Broj rada: R6-07
DOI:10.46793/CIRED2026.R6-07_176

MODELI IMPLEMENTACIJE AGREGATORA NA EVROPSKIM TRŽIŠTIMA ELEKTRIČNE ENERGIJE

IMPLEMENTATION OF AGGREGATION MODELS IN EUROPEAN ELECTRICITY MARKETS

Nikola TOŠIĆ[1], Elektromreža Srbije, Srbija
Jelisaveta KRSTIVOJEVIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija
Jelena STOJKOVIĆ TERZIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet , Srbija
Dunja GRUJIĆ, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet, Srbija

RATAK SADRŽAJ

Elektroenergetski sistemi se nalaze u fazi duboke strukturne promene, uslovljene rastućim udelom varijabilnih obnovljivih izvora energije, razvojem distribuiranih energetskih resursa i sve aktivnijom ulogom krajnjih kupaca. Ove promene fundamentalno menjaju način planiranja, vođenja i tržišne organizacije sistema, posebno na distributivnom nivou, gde se po prvi put istovremeno javljaju značajni izvori proizvodnje, fleksibilna potrošnja i dvosmerni tokovi energije. Posledično, klasični modeli upravljanja sistemom, zasnovani na pasivnim mrežama i centralizovanoj proizvodnji, postaju nedovoljni za obezbeđenje dugoročne pouzdanosti i ekonomske efikasnosti.

U takvom okruženju, fleksibilnost sistema postaje ključni operativni resurs. Pored tradicionalnih rešenja, sve veći značaj dobijaju tržišni mehanizmi koji omogućavaju aktivno upravljanje potrošnjom i distribuiranom proizvodnjom. Agregacija fleksibilnosti predstavlja jedan od najvažnijih instrumenata za operacionalizaciju ovih mehanizama, jer omogućava objedinjavanje velikog broja manjih resursa u portfolija dovoljne veličine i pouzdanosti za učešće na tržištima električne energije i pomoćnih usluga.

Uvođenje agregatora kao novog tržišnog učesnika otvara niz tehničkih, tržišnih i regulatornih pitanja, naročito u pogledu balansne odgovornosti, razmene podataka, kompenzacije između agregatora i snabdevača, kao i koordinacije između operatora prenosnog i distributivnog sistema. Različite evropske zemlje su na ova pitanja odgovorile kroz razvoj različitih modela agregacije, koji se razlikuju po nivou korekcije merenja, raspodeli odgovornosti i načinu obračuna prenete energije.

[1] Kontakt informacije o autorima – Nikola Tošić, Elektromreža Srbije, Vojvode Stepe 412, Beograd, Srbija, +381648029562, Jelisaveta Krstivojević j.krstivojevic@etf.bg.ac.rs; Jelena Stojković Terzić jstojkovic@etf.bg.ac.rs; Dunja Grujić dunjagrujic@gmail.com.

Razumevanje ovih modela i iskustava njihove primene predstavlja važnu osnovu za definisanje odgovarajućeg tržišnog i regulatornog okvira u zemljama u kojima je agregacija još u ranoj fazi razvoja. U tom kontekstu, analiza evropske prakse može poslužiti kao referentni okvir za oblikovanje održivih rešenja koja omogućavaju efikasno uključivanje agregatora u elektroenergetski sistem, uz očuvanje sigurnosti snabdevanja i stabilnosti tržišta.

U radu se razmatraju osnovni modeli implementacije agregatora u Evropi: nekorigovani model, model centralnog poravnanja, model energetske korekcije i model podeljene odgovornosti, kao i pojedini oblici zavisne agregacije. Poseban akcenat stavljen je na razlike u raspodeli balansne i finansijske odgovornosti između agregatora, snabdevača i balansno odgovornih strana, kao i na mehanizme kompenzacije za razmenu energije izazvanu aktivacijom fleksibilnosti.

Na osnovu osnovnih modela implementacije izvršena je analiza sa tržištem Srbije gde je regulatorni okvir delimično uspostavljen.

Ključne reči: agregacija, agregatori, modeli agregacije, balansna odgovornost, snabdevanje

ABSTRACT

Power systems are undergoing a profound structural transformation driven by the increasing share of variable renewable energy sources, the development of distributed energy resources, and the increasingly active role of end customers. These changes fundamentally affect system planning, operation, and market organization, particularly at the distribution level, where significant generation capacities, flexible demand, and bidirectional power flows are emerging simultaneously. As a result, traditional system management approaches based on passive networks and centralized generation are becoming insufficient to ensure long-term reliability and economic efficiency.

In this context, system flexibility emerges as a key operational resource. In addition to conventional solutions, market-based mechanisms enabling the active management of demand and distributed generation are gaining increasing importance. Flexibility aggregation represents one of the most important instruments for operationalizing these mechanisms, as it enables the pooling of a large number of small-scale resources into portfolios of sufficient size and reliability to participate in electricity and ancillary services markets.

