

MARKO KELAVA, mag. ing. el. Techn .inf.

IZVJEŠĆE STRUČNIH IZVJESTITELJA

1. UVOD

Studijski odbor C5 – Tržište električne energije i regulacija zaprimio je ukupno 20 referata za 17. savjetovanje HRO CIGRÉ. Svih 20 referata zaprimljeno je u roku.

Preferencijalne teme za 17. savjetovanje HRO CIGRÉ u grupi C5 su:

1. Fleksibilnost i tržišni mehanizmi (EU platforme za uravnoteženje, upravljanje zagušenjima, agregatori, DSM, postrojenja za skladištenje itd.)
2. Razvoj EU legislative i prakse u pogledu izračuna i dodjela prekozonskih kapaciteta
3. Veleprodajno tržište električne energije i integracija OIE (prekozonsko trgovanje, varijabilnost cijena, šticećenje od cjenovnog rizika, CFD, PPA, CBAM itd.,)
4. Maloprodajno tržište i integracija OIE (opskrba i otkup, agregatori, postrojenja za samoopskrbu, kupci s vlastitom proizvodnjom, energetske zajednice građana i zajednice obnovljive energije)
5. Izazovi regulative za integraciju OIE i baterijskih spremnika (trošak priključenja, poticanje fleksibilnosti, odgovarajući tarifni modeli za korištenje mreže itd.)

Podjela referata prema preferencijalnim temama:

- Preferencijalna tema 1 – 7 referata
- Preferencijalna tema 2 – 3 referata
- Preferencijalna tema 3 – 6 referata
- Preferencijalna tema 4 – 0 referata
- Preferencijalna tema 5 – 4 referata

Osim za preferencijalnu temu 2, za koju nije zaprimljen nijedan referat, svi ostali tematski prijedlozi privukli su između 3 i 7 prijava, što potvrđuje da su teme pažljivo odabrane te relevantne u kontekstu aktualnih pitanja energetske politike na razini EU i Republike Hrvatske.

U ovom izvješću referati su raspoređeni po preferencijalnim temama, kako je prikazano u nastavku.

2. IZVJEŠĆE O REFERATIMA

U ovom dijelu izvješća daje se pregled zaprimljenih referata po preferencijalnim temama. Uz svaki referat navedeno je kratko izvješće o sadržaju rada, kao i pitanja za diskusiju koja su predložili recenzenti.

PREFERENCIJALNA TEMA 1

Fleksibilnost i tržišni mehanizmi (EU platforme za uravnoteženje, upravljanje zagušenjima, agregatori, DSM, postrojenja za skladištenje itd.)

C5-01 Karlo Koščak, Tonči Tadin, Antun Andrić PRIKLJUČENJE HOPS-A NA PICASSO PLATFORMU: UTJECAJ NA TRŽIŠTE I USLUGE URAVNOTEŽENJA

Rad analizira utjecaj priključenja HOPS-a na europsku PICASSO platformu za automatsku frekvencijsku regulaciju (aFRR) na tržište i sustav uravnoteženja u Hrvatskoj. Detaljno se prikazuje trenutačna struktura hrvatskog tržišta aFRR-a, koje se temelji na pružanju kontinuirane simetrične rezerve, uz dominaciju HEP Proizvodnje i djelomično sudjelovanje agregatora. Poseban naglasak stavljen je na rastuće potrebe za fleksibilnošću uslijed sve veće integracije varijabilnih obnovljivih izvora energije.

Ulazak na PICASSO platformu uvodi novi model ponuda u četverosatnim blokovima, čime se povećava tržišna rezolucija i omogućuje optimizacija aktivacije rezervi na regionalnoj razini. Očekuje se smanjenje regulatornog utjecaja, veća tržišna konkurencija i mogućnost prekogranične razmjene kapaciteta, čime se poboljšava sigurnost opskrbe i ekonomska učinkovitost sustava. Također se ukidaju nacionalne granične cijene, a tržišni mehanizmi dobivaju širi raspon za oblikovanje cijena na temelju stvarnih uvjeta.

Zaključno, integracija u PICASSO donosi izazove u pogledu prilagodbe tržišnih sudionika, ali i značajne koristi kroz harmonizaciju s EU standardima, bolju upotrebu fleksibilnih resursa i stabilniji rad elektroenergetskog sustava.

Pitanja za diskusiju:

1. Sudjelovanje na platformama za razmjenu i/ili dijeljenje rezervi uravnoteženja nije obvezno. Bi li za sigurnost pogona hrvatskoga sustava i za motiviranost pružatelja rezerve za isporukom rezerve bilo poželjno uključiti hrvatski sustav na platforme za razmjenu rezervu snage? Recimo na FCR platformu koja je već operativna i na koju je priključen slovenski sustav.
2. Ima li smisla u prikazanim šarenim tablicama (color scales, heat map) zasebno gledati vikende i neradne dane prema ostalim danima, a potom provjeriti ima li smisla imati drukčije vrijednosti rezerve snage u tim danima?
3. Možete li procijeniti hoće li tržišna cijena energije uravnoteženja, kada zamijeni reguliranu cijenu, doprinijeti smanjenju višegodišnjega trenda povećanja kako pozitivnih tako i negativnih odstupanja subjekata odgovornih za odstupanja?

C5-02 Ivana Puljić, Tonči Tadin, Ana Horvat Sedlić

ANALIZA MOGUĆNOSTI SUDJELOVANJA POSTROJENJA ZA SKLADIŠTENJE ENERGIJE U PORTFELJU AGREGATORA NA TRŽIŠTU URAVNOTEŽENJA U RH

S obzirom na sve veći udio obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetskim sustavima, raste potreba za fleksibilnim i brzim mehanizmima uravnoteženja proizvodnje i potrošnje. U tom kontekstu, agregatori zauzimaju ključnu ulogu kao posrednici koji okupljaju distribuirane energetske resurse, uključujući potrošače, proizvođače i baterijske sustave, u jedinstveni portfelj sposoban za sudjelovanje na tržištu električne energije i pomoćnih usluga. Njihova sposobnost upravljanja resursima u realnom vremenu omogućuje pružanje usluga kao što su aFRR i mFRR rezerve snage, osobito važnih za očuvanje stabilnosti sustava. Baterijski sustavi, s brzim odzivom i visokom preciznošću, dodatno povećavaju učinkovitost portfelja agregatora, omogućujući arbitražu na tržištu, stabilizaciju frekvencije te ispunjavanje ugovornih obveza. U Hrvatskoj, zakonodavni okvir se postupno razvija, a četiri agregatora već aktivno sudjeluju na tržištu uravnoteženja. Iako baterije još nisu zastupljene u njihovim portfeljima, očekuje se njihova skorija integracija. Ključ uspješne transformacije leži u razvoju tehničke infrastrukture, regulatornih poticaja i edukaciji korisnika, što bi omogućilo daljnju digitalizaciju, decentralizaciju i održivost elektroenergetskog sustava.