The introduction of aggregators as new market participants raises a number of technical, market, and regulatory challenges, particularly with regard to imbalance responsibility, data exchange, compensation mechanisms between aggregators and suppliers, and coordination between transmission and distribution system operators. European countries have addressed these challenges through the development of different aggregation models, which differ in terms of metering adjustments, allocation of responsibilities, and settlement of energy transfers.

Understanding these models and the practical experience gained from their implementation provides an important basis for defining appropriate market and regulatory frameworks in countries where aggregation is still at an early stage of development. In this context, the analysis of European practices can serve as a reference framework for designing sustainable solutions

that enable the efficient integration of aggregators into the power system while maintaining security of supply and market stability.

This paper examines the main aggregator implementation models in Europe: the uncorrected model, the central settlement model, the corrected model, and the split-responsibility model, as well as selected forms of dependent aggregation. Particular emphasis is placed on differences in the allocation of balancing and financial responsibility between aggregators, suppliers, and balance responsible parties, as well as on compensation mechanisms for energy transfers resulting from the activation of flexibility.

Based on the identified implementation models, an analysis is conducted in relation to the Serbian electricity market, where the regulatory framework for aggregation has been partially established.

Key words: aggregation, aggregators, aggregation models, balancing responsibility, electricity supply.

UVOD

Razvoj distribuiranih energetskih resursa, porast udela varijabilnih obnovljivih izvora energije i sve veće učešće aktivnih krajnjih kupaca doveli su do značajnih promena u načinu funkcionisanja elektroenergetskih tržišta u Evropi. Posebno na distributivnom nivou, elektroenergetski sistem sve češće istovremeno obuhvata proizvodnju, potrošnju i skladištenje energije, uz izraženu potrebu za dodatnom fleksibilnošću u realnom vremenu. U takvom okruženju, tradicionalni odnosi između proizvođača, snabdevača i operatora sistema postaju složeniji, a postizanje balansne ravnoteže zahteva nove tehničke i tržišne pristupe.

Jedan od ključnih odgovora evropskih tržišta na ove izazove jeste uvođenje agregatora kao posebnog tržišnog učesnika. Agregatori omogućavaju objedinjavanje razuđenih i pojedinačno malih fleksibilnih resursa – poput distribuirane proizvodnje, upravljive potrošnje, električnih vozila ili skladišta energije – u tržišno relevantne portfolije. Na taj način, fleksibilnost postaje merljiv i resurs kojim se može trgovati, dostupan operatorima sistema i tržištima električne energije.

Iako je koncept agregacije na nivou Evropske unije prepoznat i normativno podržan, način njegove praktične implementacije značajno se razlikuje od zemlje do zemlje. Evropska praksa pokazuje da ne postoji jedinstven model uvođenja agregatora, već čitav spektar rešenja koja se razlikuju u pogledu balansne odgovornosti, odgovornosti za odstupanja, načina razmene mernih podataka i mehanizama finansijskog poravnanja između agregatora i snabdevača. Ove razlike su posledica specifičnosti nacionalnih tržišta, postojećeg tržišnog dizajna i stepena razvijenosti fleksibilnih resursa.

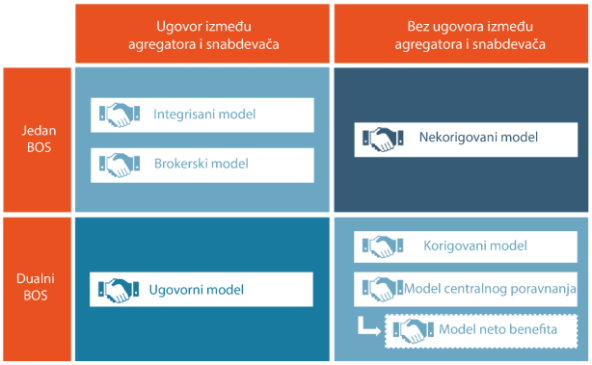
Razumevanje ovih modela predstavlja važnu osnovu za zemlje u kojima je agregacija još u fazi razvoja ili regulatornog oblikovanja. Analiza evropskih iskustava omogućava identifikaciju prednosti i ograničenja pojedinih pristupa, kao i sagledavanje njihovog potencijala za primenu

u drugačijim tržišnim okruženjima. U tom smislu, evropska praksa daje dragocen okvir za razmatranje budućeg razvoja agregacije i fleksibilnosti na domaćem tržištu električne energije.

1. MODELI IMPLEMENTACIJE AGREGATORA

Za potpuno sagledavanje njihove uloge u modernim elektroenergetskim tržištima, neophodno je razmotriti jedan od aspekata tržišta, a to je način na koji se obračunava balansna odgovornost unutar primenjenih praksi u evropskim zemljama. Na evropskim tržištima električne energije razvijeno je više modela implementacije agregatora, koji se međusobno razlikuju u pogledu obrade mernih podataka, raspodele balansne odgovornosti i finansijskog poravnanja između tržišnih učesnika. Direktiva o tržištu električne energije [1] prepoznaje nezavisne agregatore kao tržišne aktere i time obezbeđuje da krajnji kupci mogu slobodno da pružaju elektroenergetske usluge nezavisno od svog snabdevača. Ukida se obaveza pribavljanja prethodne saglasnosti snabdevača kako bi krajnji kupci, posredstvom nezavisnih agregatora, mogli da pružaju usluge na različitim tržištima. Time se nezavisni agregatori definišu kao tržišni učesnici koji nisu povezani sa snabdevačem krajnjeg kupca i koji mogu slobodno pristupati različitim tržištima bez potrebe za saglasnošću tog snabdevača.

U tom kontekstu, oformljen je Univerzalni okvir za pametnu energiju (USEF) od strane konzorcijuma vodećih evropskih kompanija iz energetskog i tehnološkog sektora. Cilj im je bio da udruže snage kako bi stvorili jedinstven, otvoren standard koji svi mogu besplatno da koriste; ovaj standard definiše zajedničke uloge, procese i tehničke protokole potrebne za delotvorno trgovanje fleksibilnošću u pametnim mrežama. On služi kao temelj za saradnju između svih učesnika na tržištu, agregatora, snabdevača i operatora sistema, omogućujući im da kroz standardizaciju optimizuju potrošnju energije i ubrzaju integraciju obnovljivih izvora. Standardom su definisani modeli implementacije agregatora kao i tržišni modeli za ulogu agregatora, pri čemu se opisuje ugovorni odnos agregatora sa snabdevačem i balansno odgovornom stranom (BOS). Pored toga, svaki model opisuje način na koji su organizovani balansna odgovornost, pozicija nabavke energije i povezani prenos energije između agregatora i snabdevača, kao i razmena informacija, da bi se na pravi način proračunalo odstupanje BOS i na pravi način ispostavili računi za potrošenu električnu energiju. Iako više nije aktivan kao projekat, USEF i dalje predstavlja koristan referentni okvir za analizu i poređenje modela agregacije u evropskoj praksi, kao i za razmatranje budućih regulatornih i tržišnih rešenja, naročito u državama u kojima je razvoj tržišta fleksibilnosti u početnoj fazi.



Slika 1 Modeli implementacije agregatora prema USEF okviru [2]cf

Ključne razlike između modela odnose se na način na koji se aktivacija fleksibilnosti odražava na obračun energije snabdevača i balansno odgovornih strana, kao i na mehanizme kompenzacije prenete energije.

U praksi se izdvaja nekoliko osnovnih modela nezavisne agregacije, dok se u pojedinim sistemima primenjuju i različiti oblici zavisne agregacije.

1.1 Nekorigovani model (Uncorrected Model)

U ovom modelu agregator ne snosi balansnu niti finansijsku odgovornost za debalanse u sistemu nastale kao posledica aktivacije fleksibilnosti. Takođe, ne postoji prenos energije između agregatora i snabdevača. Kao rezultat toga, agregator može izazvati debalans u portfoliju BOS snabdevača. Ipak, ukoliko aktivirana fleksibilnost doprinese ukupnoj izbalansiranosti sistema, BOS snabdevača se kroz mehanizam balansne odgovornosti tj. obračuna debalansa dobiti finansijsku nadoknadu za pasivan doprinos balansu sistema. Ovaj model se smatra pogodnim za proizvode sa retkim i kratkotrajnim aktivacijama, odnosno sa malim količinama aktivirane energije, i potencijalno za prvi korak prilikom implementacije agregatora na balansno tržište zemlje.

Ovaj model je regulatorno i tehnički najjednostavniji za implementaciju, jer ne zahteva dodatne procese korekcije merenja niti složene mehanizme poravnanja između agregatora i snabdevača. Međutim, on može dovesti do nepravedne raspodele finansijskih efekata, s obzirom na to da snabdevač snosi posledice promena potrošnje ili proizvodnje koje nije inicirao ni ugovorio.

1.2 Model centralnog poravnanja (Central Settlement Model)

U ovom modelu agregator preuzima balansnu i finansijsku odgovornost za debalanse nastale usled aktivacije fleksibilnosti. Centralni entitet, operator distributivnog sistema (ODS) ili nadležno telo za obračun debalansa, vrši korekciju debalansa BOS-a snabdevača i sprovodi finansijsku kompenzaciju za prenos energije na osnovu unapred definisane formule koju propisuje ili na koju saglasnost daje Nacionalna regulatorna agencija. U tom slučaju, agregator plaća energiju centralnom entitetu po ceni za prenos energije, a centralni entitet zatim prosleđuje uplatu snabdevaču. U slučaju smanjenja proizvodnje ili povećanja potrošnje, tok energije i novčanih sredstava ide u suprotnom smeru. Alternativa ovom modelu je tzv. model neto benefita, u kojem se energija pribavljena aktivacijom fleksibilnosti nadoknađuje od strane potrošača (putem tarifa) koji imaju korist od aktivacije, umesto da trošak snosi agregator.

U modelu centralnog poravnanja, aktivacija fleksibilnosti se evidentira i obračunava na centralizovan način, najčešće preko operatora tržišta ili operatora sistema. Centralni subjekt vrši poravnanje energije i finansijskih tokova između agregatora, snabdevača i balansno odgovornih strana.