Pitanja za diskusiju:

1. Za sigurno vođenje HOPS-ove mreže, recimo u smislu zagušenja u mreži, moglo bi bitno iznimno bitno gdje će se baterije priključiti. Kod baterijske zarade na arbitraži (razlika u veleprodajnim cijenama) čini se da bi baterije u Hrvatskoj mogle imati visok faktor istodobnosti, jer su veleprodajne cijene na CROPEX-u svuda u Hrvatskoj iste. Imajući u vidu očekivanu razdiobu elektrana u mreži i očekivanu izgrađenost dalekovoda, procjenjujete li da je za mrežu svejedno hoće li se priključiti u Dalmaciji ili alternativno oko Zagreba te u sjeveroistočnoj Hrvatskoj?
2. Izdano je ukupno 952 MW energetske odobrenja za baterije, od toga južno od Velebita 18,5 % (175,9 MW, uvid u registar 7.7., <https://oie-aplikacije.mzoe.hr/>). Naknadu za priključak, koja je lokacijski signal, baterije svakako plaćaju. Međutim baterije ne plaćaju nužno i za jačanje mreže (STUM). Neovisno o trenutačnoj praksi (npr. program dodjele 50 M€ državnih potpora za skladištenje od 6. lipnja 2025.) i važećim propisima (odredbe Zakona o tržištu vezane za naknadu za priključenje) - ima li smisla kod jednokratne dodjele državnih potpora, kao i kod jednokratne naknade za stvaranje tehničkih uvjeta u mreži kod priključenja, ubuduće projektirati lokacijske signale (državne potpore, naknada za priključenje) koji bi ukazivali gdje je priključenje baterija u interesu HOPS-ove mreže?
3. Investitor u baterije očekuje povrat investicije prihodima od najmanje triju izvora: arbitraže, od pružanja pomoćnih usluga (npr. uravnoteženje) i od upravljanja zagušenjima. Jesu li ispunjeni preduvjeti u propisima potrebni da bi baterija bila u mogućnosti ostvarivati prihode od navedenih aktivnosti?

C5-03 Ana Horvat Sedlić, Davorin Brkić

RAZVOJ TRŽIŠTA ENERGIJE URAVNOTEŽENJA I OBRAČUNA ODSUPANJA U HRVATSKOJ U OKOLNOSTIMA PRIKLJUČENJA NA PLATFORME ZA URAVNOTEŽENJE

Hrvatsko tržište energije uravnoteženja prolazi kroz značajne promjene dok se HOPS, operator prijenosnog sustava, priprema za priključenje na europske platforme PICASSO (za automatsku rezervu za ponovnu uspostavu frekvencije - aFRR) i MARI (za ručnu rezervu za ponovnu uspostavu frekvencije - mFRR). Ovaj korak ključan je za osiguranje sigurnog i učinkovitog rada hrvatskog elektroenergetskog sustava.

Trenutno, hrvatskim tržištem dominira jedan pružatelj usluga s reguliranim cijenama energije uravnoteženja. Međutim, sve je veći ulazak novih tržišnih sudionika, posebno neovisnih agregatora, što pojačava konkurentnost i likvidnost. Ovaj trend već rezultira promjenama u cijenama i ponašanju bilančnih grupa.

Priključenje na europske platforme donijet će ukidanje ograničenja cijena za dominantnog pružatelja i uvođenje jedinstvene granične EU cijene energije uravnoteženja (CBMP). To će povećati fleksibilnost sustava, potaknuti bilančne grupe na točnije prognoziranje te motivirati pružatelje usluga na aktivnije sudjelovanje. Iako se očekuje povećana sigurnost sustava i fleksibilnost, postoji mogućnost i veće volatilnosti troškova uravnoteženja.

Pitanja za diskusiju:

1. Zbog čega cijena energije uravnoteženja iz aktivacije aFRR+/- i mFRR+/- tržišnih ponuda znatnije raste u 2023. i 2024. godini?
2. Možete li dati kratki osvrt na pojavu visokih cijena energije uravnoteženja tijekom svibnja i lipnja 2025. godine? Koji su osnovni uzroci visokih cijena, koji su uzroci visokih troškova odstupanja, zašto dominantni pružatelj nije imao raspoloživost za pružanje usluga uravnoteženja itd?
3. Na temelju HERA-inog redovitog praćenja obračuna odstupanja u Republici Hrvatskoj, smatrate li da su hrvatski sudionici na tržištu električne energije odnosno voditelji bilančnih grupa spremni na nemilosrdne cijene koje ih mogu očekivati pridruživanjem HOPS-a na platforme MARI i PICASSO?

C5-04 Tomislav Robina, Nenad Švarc, Marko Špoljarić, Jure Alagušić TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE URAVNOTEŽENJA U RH – POGLED DOMINANTNOG PRUŽATELJA

Tržište električne energije uravnoteženja u Republici Hrvatskoj posljednjih godina bilježi intenzivan razvoj, uz rast broja kvalificiranih pružatelja i proizvoda koji se nabavljaju putem tržišnih nadmetanja. HEP-Proizvodnja, kao ključni akter, osigurava regulirani dio potrebnih rezervi frekvencijskih pomoćnih usluga, istovremeno aktivno sudjelujući u tržišnim nadmetanjima za rezervu snage i energiju uravnoteženja, ovisno o svojim raspoloživim kapacitetima.

U referatu je detaljno opisano trenutno stanje i razvoj tržišta uravnoteženja. Predstavljeni su procesi javnih nadmetanja za aFRR (automatska sekundarna regulacija) i mFRR (tercijarna regulacija) rezervu snage i energiju uravnoteženja. Analizirani su rezultati nadmetanja za mFRR rezervu snage i energiju uravnoteženja, pri čemu se ističe izazov pokretanja tržišne nabave aFRR rezerve snage i energije uravnoteženja u uvjetima ograničenog broja kvalificiranih ponuditelja, izuzev dominantnog pružatelja usluge. Referat također naglašava kako ograničavanje cijene energije uravnoteženja za dominantnog pružatelja može biti kontraproduktivno u razvijenijim tržišnim uvjetima, preporučujući reviziju regulatornog okvira.

Pitanja za diskusiju:

1. Vidimo da tržišni pružatelji koriste agregirane manje tehničke jedinice za pružanje usluga uravnoteženja. Planira li HEP Proizvodnja/HEP grupa slične aktivnosti uvažavajući portfelj kojim upravlja (aktivni kupci, mali proizvođači)?
2. Priprema li se i kako HEP Proizvodnja na razdoblje nakon deregulacije cijena energije uravnoteženja koje se očekuje priustupanjem HOPS-a EU platformama MARI i PICASSO? Kako odrediti ponudu za energiju uravnoteženja?
3. Pružanje aFRR rezerve snage ovisi o hidrološkim prilikama i raspoloživosti jedinica. Kako osigurati potrebne iznose u svakom pogonskom trenutku i koji su prijedlozi poboljšanja regulatornog okvira?

C5-05 Ana Strugar, Mario Mužek, Matija Jembrih, Domagoj Lucić, Mario Sekulić, Antun Andrić
NADZOR FINANCIJSKIH TROŠKOVA ODSUPANJA VODITELJA BILANČNIH GRUPA

Ovaj referat predstavlja novi poslovni proces implementiran u Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava d.d. (HOPS), usmjeren na praćenje dostatnosti iznosa financijskog jamstva (FJ) kod procesa odstupanja voditelja bilančnih grupa (VBG) unutar hrvatske zone trgovanja. Glavni cilj je smanjenje financijskih rizika u postupku obračuna odstupanja.

Opisan je sveobuhvatan proces praćenja, počevši od regulatorne osnove, Pravila o uravnoteženju elektroenergetskog sustava (PoUEES), koja definiraju međusobna prava i obveze između HOPS-a i VBG-ova. Prikazan je dijagram procesa i njegov opis, kao i implementacija tehničkog rješenja za dnevno praćenje financijske dostatnosti za odstupanja te nadzor urednog poslovanja unutar financijskog jamstva za svakog VBG-a. Detaljno je objašnjen izračun financijske dostatnosti i postupanje u slučaju prekoračenja iznosa dostavljenog financijskog jamstva.

HOPS je usvojio proaktivne strategije upravljanja rizicima, uključujući dnevne procjene dostatnosti FJ, preliminarne obračune odstupanja, revidirane iznose FJ i kraće rokove za raskid ugovora (uključujući ex lege raskid). Ovo unaprjeđenje osigurava HOPS-u pravovremenu identifikaciju i ublažavanje potencijalnih financijskih rizika, čime se štite kako sama organizacija, tako i šira regionalna elektroenergetska mreža, značajno povećavajući otpornost sustava.