Prednost ovog modela je transparentna raspodela efekata aktivacije fleksibilnosti i smanjenje direktnih bilateralnih odnosa između tržišnih učesnika. Sa druge strane, zahteva visok stepen centralne koordinacije, razvoj dodatnih IT sistema i jasno definisana regulatorna pravila, što može povećati kompleksnost i troškove implementacije.

1.3 Model energetske korekcije (Corrected Model)

Kod modela energetske korekcije, merni podaci krajnjih kupaca se koriguju kako bi se iz obračuna snabdevača izuzeli efekti aktivacije fleksibilnosti od strane agregatora. Na taj način se obezbeđuje da snabdevač ne snosi posledice promena potrošnje ili proizvodnje koje ne potiču iz njegovog portfolija.

Ovaj model omogućava precizniju raspodelu finansijskih i balansnih odgovornosti, ali zahteva pouzdanu metodologiju za određivanje referentne potrošnje ili proizvodnje, kao i napredne sisteme za obradu mernih podataka. Zbog toga je njegova primena češće vezana za tržišta sa razvijenom mernom infrastrukturom i visokom digitalizacijom.

1.4 Model podeljene odgovornosti (Split Responsibility Model)

Model podeljene odgovornosti predstavlja kompromis između prethodnih pristupa. U ovom modelu, odgovornost za efekte aktivacije fleksibilnosti deli se između agregatora i snabdevača, prema unapred definisanim pravilima ili koeficijentima.

Ovaj model se zasniva na razdvajanju snabdevanja energijom i balansne odgovornosti, tako što se razdvaja deo potrošnje i pripadajućih sredstava kojima upravlja agregator od preostalog, nekontrolisanog dela potrošnje. U tom slučaju, agregator upravlja kontrolisanim delom priključka i odgovoran je za ugovaranje snabdevanja za taj deo, dok snabdevač isporučuje energiju za preostali (nekontrolisani) deo potrošnje. Agregator može ispunjavati obaveze snabdevanja i balansne odgovornosti ili sklapanjem ugovora sa jednim snabdevačem (i BOS-om) za sve svoje korisnike ili preuzimanjem te uloge samostalno. Ovaj model obično zahteva ugradnju dodatnih mernih uređaja (submetering) za kontrolisani deo potrošnje.

Ovakav pristup omogućava fleksibilniju implementaciju i smanjuje ekstremne finansijske efekte po pojedine učesnike, ali zahteva jasno definisana pravila raspodele odgovornosti kako bi se izbegli sporovi i tržišne neizvesnosti.

1.5 Zavisna agregacija

Pored modela nezavisne agregacije, u pojedinim tržištima prisutni su i oblici zavisne agregacije, kod kojih agregator posluje u okviru portfolija snabdevača ili balansno odgovorne strane. U ovom slučaju, agregator nema potpunu tržišnu nezavisnost, ali su procesi poravnanja jednostavniji, jer se fleksibilnost aktivira unutar istog portfolija.

Zavisna agregacija često se koristi kao prelazno rešenje u ranoj fazi razvoja tržišta fleksibilnosti, pre uvođenja potpuno nezavisnih agregatorskih modela.

2. IMPLEMENTACIJA MODELA AGREGATORA U ODABRANIM EVROPSKIM ZEMLJAMA

Karakteristike zemalja obuhvaćenih ovom analizom zasnivaju se na kombinaciji razvijenosti tržišta električne energije, raznovrsnosti regulatornih pristupa i njihove relevantnosti za sisteme u razvoju. Nemačka je obuhvaćena kao vodeće evropsko tržište u oblasti integracije

obnovljivih izvora i kao primer iz prakse koji zemlje Evrope poštuju i prate. Takođe, posmatrana je Velika Britanija kao specifičan primer izolovanog elektroenergetskog sistema sa ranim i tržišno vođenim razvojem agregatora. Poljska je uključena kao primer zemlje u energetskoj tranziciji sa istorijski visokim udelom proizvodnje iz uglja, što je čini uporedivom sa Srbijom. Francuska je obuhvaćena analizom zbog značajnog uticaja i saradnje sa srpskim tržištem električne energije, čiji će se konkretni aspekti dodatno razmotriti u narednim poglavljima. Hrvatska je uključena kao regionalni primer, s obzirom na to da njena regulatorna rešenja i praktična iskustva u oblasti agregacije mogu pružiti korisne smernice za primenu u Srbiji.

2.1 Francuska

U Francuskoj, nekorigovani model primenjuje se za proizvode FCR i aFRR; međutim, kod aFRR-a fleksibilnost na strani potrošnje može učestvovati isključivo putem sekundarnog tržišta jer operator prenosnog sistema (OPS) više ne koristi usluge nezavisnog agregatora za ovu rezervu. Za ostale proizvode – mFRR, zamensku rezervu (RR), tržište mehanizma za obezbeđenje kapaciteta, kao i dnevno i unutardnevno tržište – primenjuju se korigovani model i model centralnog poravnanja, pri čemu izbor zavisi od karakteristika priključenja.

Kada je reč o balansnoj odgovornosti, agregator koji učestvuje na veleprodajnom i tržištu mehanizma za obezbeđenje kapaciteta odgovoran je za debalanse nastale aktivacijom fleksibilnosti. Na balansnom tržištu agregator deluje kao plivajući pružalac usluga balansiranja iznad postojećih balansnih grupa, što znači da pruža uslugu bez preuzimanja celokupne balansne odgovornosti za portfolije krajnjih kupaca i finansijski je odgovoran samo za odstupanja od ugovorene količine aktivirane fleksibilnosti.

2.2 Nemačka

U Nemačkoj se primenjuju dva modela agregacije, nekorigovani i korigovani. Nekorigovani model važi za FCR, dok se korigovani model, uveden 2021. godine, primenjuje na mFRR i aFRR proizvode. U okviru ovog modela, agregator mora imati BOS-a i, nakon aktivacije fleksibilnosti, razmenjuje plan rada sa BOS-om snabdevača radi korekcije balansnog odstupanja. Nakon toga, snabdevač koriguje račun za energiju krajnjeg kupca kao da do aktivacije fleksibilnosti nije došlo.

2.3 Velika Britanija

U Velikoj Britaniji primenjuju se dva modela, u zavisnosti od vrste proizvoda – nekorigovani model i model koji može biti ili centralno poravnanje ili model energetske korekcije, u zavisnosti od okolnosti. Nekorigovani model se koristi za balansne proizvode poput FCR-a i mehanizam za obezbeđenje kapaciteta, dok se za aFRR, mFRR i RR primenjuje model centralnog poravnanja. Za učešće na ovim tržištima nezavisni agregator mora biti registrovan kao Virtuelni nosilac agregacije, što je funkcionalno ekvivalentno ulozi PUB. Kompenzacija za razmenu energije zavisi od saglasnosti kupaca da se podaci o aktivaciji fleksibilnosti dele sa snabdevačem. Ukoliko kupac da saglasnost, odgovorno lice za poravnanje debalansa deli podatke sa snabdevačem, koji tada može fakturisati razmenjenu energiju kupcu, što je

ekvivalentno modelu energetske korekcije. Ukoliko saglasnost ne postoji, kompenzacija je jednaka nuli, što u praksi odgovara modelu centralnog poravnanja bez kompenzacije [3].

2.4 Poljska

U Poljskoj se za proizvode IRP (interventno smanjenje potrošnje) i IZP (interventno povećanje potrošnje) primenjuje model u kojem agregator pružalac usluge deluje nezavisno od snabdevača, dok balansna odgovornost ostaje na BOS-u snabdevača. Nakon aktivacije fleksibilnosti, agregator preuzima odgovornost prema OPS za izvršenje dobijenog naloga za redukciju ili povećanje potrošnje, dok se istovremeno balansna pozicija snabdevača odnosno BOS koriguje tako da se izbegne negativan finansijski efekat izazvan odstupanjem od planirane potrošnje krajnjeg kupca. U praksi, to znači da se merni podaci u obračunu tretiraju kao da nije došlo do aktivacije fleksibilnosti, čime snabdevač ostaje neutralan, a efekti aktivacije se u potpunosti pripisuju agregatoru.

2.5 Hrvatska

Hrvatski agregatori su trenutno najaktivniji na mFRR tržištu, gde su postali ključni igrači u obezbeđivanju rezerve snage, naročito u smeru naniže. Ulazak na aFRR tržište je sledeći veliki korak, ali je zbog strogih tehničkih zahteva za brzinom odziva ovaj segment još uvek u povoju i primarno vezan za uvođenje skladišta.

2.6 Balansna odgovornost

Za sve slučajeve učešća u pružanju usluga fleksibilnosti, treba imati na umu da je potrebno jasno definisati balansnu i finansijsku odgovornost korisnika sistema koji pružaju usluge fleksibilnosti direktno ili putem agregatora, kao i ugovornih odnosa između agregatora i snabdevača, odnosno BOS-a snabdevača.

U Francuskoj nezavisni agregatori na balansnom tržištu ne moraju da imaju ili dodeljuju ulogu BOS-a, jer deluju kao tzv. „plivajući PUB-ovi“. Ipak, oni su izloženi naknadama za debalanse u slučaju bilo kakvog odstupanja od ugovorene količine fleksibilnosti. Nasuprot tome, nezavisni agregatori koji učestvuju na veleprodajnom i tržištu mehanizma za obezbeđenje kapaciteta moraju imati balansnu odgovornosti kao BOS ili preneti balansnu odgovornosti.

U Nemačkoj, nezavisnim agregatorima je dozvoljeno učešće isključivo na balansnom tržištu i oni nakon aktivacije fleksibilnosti razmenjuju planove rada sa BOS-om snabdevača radi korekcije balansnog odstupanja.

U Velikoj Britaniji moraju biti registrovani kao Virtual Lead Parties, što je funkcionalno ekvivalentno ulozi PUB-a, i izloženi su naknadama (najmanje u visini cene debalansa) u slučaju neisporučivanja ugovorene fleksibilnosti [3].