Pitanja za diskusiju:

1. Uvod: U dva slučaja opskrbljivači su naprasno otišli s tržišta i nisu platili račune za obračun odstupanja (jedan 2011. i drugi 2021.). U tim slučajevima presudni su bili jedino HOPS-ovi financijski instrumenti. Naime, dotični su za vrijeme stvaranja dugovanja ispunjavali sve uvjete za imanje dozvole HERA-e - stručne, tehničke i financijske kvalificiranosti. Obvezu imanja HERA-inih dozvola propisao je Hrvatski sabor.
Pitanje: Ako se slažete da je uloga dozvole u postupku ulaska na tržište upitne svrsishodnosti i neupitnog birokratskog opterećenja institucija i tržišnih subjekata - smatrate li da je to dovoljno osvijesteno u stručnoj javnosti za put k alternativnom pristupu (npr. ukidanje dozvola kao uvjeta za nastupanje na tržištu)?
2. Uvod: Četvrtasno PREOSTALO OPTEREĆENJE dobiva se oduzimanjem izmjerenih četvrtasnih netoulaza u distribucijsku mrežu (iz mreže HOPS-a, od proizvođača na distribuciju, iz drugih distribucijskih sustava), od izmjerenih netoizlaza iz distribucijske mreže potrošačima čije ostvarenje u prvom obračunu odstupanja (POO) nije određeno Pravilima NKO.
Prema Pravilima NKO ne koriste se za POO izmjerene četvrtasne vrijednosti za kućanstva priključne snage manje ili jednake 20 kW, nego NKO ostvarenje.
Za izračun četvrtasnog ostvarenja velikog dijela obračunskih mjernih mjesta (OMM) u POO koristi se sintetički postupak. Četvrtasno ostvarenje NKO OMM-ova u prvom danu mjeseca, za svrhu POO-a, određuje količina „preuzete“ električne energije u ostatku mjeseca. Zbog tih inače ne-nužnih očitanih podataka je subjektima odgovornima za odstupanja potrebna procjena i tih podataka za kvalitetnu prognozu.
Kada bi se dokinulo korištenje mjesečnih očitavanja OMM-ova obuhvaćenih sintetičkim postupkom kao ulaza u NKO četvrtasni izračun, točan izvanredni obračun odstupanja mogao bi provesti odmah po prikupljanju četvrtasnih podataka s mreže HOPS-a i HEP-ODS-a (bez kućanstava manjih od 20 kW). Sada se čeka početak sljedećeg mjeseca da se očitaju OMM-ovi obuhvaćeni sintetičkim postupkom da bi se izračunala njihova konačna četvrtasna ostvarenja.
Pitanje: Koje bi bile prednosti i nedostaci rješenja prema kojemu bi se PREOSTALO OPTEREĆENJE razdjeljivalo za POO bez korištenja očitavanja OMM-ova na sintetičkom postupku?

C5-06 Darjan Molnar, Marko Vukobratović, Ivan Ostheimer, Andrea Marjanović
ANALIZA ENERGETSKE ARBITRAŽE VJETROELEKTRANE I SOLARNE
ELEKTRANE SA BATERIJSKIM SUSTAVOM ZA SKLADIŠTENJE ELEKTRIČNE
ENERGIJE (BESS)

Integracija baterijskih sustava za skladištenje energije (BESS) u sustave obnovljivih izvora, poput vjetroelektrana i solarnih elektrana, značajno povećava njihovu iskoristivost i profitabilnost, ublažavajući pritom negativne učinke ograničenja isporuke energije. Prvi dio rada analizira tehničko-ekonomske aspekte integracije BESS-a s postojećom vjetroelektranom, utvrđujući optimalnu veličinu i raspored rada. Korištenjem stvarnih podataka o proizvodnji, cijenama i nalogima operatora prijenosnog sustava, pokazuje se kako BESS omogućuje pohranu viškova i kasniju prodaju, čime se povećava profitabilnost vjetroelektrana koje inače gube 10n% do 25 % potencijalne energije.

Drugi dio rada optimizira profitabilnost solarnih elektrana isključivo arbitražnim modelom s BESS-om. Solarna elektrana s BESS-om može skladištiti energiju tijekom vršne proizvodnje (niže cijene) i isporučivati je kada su cijene najviše, ostvarujući minimalno 35 % veće godišnje prihode. To je posebno važno zbog sve izraženije "pačje krivulje" koja stvara višak energije danju i potrebu za fleksibilnom opskrbom navečer. BESS sustavi s dugim vijekom trajanja idealno su rješenje za te izazove. Zaključno, integracija BESS-a ključna je za iskorištavanje punog potencijala obnovljivih izvora energije, omogućujući pohranu, odgodu isporuke radi veće financijske koristi i stabilizaciju mreže. Visoka profitabilnost moguća je uz napredni Energy Management System (EMS) za optimizaciju trgovanja i upravljanje baterijom.

Pitanja za diskusiju:

1. Koji je omjer financijske isplativosti elektrane s BESS-om u modelu s mogućnošću arbitraže u odnosu na model bez te mogućnosti (samo odgođena isporuka u mrežu)?
2. Na koji su način autori prilikom financijske analize isplativosti razmatrali trošak naknade za korištenje mreže (punjenje BESS-a iz mreže), u dvije varijante priključka - na prijenosnu vs distribucijsku razinu?
3. Sagledavajući sve troškove (CAPEX i OPEX) da li je trenutno u Hrvatskoj isplativo investirati u elektranu s BESS-om u modelu koji ne omogućuje arbitražu, već samo odgođenu isporuku u mrežu? Ako nije isplativo, što bi se trebalo promijeniti kako bi investicija bila isplativa?

C5-07 Krešimir Šušnić, Goran Levačić
BATERIJSKI SUSTAVI I TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE, ISKUSTVA EUROPSKIH
OPERATORA I IZAZOVI INTEGRACIJE U HRVATSKOJ

Baterijski sustavi za pohranu energije (BESS) ključni su za integraciju obnovljivih izvora energije (OIE), stabilnost mreže i učinkovitost tržišta. Iako europski operatori prijenosnih sustava već uvelike koriste velike BESS sustave, Hrvatska ima ograničenu primjenu, što usporava postizanje ciljeva Nacionalnog energetskog i klimatskog plana (NECP). Ovaj rad procjenjuje potrebne kapacitete BESS-a u Hrvatskoj, analizira europske primjere dobre prakse (Njemačka, Ujedinjeno Kraljevstvo, Irska, Italija) te identificira regulatorne i investicijske prepreke. BESS omogućuje fleksibilnost mreže, regulaciju frekvencije, smanjenje vršnog opterećenja i arbitražu na veleprodajnom tržištu, čime ublažava cjenovnu volatilnost uzrokovanu promjenjivom proizvodnjom iz OIE.

Hrvatska je postavila cilj od 250 MW BESS kapaciteta do 2030. godine, no analiza literature sugerira potrebu za 465 – 700 MW kako bi se osigurala optimalna fleksibilnost i stabilnost sustava. Trenutno je u tijeku projekt od 66 MW kod Šibenika, a zahtjevi za novih gotovo 1 GW BESS projekata ukazuju na sve veći interes. Za uspješnu integraciju BESS-a u Hrvatskoj ključno je uspostaviti jasan regulatorni okvir, uvesti poticajne sheme, omogućiti pristup tržištima fleksibilnosti te razviti dugoročnu strategiju pohrane energije.

Pitanja za diskusiju:

1. MINGOR je izdao energetske odobrenja za oko 900 MW BESS-a. Lokacije BESS-a su uglavnom u Slavoniji i u okolici Zagreba. Izuzetak je 40 MW kod Kanfanara i oko 100 MW kod Obrovca. Jesu li to optimalne lokacije za BESS sa stanovišta prijenosne mreže? Da li je HOPS proveo analize u pogledu optimalnih lokacija BESS-a?
2. Možete li komentirati kretanja dnevnih raspona cijena (market spread) na CROPEX-ovom DA tržištu tijekom posljednjih nekoliko godina? Da li je arbitriranje dnevnim rasponima cijena samo po sebi dovoljno za održivost ulaganja u BESS? Mogu li arbitriranje BESS-a i upravljanje zagušenjima HOPS-a doći u koliziju tako da dođe do operativnih ograničenja korištenja priključne snage BESS-a?
3. Kod uspostave "posebnog regulatornog okvira za BESS", treba li po vašem mišljenju investitor za priključenje BESS iza vlastitog OMM plaćati jediničnu naknadu za STUM u mreži visokog i vrlo visokog napona? Da li BESS treba plaćati naknadu za korištenje prijenosne mreže kao krajnji kupac (kod preuzimanja energije iz mreže) ili je uopće ne treba plaćati? Kakva treba biti tarifna stavka za tarifni element obračunske vršne radne snage kod preuzimanja energije iz mreže za punjenje BESS-a? S obzirom na "posebni regulatorni okvir za BESS", kakav je vaš pogled na posredno priključenje i korištenje mreže u slučajevima kolokacije proizvodnog postrojenja i BESS-a, kada se jedan SPV (engl. single-purpose vehicle) vlasnik OMM-a proizvodnog postrojenja, a drugi SPV želi priključiti BESS iza OMM-a postojećeg proizvodnog postrojenja?

PREFERENCIJALNA TEMA 2

Razvoj EU legislative i prakse u pogledu izračuna i dodjela prekozonskih kapaciteta

C5-08 Ivan Radovac, Ivan Frković, Tomislav Kovačević, Paula Mustapić DODJELA UNUTARDNEVNIH PRIJENOSNIH KAPACITETA PRIJE I NAKON OPERATIVNOG POČETKA IZRAČUNA UNUTARDNEVNOG KAPACITETA TEMELJENOM NA PRORAČUNU TOKOVA SNAGA (FLOW-BASED INTRADAY CAPACITY CALCULATION - FB ID CC)

Referat analizira promjene u dodjeli unutardnevnih prekozonskih prijenosnih kapaciteta (ID CC) u Core regiji, fokusirajući se na hrvatske granice sa Slovenijom i Mađarskom. Konkretno, istražuje se utjecaj prelaska s tradicionalnog NTC (Net Transfer Capacity) pristupa na novu metodologiju temeljenu na proračunu tokova snaga (Flow-Based Intraday Capacity Calculation - FB ID CC), koju je HOPS implementirao 28. svibnja 2024. (za ID CCb proces) i 13. lipnja 2024. (za ID CCa proces).

Prije implementacije FB ID CC-a, dodjela kapaciteta putem eksplicitnih dražbi (NTC pristup) rezultirala je ograničenjima poput smanjene fleksibilnosti, niže likvidnosti tržišta i neoptimalnog korištenja mreže. Nova Flow-Based metodologija omogućuje dinamičniju i precizniju dodjelu kapaciteta prilagođenu stvarnim uvjetima u mreži, što rezultira ranijim otvaranjem unutardnevnog tržišta i poboljšanom predvidljivošću trgovanja električnom energijom.

Analiza podataka pokazuje promjene u prosječnim dnevnim vrijednostima dostupnih kapaciteta prije i nakon uvođenja FB ID CC-a. Iako nova metodologija donosi veću fleksibilnost i sigurnost opskrbe, zabilježena je povećana učestalost sati s vrlo niskim kapacitetima (<100 MW) u određenim razdobljima nakon implementacije, što ukazuje na potrebu za daljnjim praćenjem i optimizacijom procesa kako bi se osigurala veća transparentnost i učinkovitost unutardnevnih kapaciteta.

Pitanja za diskusiju:

1. Objasnite sve prednosti FB izračuna kapaciteta u odnosu na NTC izračun kapaciteta?
2. Objasnite koncept negativne ATC vrijednosti.
3. Da li je za tržišne sudionike iz Hrvatske važnije da imaju kontinuiranu dostupnost određene (manje) razine prekograničnih ID kapaciteta ili da u prosjeku imaju veću razinu kapaciteta (postoji više perioda kada nema kapaciteta na granici)?

C5-09 Paula Mustapić, Ivan Ubrekić, Hrvoje Miličić RAZVOJ DUGOROČNIH TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Tržište električne energije u Europskoj uniji prolazi kroz značajne promjene s ciljem povećanja predvidivosti cijena i sigurnosti opskrbe, posebice nakon povijesno visokih cijena 2022. godine. Nova Reforma Dizajna Tržišta Električne Energije (EMDR), koja je stupila na snagu u srpnju 2024., predviđa izmjene FCA smjernica iz 2016., s novom verzijom (FCA 2.0) očekivanom početkom 2026. godine.

Centralna točka reforme je prelazak s fizičkih na financijska prijenosna prava (FTR obveze). To znači da će sudionici tržišta primati financijsku naknadu ili imati obvezu plaćanja ovisno o razlici u cijenama između zona, umjesto fizičke isporuke. Cilj je da se dugoročni ugovori koriste prvenstveno za zaštitu od rizika (hedging).

Razmatraju se i drugi važni prijedlozi, poput uvođenja virtualnih čvorišta – ponderiranih indeksa cijena za lakše upravljanje hedgingom, te poboljšanja sekundarnih tržišta za FTR obveze. Također, planira se češća organizacija dražbi s proizvodima dužeg dospeljeća i uvođenje Flow-Based metodologije za izračun dugoročnih kapaciteta od studenog 2026.

Iako ove promjene teže povećanju likvidnosti i učinkovitosti, Hrvatska izražava zabrinutost zbog svoje specifične pozicije. Veliki dio električne energije iz NE Krško dobiva se putem fizičkih prava prijenosa, pa bi potpuni prelazak na financijska prava mogao imati značajan utjecaj na njezin energetske sustav.

Pitanja za diskusiju:

1. Možete li procijeniti kakav će utjecaj na sudionike na tržištu električne energije u Republici Hrvatskoj imati uvođenje LTFBA (eng. Long term flow based allocation process) za godišnje dražbe za 2027. godinu kojim se uvode promjene u postupku proračuna kapaciteta (temeljen na tokovima snaga umjesto dosadašnjeg NTC proračuna) kao i u postupku dodjele kapaciteta (jedna dražba za sve granice Core regije za proračun kapaciteta, nalozi s različitih granica se međusobno natječu za kapacitet)?
2. S obzirom na veliku složenost primjene virtualnih čvorišta koju predlaže ACER i rezervirane stavove ENTSO-E-a i EFET-a kakvo je vaše mišljenje o budućnosti primjene takvog rješenja?
3. Hrvatska zona trgovanja ima na granici s Mađarskom FTR režim dodjele kapaciteta, na granicama sa Srbijom i BiH ima PTR, dok na granici sa Slovenijom ima izuzeće od FTR i još se uvijek primjenjuje PTR. Možete li dati osvrt o mogućem razvoju režima dodjele kapaciteta na granicama hrvatske zone trgovanja?

C5-10 Mario Mužek, Dubravka Krizmanić Jembrih, Đordana Miličić GLAVNI CILJEVI UREDBE REMIT II I NOVI IZAZOVI ZA TRŽIŠNE SUDIONIKE

Veleprodajno energetske tržište ključno je za osiguranje konkurentnog i poštenog okruženja. Europska unija je 2011. godine uspostavila REMIT I Uredbu kako bi spriječila manipulacije i zlouporabe povlaštenih informacija. No, zbog razvoja tržišta i sve složenijih trgovinskih aktivnosti, 2024. godine usvojena je REMIT II Uredba, s ciljem daljnjeg povećanja transparentnosti i jačanja regulatornog nadzora. Primarni ciljevi objedinjenih REMIT Uredbi su sprječavanje manipulacije tržištem (uključujući zlouporabu povlaštenih informacija i nepoštenih prakse), povećanje transparentnosti pravovremenim objavljivanjem relevantnih informacija te unaprjeđenje regulatornog nadzora.