U poljskom modelu, agregatori koriste IZP i IRP proizvode kao nezavisni pružaoci usluga balansiranja koji aktiviraju potrošnju po nalogu OPS-a, dok balansna i finansijska odgovornost ostaje sa BOS-om snabdevača. Međutim, pravila kojima se uređuje rad balansnog tržišta

omogućava virtuelnu korekciju balansne pozicije snabdevača tj. njegove BOS, tako da on ne trpi finansijske posledice aktivacije agregatora i sve eventualne penalizacije snosi agregator.

Hrvatski regulatorni okvir primenjuje princip energetske korekcije kako bi se omogućilo nesmetano učešće nezavisnih agregatora na tržištu, uz očuvanje finansijske stabilnosti postojećih snabdevača (BOS). Suština ovog modela zasniva se na neutralnosti snabdevača, što se postiže kroz automatsko prilagođavanje njihove tržišne pozicije u zavisnosti od smera aktivirane fleksibilnosti.

2.7 Mehanizam za obezbeđenje kapaciteta

U Nemačkoj, agregator nadoknađuje snabdevaču energiju obezbeđenu kroz fleksibilnost preko krajnjeg kupca, po maloprodajnoj ceni. Pored maloprodajne cene, agregator može dodatno nadoknaditi troškove administracije BOS-u snabdevača, koji se odnose na razmenu dnevnog plana rada. Visina ove naknade se određuje u ugovoru između agregatora i BOS-a.

U Velikoj Britaniji, ukoliko krajnji kupac pristane na deljenje podataka, snabdevač može krajnjem kupcu obračunati energiju ponuđenu kao fleksibilnost, dok agregator zatim kompenzuje krajnjeg kupca. Ukoliko krajnji kupac ne da saglasnost za deljenje podataka, trenutno ne postoji naknada između agregatora i snabdevača, što odgovara ceni prenete energije jednakoj nuli. Očekuje se da će se ovaj režim promeniti u budućnosti, naročito u kontekstu diskusija o otvaranju veleprodajnog tržišta za Virtuelnog nosioca agregacije.

U Francuskoj, formula za obračun cene prenete energije odražava prosečne troškove nabavke električne energije i pravi razliku između dva tipa mernih mesta: pokrivena profilom potrošnje na osnovu unapred poznatih koeficijenata i onih sa obračunom na 15 minuta (industrijski i komercijalni potrošači). Francuski OPS unapred, u decembru, objavljuje cene za narednu godinu, pri čemu su cene diferencirane prema dobu dana (viša/niža tarifa) i sezoni (zima/leto.) [3].

3. TRI KLJUČNA MODELA NEZAVISNIH AGREGATORA U EVROPI

3.1 Prednosti i ograničenja modela nezavisne agregacije

Tri najrasprostranjenija tipa modela nezavisnih agregatora u Evropi su nekorigovani model, model energetske korekcije i model centralnog poravnanja [2]. Nijedan od ovih modela ne zahteva ugovorni odnos između agregatora i snabdevača.

Implikacije izbora modela poravnanja su direktne za agregatore i određuju njihov balans između slobode, rizika i tržišnih prilika. Nekorigovani model pojednostavljuje ulazak i smanjuje transakcione troškove, ali može stvoriti negativne posledice prema snabdevaču odnosno BOS i povećati rizik sporova i manipulacije kroz metodološki određenu vrednost potrošnje koja bi se ostvarila da nije bilo aktivacije (osnovna linija) koja, zapravo u tom slučaju neće biti ni potrebno da se odredi na tačan način, zbog čega se ovaj model u praksi često ograničava na pojedine proizvode ili na režime sa retkim i kratkotrajnim aktivacijama.

Nasuprot tome, modeli energetske korekcije i centralnog poravnanja obezbeđuju finansijsku neutralnost snabdevača odnosno BOS i jasno razdvajanje odgovornosti, ali zahtevaju standardizovane procedure merenja, verifikacije i razmene podataka, što povećava početnu složenost, ali omogućava pošteno učešće na tržištu.

Nekorigovani model sam po sebi ne vodi ka većem broju agregatora ili nižim troškovima rezervi: kratkoročno može smanjiti barijere ulaska, ali dugoročno tržišni rast zavisi od toga da li je rešena neutralnost snabdevača i da li su osnovna linija i obračun dovoljno robusni da minimizuju manipulaciju. Upravo iz tog razloga regulatorne reforme u zrelijim tržištima idu ka drugim modelima koje obezbeđuju nezavisnost snabdevača i BOS i samim tim smanjuju troškove balansiranja krajnjim kupcima, kojima bi, da postoji nekorigovani model, troškovi balansiranja bili prebačeni sa nivoa BOS odnosno snabdevača kroz povećanje cene u ugovor o snabdevanju.