REMIT II donosi značajne promjene: pooštreni zahtjevi za transparentnošću znače da tržišni sudionici moraju detaljnije izvještavati o transakcijama, uključujući one ranije izuzete, uz naglasak na digitalizaciju. Proširene obveze uvode nove zahtjeve za operatore prijenosnog sustava, uključujući detaljnije praćenje tržišnih aktivnosti i izvještavanje o sumnjivim transakcijama. Regulatorna tijela, ACER i nacionalna regulatorna tijela, sada imaju snažnije ovlasti za provođenje istraga i izricanje strožih kazni. Također, novčane kazne su značajno povećane, dosežući do 20% godišnjeg prihoda, kako bi se potaknula odgovornost. Implementacija REMIT-a II predstavlja važan korak u osiguravanju pravednog, transparentnog i stabilnog energetskeg tržišta, čime se jača povjerenje svih sudionika.

Pitanja za diskusiju:

1. Na koji način REMIT II utječe na poslovne modele manjih tržišnih sudionika (npr. agregatora, lokalnih proizvođača), posebno u kontekstu troškova usklađivanja i tehničkih zahtjeva?
2. Iako REMIT uredba prepoznaje više od 100 registriranih RRM-ova, u kojoj mjeri je realno za male tržišne sudionike da samostalno ispune sve tehničke zahtjeve izvještavanja bez oslanjanja na posrednike i koje su najveće prepreke kod implementacije vlastitog RRM rješenja (npr. sigurnost, format podataka, usklađenost)?
3. S obzirom na povećani nadzor i sankcije u okviru REMIT II, postoji li rizik od prekomjerne regulatorne opterećenosti tržišnih sudionika, posebno onih s ograničenim resursima i kako osigurati proporcionalnost zahtjeva?

PREFERENCIJALNA TEMA 3

Veleprodajno tržište električne energije i integracija OIE (prekozonsko trgovanje, varijabilnost cijena, šticeenje od cjenovnog rizika, CFD, PPA, CBAM itd.,)

C5-11 Davorin Brkić

RAZMJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA HRVATSKIM GRANICAMA - PREKOGRANIČNI (PREKOZONSKI) PRIJENOSNI KAPACITETI

Referat analizira razvoj i trenutačno stanje tržišta električne energije s posebnim naglaskom na hrvatske granice. Povijesni pregled pokazuje postupnu liberalizaciju i integraciju hrvatskog elektroenergetskog sustava u europske okvire, od ranih međudržavnih razmjena do punopravnog članstva u Europskoj uniji i Energetskoj zajednici.

Ključna promjena u pristupu razmjeni električne energije je prelazak s metode usklađenog mrežnog prijenosnog kapaciteta (NTC) na metodu temeljenu na tokovima snaga (FB). Dok je NTC metoda određivala fiksne prekogranične kapacitete, FB pristup, primijenjen na granicama s Mađarskom i Slovenijom, koristi složeniji model zajedničke mreže (CGM) i faktore raspodjele tokova snaga (PTDF) za optimizaciju razmjena. Ovaj pristup omogućuje dinamičnije i ekonomski učinkovitije korištenje prekograničnih kapaciteta, iako može dovesti do neintuitivnih tokova energije.

Hrvatska je aktivno uključena u europsko jedinstveno dan unaprijed tržište (SDAC) kao i unutardnevno tržište (SIDC) putem CROPEX-a, povezanog sa slovenskim i mađarskim burzama. Unatoč napretku, izazovi poput birokratskih proširenja RAM-a i potrebe za daljnjim usklađivanjem regulatornih okvira i dalje postoje. Cilj je osigurati pogonsku sigurnost i povećati društveno blagostanje kroz optimizirane prekogranične razmjene i dijeljenje rezervi snage.

Pitanja za diskusiju:

1. Kako će daljnji razvoj i integracija obnovljivih izvora energije s nelinearnim i varijabilnim karakteristikama utjecati na preciznost i stabilnost modela temeljenih na tokovima snaga?

2. Koje su realne mogućnosti i ograničenja uvođenja naprednih algoritama (npr. strojno učenje) za predikciju tokova i proaktivno upravljanje zagušenjima u sklopu Core metodologije temeljene na tokovima snaga?
3. Kako bi se mogla unaprijediti suradnja između operatora prijenosnih sustava i tržišnih sudionika u pogledu transparentnosti ulaznih parametara i modela, a da se pritom sačuva sigurnost i povjerljivost podataka?

C5-12 Petra Drašković, Hrvoje Pandžić

SUDJELOVANJE HIBRIDNOG POSTROJENJA NA DAN-UNAPRIJED TRŽIŠTU UZIMAJUĆI U OBZIR TROŠKOVE ODSUPANJA

Referat se bavi izazovima odgovornosti za odstupanje obnovljivih izvora energije (OIE) na europskom tržištu električne energije, gdje je svaki sudionik odgovoran za odstupanja od svojih planiranih vrijednosti. Zbog nepredvidivosti proizvodnje OIE, upravljanje odstupanjima predstavlja značajan problem i generira troškove. Autori predlažu inovativno rješenje: hibridno postrojenje koje integrira OIE s baterijskim spremnicima i elektrolizatorima. Baterije omogućuju zaglađivanje proizvodne krivulje i energetske arbitraže, dok elektrolizatori koriste višak električne energije za proizvodnju zelenog vodika, otvarajući dodatne izvore prihoda kroz trgovanje na tržištu vodika.

Korištenjem matematičkog modela koji minimizira troškove postrojenja, te stohastičkih scenarija za modeliranje neizvjesnosti proizvodnje, studija slučaja pokazuje značajno povećanje profita. Godišnji profit raste s 2.272.245 € (samo OIE) na 2.965.703 € (OIE + baterija), te na 3.099.132 € (OIE + baterija + elektrolizator), što predstavlja ukupno povećanje od 36.39%.

Zaključno, integracija baterija i elektrolizatora omogućuje OIE postrojenjima ne samo učinkovitije upravljanje odstupanjima, već i značajno povećanje profita putem arbitraže na više tržišta. Iako su te tehnologije trenutno skupe, njihove beneficije su očite, te je nužno daljnje istraživanje investicijske perspektive.

Pitanja za diskusiju:

1. U tekstu navodite npr. da hibridno postrojenje radi namjerna odstupanja (pozitivna) kada je cijena odstupanja veća od cijene električne energije na dan unaprijed tržištu. Cijene odstupanja nisu poznate u trenutku DAM trgovine odnosno (ili trenutku intraday replana proizvodnje/potrošnje) niti je poznato odstupanje sustava što sve utječe na cijenu odstupanja. Kako ste modelirali prognoze cijena odstupanja odnosno kako ste ih predvidjeli te da li smatrate da su cijene odstupanja u Hrvatskoj predvidljive. Koji je vaš izvor cijene vodika tj. kako ste modelirali tržište vodika u Hrvatskoj? Da li očekujete veće prihode hibridnih postrojenja kada se tokom 2026. HOPS priključi na platforme MARI i PICASSO?
2. Koji je razlog korištenja cijena iz 2020. kada su cijene na DAM bile povijesno znatno niže a time i cijene uravnoteženja? Da li ste uzimali i cijene baterija (visoki CAPEX) i cijene na tržištu vodika (likvidno/nelikvidno) iz 2020? Da li je u profit hibridnog postrojenja uzet u obzir i visoki CAPEX baterija i elektrolizatora?
3. U radu ste se ograničili na cijene DAM tržišta i cijene odstupanja. Zašto u obzir nije uzeto i likvidno unutardnevno tržište i replan proizvodnje solara (od 100 MW) te moguća arbitraža dan unaprijed i intraday tržišta? Također u obzir nije uzeto i tržište pružanje pomoćnih usluga. Da li bi s time bila bolja profitabilnost samog postrojenja na OIE te da li bi sudjelovanjem na intraday tržištu bila i veća profitabilnost hibridnog postrojenja?

C5-13 Marko Kelava, Luka Šešo

ANALIZA REZULTATA NA CROPEX-OVOM UNUTARDNEVNOM TRŽIŠTU NAKON UVOĐENJA 15-MINUTNIH PROIZVODA

Rad analizira utjecaj uvođenja 15-minutnih proizvoda na hrvatskom tržištu električne energije, konkretno na CROPEX-ovom unutardnevnom kontinuiranom tržištu. U skladu s regulativom EU, kojom se nalaže 15-minutni obračunski interval i trgovanje proizvodima te rezolucije, CROPEX je uveo ove proizvode na kontinuirano tržište u siječnju 2024., a na dražbeno tržište u lipnju 2024. Planirano je i uvođenje na dan-unaprijed tržište u listopadu 2025.

Analiza podataka od siječnja 2024. do lipnja 2025. pokazuje postupan, ali stabilan rast udjela 15-minutnih proizvoda u ukupnom volumenu trgovanja. Dok su u 2024. godini činili oko 5-7% volumena, u 2025. godini njihov udio značajno raste, dosežući gotovo 20% u drugom tromjesečju. Apsolutni volumen trgovanja 15-minutnim proizvodima porastao je s početnih 5.000-12.000 MWh mjesečno u 2024. na preko 40.000 MWh mjesečno u prvoj polovici 2025.

Ovaj trend ukazuje na sve veću prihvaćenost i operativnu integraciju kraćih vremenskih intervala od strane tržišnih sudionika, potaknutu potrebom za preciznijim upravljanjem portfeljem, fleksibilnijim odzivom na tržišne signale i usklađenošću s europskim povezanim tržištima. Uvođenje 15-minutnih proizvoda ključno je za poboljšanje fleksibilnosti i učinkovitosti hrvatskog, te šireg europskog, elektroenergetskog sustava, posebno s obzirom na rastući udio obnovljivih izvora energije. Potpuna harmonizacija tržišta očekuje se s uvođenjem 15-minutnih proizvoda na dan-unaprijed tržište EU-a.

Pitanja za diskusiju:

1. Kako ocjenjujete ukupni učinak uvođenja 15-minutnih proizvoda na unutardnevno (ID) tržište CROPEX-a u prve dvije godine primjene – je li ostvareno ono što se očekivalo? Koji su glavni postignuti ciljevi, a gdje još postoje izazovi ili nedovoljno iskorišten potencijal?
2. Koliki utjecaj očekujete da će uvođenje 15-minutnih proizvoda na dan-unaprijed tržište (DAM) u listopadu 2025. imati na strukturu trgovanja na ID tržištu? Posebno, očekujete li da će dio volumena 15-minutnih proizvoda s ID tržišta preći na DAM tržište, s obzirom na to da tržišni sudionici trenutno mogu koristiti samo ID tržište za poravnanje razlika između satnih i 15-minutnih planova?
3. Razmatrate li u srednjoročnom razdoblju uvođenje još kraćih vremenskih proizvoda (npr. 5-minutnih), u svrhu daljnje integracije obnovljivih izvora energije? Koje bi tehničke i regulatorne pretpostavke trebale biti ispunjene za takav korak?

C5-14 Davor Jugović, Tomislav Kovačević, Ivan Radovac, Ivan Frković

SIMULACIJA POVEZIVANJA TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZMEĐU ZONA TRGOVANJA HRVATSKE I ITALIJE

Ovaj članak predstavlja analizu rezultata simulacije povezivanja tržišta električne energije Hrvatske i Italije. Simulacija, provedena u specijaliziranom okruženju EUPHEMIA Simulation Facility, imala je za cilj procijeniti utjecaj uspostave izravne HVDC veze kapaciteta 1000 MW (500 MW u svakom smjeru) na cijene električne energije u obje zemlje. Korišteni su stvarni podaci o ponudi i potražnji za reprezentativne radne i neradne dane u 2024. godini.

Rezultati simulacije pokazuju različite učinke na dva tržišta. Za Hrvatsku bi takva interkonekcija dovela do blagog povećanja prosječnih dnevnih cijena (u prosjeku za 0,18 EUR/MWh), pri čemu su simulirane cijene bile više u 71% promatranih sati. Najveće pozitivne razlike zabilježene su 18. kolovoza 2024. godine. S druge strane, Italija bi zabilježila blagi pad cijena, s trendom smanjenja u 83% sati, što ukazuje na veću korist za talijanske potrošače. Najveće smanjenje cijena za Italiju dogodilo se 13. listopada 2024. godine.

Zaključno, referat naglašava složenost integracije regionalnih tržišta električne energije i pruža vrijedne uvide koji mogu poslužiti kao podloga za buduće regulatorne i investicijske odluke vezane uz prekograničnu infrastrukturu.

Pitanja za diskusiju:

1. Koji čimbenici najviše utječu na formiranje cijena za dan unaprijed tržište u Italiji?
2. S obzirom na relativno mali utjecaj simuliranog direktnog povezivanja tržišta na promjenu cijena u Italiji i Hrvatskoj, da li smatrate da bi izgradnja podmorskog kabela između Hrvatske i Italije bila isplativa za društvo u cjelini?
3. Koje će biti posljedice spajanja Core CCR i Italy North CCR u Central Europe CCR na tržišta u Italiji i Hrvatskoj?

C5-15 Hrvoje Miličić, Lahorko Waggmann

PRIKLJUČENJE ZEMALJA ENERGETSKE ZAJEDNICE EUROPSKOM ZAJEDNIČKOM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Krajem 2022. godine, zemlje Energetske zajednice, uključujući Srbiju te Bosnu i Hercegovinu, obvezale su se na transponiranje velikog dijela zakonodavstva Europske unije o električnoj energiji, s naglaskom na Uredbu CACM. Ona postavlja temelje za razvoj veleprodajnih tržišta i njihovo povezivanje u jedinstveno europsko tržište. Iako su burze električne energije uspostavljene u većini ovih zemalja, njihovo povezivanje sa susjednim EU tržištima otežavaju tehničke, pravne i operativne prepreke.

MCO integracijski plan, koji su početkom 2025. godine svi EU NEMO-i (nominirani operatori tržišta električne energije) dostavili ACER-u na odobrenje, definira korake za povezivanje tržišta diljem Europe. Međutim, ovaj plan ograničava ulogu NEMO-a iz Energetske zajednice na status "servisirano NEMO-a" te im uskraćuje glasačka prava u ključnim odlukama, što je naišlo na kritike nacionalnih regulatornih tijela.

Definiranje regija za proračun prekozonskih kapaciteta (CCR) u jugoistočnoj Europi, posebice zbog političkih nesuglasica između Srbije i Kosova, pokazalo se izazovnim. Stoga je inicirano podjelu prvotne Shadow SEE CCR regije na dva dijela koji bi se priključili postojećim EU CCR-ovima. Kao privremeno rješenje, predlaže se uspostava East-Central Europe CCR (ECE CCR), koja obuhvaća granice između zemalja Zapadnog Balkana i susjednih EU država. Za Hrvatsku je iznimno važno da se ovi procesi provedu kvalitetno, s obzirom na njezin položaj i utjecaj na regionalno tržište električne energije.