3.1 Uporedna analiza evropskih modela agregacije

Radi lakšeg poređenja regulatornih pristupa i praktičnih rešenja primenjenih u evropskim zemljama, Tabela 1 prikazuje osnovne karakteristike modela agregacije u Francuskoj, Nemačkoj, Velikoj Britaniji, Poljskoj i Hrvatskoj. Poseban fokus stavljen je na vrste proizvoda za koje se pojedini modeli koriste, raspodelu balansne odgovornosti između agregatora i balansno odgovornih strana, kao i na mehanizme kompenzacije energije između agregatora, snabdevača i drugih tržišnih učesnika.

Analizirane zemlje pokazuju da ne postoji jedinstven evropski model implementacije agregatora. Dok se u pojedinim državama, poput Francuske i Velike Britanije, istovremeno primenjuje više modela u zavisnosti od vrste tržišnog proizvoda, druge zemlje su se opredelile za dominantnu primenu modela energetske korekcije ili centralnog poravnanja, sa ciljem očuvanja finansijske neutralnosti snabdevača i balansno odgovornih strana. Zajednička karakteristika savremenih regulatornih rešenja jeste nastojanje da se efekti aktivacije fleksibilnosti pripišu subjektu koji ih izaziva, uz minimizovanje negativnih posledica po druge učesnike na tržištu.

Tabela I – Uporedni prikaz modela agregacije u odabranim evropskim zemljama

Zemlja	Primenjeni model	Proizvodi / tržišta	Balansna odgovornost	Kompenzacija između agregatora i snabdevača/BOS
Francuska	Nekorigovani model; Model energetske korekcije; Centralno poravnanje	FCR, aFRR (nekorigovani); mFRR, RR, kapacitetni mehanizam, dnevno i unutardnevno tržište (energetska korekcija i centralno poravnanje)	Na balansnom tržištu agregator može delovati kao „plivajući“ PUB bez pune uloge BOS	Definisana regulatorna formula za prenos energije; cene objavljuje OPS unapred

Nemačka	Nekorigovani model; Model energetske korekcije	FCR (nekorigovani); aFRR i mFRR (energetska korekcija)	Agregator mora imati BOS; odgovoran za odstupanja nastala aktivacijom	Korekcija obračuna snabdevača i razmena planova rada između BOS agregatora i BOS snabdevača
Velika Britanija	Nekorigovani model; Centralno poravnanje	FCR i kapacitetni mehanizam (nekorigovani); aFRR, mFRR i RR (centralno poravnanje)	Agregator registrovan kao Virtuelni nosilac agregacije (PUB) i odgovoran za izvršenje aktivirane fleksibilnosti	Zavisi od saglasnosti kupca za razmenu podataka; moguće potpuno poravnanje ili kompenzacija jednaka nuli
Poljska	Model energetske korekcije	IRP i IZP proizvodi	Balansna odgovornost formalno ostaje kod BOS snabdevača, uz korekciju tržišne pozicije	Snabdevač ostaje finansijski neutralan; svi efekti aktivacije pripisuju se agregatoru
Hrvatska	Model energetske korekcije	Pretežno mFRR; razvoj aFRR tržišta	Nezavisni agregator odgovara za aktiviranu fleksibilnost, dok se tržišna pozicija snabdevača koriguje	Energetska korekcija radi očuvanja neutralnosti snabdevača/BOS

Iz prikazanog poređenja može se zaključiti da tržišta sa razvijenijom agregacijom postupno napuštaju nekorigovane modele i prelaze na modele energetske korekcije ili centralnog poravnanja. Razlog za takav trend jeste potreba da se obezbedi finansijska neutralnost snabdevača i balansno odgovornih strana, transparentna raspodela odgovornosti i održivi uslovi za dalji razvoj tržišta fleksibilnosti. Ovakva iskustva posebno su značajna za Srbiju, imajući u vidu da domaći regulatorni okvir već predviđa primenu principa energetske korekcije, što ga približava rešenjima koja danas dominiraju na većini razvijenih evropskih tržišta.

4. ANALIZA REGULATORNOG OKVIRA I PERSPEKTIVE AGREGACIJE U SRBIJI

Tržište električne energije Srbije nalazi se u procesu usklađivanja sa regulatornim okvirom Evropske unije, pri čemu je regulativa koja se tiče agregacije i upravljanja fleksibilnošću još uvek u ranoj fazi razvoja. Za razliku od zrelijih evropskih tržišta poput Francuske, Nemačke ili Velike Britanije, u Srbiji agregacija kao institucionalizovana tržišna aktivnost još nije započela u praksi.

U Srbiji do juna 2026. ne postoji nijedan registrovani ili aktivni agregator na tržištu električne energije. Jedan od ključnih razloga za ovo stanje jeste činjenica da pravilnik o licenciranju agregatora još nije donet. Bez ovog podzakonskog akta, nijedan subjekt nije ni mogao da podnese zahtev za licencu niti da je dobije, što praktično blokira formalni ulazak agregatora na

tržište. Ovaj regulatorni nedostatak predstavlja jednu od ključnih prepreka za razvoj agregacije u Srbiji.