Pitanja za diskusiju:

1. Mogu li autori komentirati predvidivost realizacije povezivanja hrvatskih granica sa Srbijom i Bosnom i Hercegovinom u europsko zajedničko tržište električne energije imajući u vidu regulatorne probleme navedene u radu te preduvjete koji moraju biti zadovoljeni od strane zemalja članica Energetske zajednice?
2. Uz pretpostavku da će ACER do kraja srpnja ove godine odobriti prijedloga Plana MCO integracije koji su dostavili svi NEMO-i iz Europske unije, jesu li odobrenjem plana nastale nove regulatorne okolnosti vezano uz proces priključenja zemalja članica Energetske zajednice europskom zajedničkom tržištu električne energije?

C5-16 Boško Milešević, Jadranko Kučica, Goran Majstrovic

KOORDINIRANI IZRAČUN PREKOZONSKIH KAPACITETA I OSTVARIVANJE CILJEVA IZ UREDBE O UNUTARNJEM TRŽIŠTU ELEKTRIČNE ENERGIJE

Ovaj rad analizira usklađenost Hrvatske, prvenstveno kroz djelovanje HOPS-a, s Uredbom (EU) 2019/943, posebno s člankom 16(8) koji nalaže osiguranje minimalno 70% dostupnog kapaciteta za prekozonsku trgovinu električnom energijom. Predstavljen je zakonodavni okvir, metodologije izračuna kapaciteta te uloga HOPS-a u provedbi Akcijskog plana.

Unatoč povremenim odstupanjima, HOPS dosljedno prati zadane ciljeve i ostvaruje visoke prosječne vrijednosti MACZT-a (Margin Available for Cross-Zonal Trade), indikatora koji mjeri stvarno raspoloživ kapacitet za tržište. Posebno su analizirane vrijednosti za 2022., 2023. i 2024. godinu,

pokazujući da prosječne vrijednosti znatno nadmašuju postavljene ciljeve, iako se u pojedinim trenucima bilježe manja odstupanja na određenim kritičnim mrežnim elementima.

HOPS planira daljnja infrastrukturna ulaganja (poput povećanja pouzdanosti i prijenosne moći ključnih dalekovoda), razvoj koordiniranog redispčiranja i jačanje regionalne suradnje s operatorima prijenosnih sustava iz susjednih zemalja. Transparentnost rezultata osigurana je putem platformi poput JAO i ENTSO-E, što doprinosi potpunoj integraciji u jedinstveno europsko tržište električne energije i usklađenosti s europskim regulatornim zahtjevima do 2026. godine.

Pitanja za diskusiju:

1. Kako ocjenjujete zadovoljenje kriterija 70 % od strane HOPS-a u odnosu na druge OPS-ove iz Core regije?
2. Da li smatrate da bi se kriterij 70 % kapaciteta za prekozonsko trgovanje trebao primijeniti i prilikom izračuna unutardnevnih kapaciteta u Core regiji?
3. Da li smatrate da će potencijalna razdioba Njemačke na više zona trgovanja pozitivno utjecati na vrijednosti MACZT-a za HOPS-ove kritične elemente mreže?

PREFERENCIJALNA TEMA 4

Maloprodajno tržište i integracija OIE (opskrba i otkup, agregatori, postrojenja za samoopskrbu, kupci s vlastitom proizvodnjom, energetske zajednice građana i zajednice obnovljive energije)

Za preferencijalnu temu 4 nije zaprimljen nijedan referat u okviru ovogodišnjih prijava.

PREFERENCIJALNA TEMA 5

Izazovi regulative za integraciju OIE i baterijskih spremnika (trošak priključenja, poticanje fleksibilnosti, odgovarajući tarifni modeli za korištenje mreže itd.)

**C5-17 Davorin Brkić, Minea Skok, Antun Andrić
RAZMIŠLJANJA UZ ACER-OV IZVJEŠTAJ O NAKNADAMA ZA
ELEKTROENERGETSKE MREŽE (NAKNADE ZA PRISTUP MREŽAMA, UPOTREBU
MREŽA I JAČANJE MREŽA) IZ 2025.**

ACER-ovo izvješće iz 2025. godine o naknadama za elektroenergetske mreže, temeljeno na Uredbi 2019/943, pruža dubinski uvid u nacionalne prakse i preporuke za budućnost. Izvješće naglašava očekivani značajan porast mrežarine, potencijalno 50-100% do 2050. godine, primarno zbog novih investicija. Koncept "pay-as-permitted", koji Hrvatska primjenjuje, osigurava povrat investicije tek nakon dobivanja uporabne dozvole, prebacujući rizik na investitora do te faze. Raspravlja se i o "knock-on efektu" te važnosti pravedne raspodjele troškova među korisnicima mreže.

ACER ističe nedovoljno korištenje snage (power-based tariffs) kao obračunske sastavnice mrežarine, u korist dominacije količine energije (energy-based). Predlaže se usklađenje zrcaljenje infrastrukturnih troškova na snagu kako bi se potaknulo racionalno ponašanje korisnika. Koncept "backward-looking perspective" ukazuje na važnost prilagodbe tarifnih sustava promjenama u korištenju

mreže, posebno u kontekstu korisnika s vlastitom proizvodnjom i neizvedenog rezerviranog toka ("zombi elektrane") koji opterećuju mrežu bez adekvatne naknade.

Izvrješće naglašava i potrebu za učinkovitijim lokacijskim i vremenskim signalima u tarifama kako bi se potaknula optimalna iskorištenost mreže i smanjila potreba za skupim jačanjem. Iako Hrvatska primjenjuje neke elemente poput obračunske vršne snage i lokacijskih naknada za priključenje, postoji prostor za daljnje usklađivanje s europskom praksom kako bi se osigurala pravedna raspodjela troškova i podržala sigurnost i učinkovitost mreže.

Pitanja za diskusiju:

1. U kojoj mjeri i na koji način bi se u Hrvatskoj trebalo koristiti snagu – bilo kao priključnu, ugovorenu, najavljenju ili izmjerenu – kao obračunsku sastavnicu mrežarine, s obzirom na infrastrukturne troškove i cilj pravednijeg rasporeda mrežnih troškova među korisnicima mreže? Jesu li operatori spremni za promjenu, ako ne, kada bi mogli biti?
2. S obzirom na značajne potrebe za ulaganjima u elektroenergetsku infrastrukturu do 2050. godine, pri čemu se predviđa rast troška mrežarine i veći udio EU sufinanciranja u ukupnim investicijama, otvara se pitanje opravdanosti i mogućnosti uključivanja dijela sufinancirane imovine u reguliranu imovinu (RAB) za potrebe izračuna priznatih troškova kapitala. Trenutačna metodologija propisuje isključenje iz regulirane imovine dijela koji je sufinanciran iz bespovratnih sredstava (npr. EU fondova), što je u skladu s načelom izbjegavanja dvostrukog financiranja. Uzimajući u obzir sve kompleksnije financijske potrebe operatora je li i u kojem smjeru je predviđena izmjena i dopuna metodološkog pristupa s ciljem uključivanja sufinancirane imovine u RAB?

C5-18 Davorin Brkić

DVIJE OPĆE JEDNADŽBE KUPOPRODAJNE BILANCE ZA TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Referat predstavlja matematički model za holističku analizu financijskih utjecaja na sudionike tržišta električne energije. Ključna je pretpostavka da zakonodavci moraju procijeniti oportunitetne troškove i „nezaslužene“ dobitke sudionika koji proizlaze iz aktivnosti operatora sustava, poput redispečiranja ili ograničenja isporuke. Verbalne, tj. ne-matematičke procjene nisu dovoljne ako su financijske vrijednosti značajne.

Model se temelji na dvije opće jednačbe kupoprodajne bilance koje sve energetske transakcije tretiraju kao kupoprodaju. Kroz primjer, analizira se situacija redispečiranja vjetroelektrane i plinske elektrane. Pokazuje se da vjetroelektrana, iako joj je proizvodnja ograničena, ne trpi oportunitetni trošak jer joj se nadoknađuje izgubljena energija. S druge strane, plinska elektrana, kojoj se nalaže povećana proizvodnja, može ostvariti „nezaslužene“ dobitke zbog povećane učinkovitosti.

Zaključak rada naglašava potrebu za primjenom načela "šuti i računaj" (shut up and calculate) pri dizajniranju tržišnih pravila. Svaka transakcija koja mijenja tok energije, poput korekcije pozicije za obračun odstupanja, mora imati odgovarajuću cijenu. Cilj je stvoriti transparentan i pravedan sustav gdje su svi troškovi i koristi ispravno dodijeljeni kako bi se izbjeglo oštećenje društvenog blagostanja i osigurala stabilnost sustava.

Pitanja za diskusiju:

1. S aspekta kompenzacije pružatelja usluga, treba li biti razlike kada se pružaju različite usluge? Npr. da li je kompenzacija različita ako se pruža redispečing u odnosu na uravnoteženje (aFRR primjerice)?
2. Treba li koncept kompenzacije za pružanje usluga (recimo redispatchinga) biti različit za različite tehnologije, npr. baterija vs vjetroelektrana?

C5-19 Adrian Onorato, Tina Jakaša

UTJECAJ TROŠKOVA ZA KORIŠTENJE MREŽE NA RAZVOJ INFRASTRUKTURE ZA ELEKTROMOBILNOST

U referatu se analizira utjecaj troškova korištenja elektroenergetske mreže na razvoj infrastrukture za punjenje električnih vozila, s posebnim naglaskom na izazove s kojima se suočavaju operatori javno dostupnih punionica u Hrvatskoj i Sloveniji. Porastom broja električnih vozila, ključno je razvijati mrežu za punjenje, no visoki troškovi mrežarine, posebno naknada za vršnu snagu, značajno utječu na održivost poslovanja operatora, pogotovo kada je utilizacija punjača niska.

Istraživanje pokazuje da pri niskoj iskorištenosti javnih punionica, komponenta vršne snage čini velik udio u ukupnom računu za električnu energiju, često premašujući prosječne mrežarine za poduzetnike. To operatorima otežava postavljanje konkurentnih cijena punjenja. U radu su prikazana dva primjera iz Hrvatske i Slovenije koji ilustriraju ovaj problem na niskonaponskim i srednjenaponskim priključcima. Regulatorni okviri poput AFIR-a nastoje potaknuti razvoj infrastrukture, no potrebne su daljnje prilagodbe tarifa kako bi se osigurala ekonomska održivost i potaknuo daljnji razvoj elektromobilnosti.

Pitanja za diskusiju:

1. U referatu predlažete uvođenje posebnog modela za javne punionice u kojem bi tarifna stavka za tarifni element obračunske vršne radne snage bila određena u ovisnosti o faktoru utilizacije odnosno, ako je faktor utilizacije manji od 10%, niži iznos tarifne stavke, a iznad 10%, viši iznos tarifne stavke. Misli li se pritom na mjesečni ili godišnji faktor utilizacije? Koliki bi bio rok primjene takvog tarifnog modela (zauvijek ili dok se broj EV dovoljno ne poveća). Da li sličan model primijeniti, osim na punionice na autocestama (obveze AFIR-a) i na ostale javne punionice?
2. Da li bi se na javne punionice na autocestama mogle primijeniti dinamičke tarife za korištenje mreže u ovisnosti o zagušenju lokalne mreže i signalu operatora distribucijskog sustava o zagušenju mreže? Što bi to značilo za izračun isplativosti ulaganja u punionicu i određivanje cijene punjenja?
3. Imate li neku procjenu kolika bi trebala iznositi tarifna stavka za tarifni element obračunske vršne radne snage u ovisnosti u faktoru utilizacije kako bi bila osigurana rentabilnost javne punionice na autocesti? Možda je bolje pitanje, kolika cijena €/kWh osigurava rentabilnost punionice?

C5-20 Petar Ribarić, Davor Bošnjak

USPOREDBA TARIFNIH SUSTAVA REPUBLIKE SLOVENIJE I REPUBLIKE HRVATSKE

Ovaj referat uspoređuje cijene električne energije na dan-unaprijed burzama s cijenama tarifnih sustava u Hrvatskoj i Sloveniji, analizirajući utjecaj rastućeg udjela obnovljivih izvora energije (OIE). Glavni fokus je na tome jesu li postojeći tarifni sustavi prilagođeni novoj dinamici tržišta.

Proizvodnja električne energije iz OIE, poput sunca i vjetra, značajno je porasla, što je dovelo do volatilnosti cijena na burzama. Nekadašnji predvidljivi obrasci, s nižim noćnim i višim dnevnim cijenama, zamijenjeni su oscilacijama ovisno o proizvodnji OIE. Primjerice, tijekom sunčanih dana, visoka proizvodnja solarnih elektrana može dovesti do niskih, pa čak i negativnih cijena u popodnevnim satima, stvarajući tzv. "duck curve" efekt.

Hrvatska i dalje koristi dvotarifni sustav (viša i niža tarifa), koji se pokazuje sve manje usklađenim s realnim tržišnim kretanjima, osobito izvan zimskih mjeseci. Nasuprot tome, Slovenija je 1. listopada 2024. uvela novi dinamički tarifni sustav podijeljen na dvije sezone (viša i niža) i pet satnih blokova. Cilj ovog sustava je bolje uskladiti cijene s proizvodnjom iz OIE, potičući potrošače da prilagode svoju potrošnju jeftinijim razdobljima i tako doprinesu stabilnosti mreže.

Zaključuje se da je postojeći hrvatski tarifni sustav zastario u usporedbi s dinamičnim tržištem i utjecajem OIE. Novi tarifni sustavi, poput slovenskog, ključni su za poticanje energetske učinkovitosti, održive potrošnje i aktivne uloge potrošača u energetskej tranziciji.

Pitanja za diskusiju:

1. Tarife za korištenje mreže dijele se na statičke i ovisne o vremenu korištenja mreže (ToU). Statičke ToU tarife određuju za određeno dulje razdoblje primjene različite iznose tarifa za određena razdoblja dana, mjeseca ili godine. Dinamičke ToU tarife znače da se tarife za određeno doba dana određuju za kratko vrijeme unaprijed. Jedan način primjene dinamičkih ToU tarifa je korištenje viših (kritičnih) tarifa kod vršnog opterećenja (engl. critical peak pricing, CPP) ili korištenje nižih tarifa (engl. peak time rebates, PTR) ako krajnji kupac smanji potrošnju ispod svog referentnog opterećenja (engl. baseline). Imajući u vidu navedeno, u koju vrstu tarifa spadaju slovenske?
2. Osim naknade za korištenje mreže koji se plaća operatoru sustava, krajnji kupac plaća opskrbljivaču i trošak za energiju koji ima veći udio u ukupnim troškovima. Opskrbljivači na hrvatskom tržištu mogu krajnjim kupcima nuditi ugovore o opskrbi s dinamičkim određivanjem cijene koja se veže za tržište dan unaprijed. S obzirom na to da je udio naprednog mjerenja u poduzetništvu u Republici Hrvatskoj 77% što je glavni preduvjet za širu primjenu takvih ugovora, imate li saznanja jesu li takvi ugovori rašireni na hrvatskom tržištu? Koji bi bio glavni motiv krajnjim kupcima da sklope takav ugovor?
3. S obzirom na trenutno stanje ugradnje naprednih brojila u Republici Hrvatskoj (oko 24%) , smatrate li da bi uvođenje dinamičkih tarifa u ovom trenutku bilo moguće za krajnje kupce iz kategorije kućanstvo odnosno, da li bi krajnji kupci mogli reagirati na cjenovne signale dinamičkih tarifa?