Paralelno sa razvojem regulatornog okvira, potrebno je dalje unapređivati pretkvalifikacione procedure koje omogućavaju pružaocima usluga balansiranja, uključujući agregatore, pristup tržištu pomoćnih usluga i balansnom tržištu. Poseban akcenat treba staviti na njihovo usklađivanje sa zahtevima relevantnih mrežnih kodova Evropske unije, naročito Smernicama o balansiranju (GL EB) i nacrtom Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom. Uspostavljanje jasnih i transparentnih pretkvalifikacionih zahteva predstavljaće jedan od ključnih preduslova za razvoj tržišta agregacije u Srbiji.

Ipak, određeni napredak u regulatornom okviru je ostvaren. Normativnim aktima koji uređuju funkcionisanje tržišta električne energije u Srbiji uveden je koncept nezavisnog agregatora kao posebnog tržišnog učesnika, što je u skladu sa zahtevima Direktive (EU) 2019/944. Pored toga, usvojen je princip energetske korekcije koji treba da obezbedi finansijsku neutralnost snabdevača u slučaju aktivacije fleksibilnosti od strane agregatora. Ovaj princip, kako je prikazano u analizi evropskih iskustava, predstavlja jedan od robusnijih modela poravnanja, jer precizno razdvaja uticaj agregatora od portfolija snabdevača i time smanjuje rizik sporova i neplanirane redistribucije troškova balansiranja.

Imajući u vidu postojeću strukturu tržišta i stepen razvoja regulatornog okvira, može se očekivati da će fleksibilnost u Srbiji u početnoj fazi biti korišćena primarno za potrebe balansiranja elektroenergetskog sistema. Tržišta rezervi snage – naročito mFRR – predstavljaju prirodnu početnu tačku za uključivanje agregatora, jer kombinuju relativno dugotrajne aktivacione periode sa manje strogim zahtevima za brzinom odziva u poredenju sa FCR i aFRR rezervama. Upravo u ovom segmentu agregatori bi mogli da ponude značajnu vrednost, objedinjavanjem fleksibilnih industrijskih potrošača, postrojenja za upravljivo opterećenje i distribuiranih izvora u pakete dovoljne veličine za učešće u tendrima EMS-a. Ovo je u skladu sa iskustvima iz zemalja regiona – poput Hrvatske, gde su agregatori najpre postali aktivni upravo na mFRR tržištu – i predstavlja realan razvojni put za srpsko tržište.

Dugoročno posmatrajući, očekuje se da će Srbija, u skladu sa obavezama preuzetim u okviru Energetske zajednice i procesa pridruživanja Evropskoj uniji, postepeno proširiti obim učešća agregatora i na tržišta usluga fleksibilnosti za potrebe upravljanja zagušenjima i i upravljanja distributivnim sistemom. Međutim, ovi koraci zahtevaju prethodnu konsolidaciju regulatornog okvira, unapređenje merne infrastrukture i izgradnju institucionalnih kapaciteta za nadzor i verifikaciju aktivacije fleksibilnosti.

5. ZAKLJUČAK

Analiza iskustava iz različitih evropskih zemalja pokazuje da je efikasno uključivanje nezavisnih agregatora u tržišta električne energije moguće uz jasno definisane uloge, odgovornosti i mehanizme kompenzacije. Ključni faktori uspeha uključuju harmonizaciju regulatornih okvira, transparentne procedure kvalifikacije i pretkvalifikacije, pouzdane metode prognoze potrošnje i proizvodnje, kao i dobro definisane modele agregacije koji omogućavaju pristup tržištu bez diskriminacije. Istovremeno, identifikovana su ograničenja, poput nedostatka

infrastrukturne podrške (npr. pametnih brojila), složenosti obračuna i potencijalnih rizika od povratnog efekta potrošnje.

Nacrt Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom koje usvaja Evropska Komisija, predviđa prelazak na tržišnu nabavku usluga za potrebe operatora sistema, uz mogućnost hibridnog modela koji bi kombinovale karakteristike postojećeg sistema sa tržišnim signalima, posebno radi uključivanja fleksibilnih resursa.

Regulatorni okvir u evropskim zemljama za upravljanje zagušenjima još uvek nije precizno određen, iako Direktiva (EU) 2019/944 zahteva da se ODS-ovima omogući i podstakne nabavka fleksibilnosti, uz koordinaciju sa OPS-om. Poseban naglasak stavlja se na potrebu harmonizovanog tržišnog dizajna kako bi isti fleksibilni resursi mogli da pružaju usluge i OPS-ima i ODS-ima, uz jasno definisane procese za očuvanje balansa sistema.

Nacrt mrežnih pravila propisuje da se aktivna snaga za regulaciju napona nabavlja po istim principima kao i usluge upravljanja zagušenjima, dok se za reaktivnu snagu tržišna nabavka smatra preferiranim rešenjem, osim u slučajevima kada regulator odobri izuzeće.

U oblasti balansiranja, većina zemalja već u potpunosti primenjuje tržišno zasnovanu nabavku, u skladu sa regulativom Evropske unije. Balansna tržišta su otvorena za sve vrste fleksibilnih resursa, uključujući upravljanje potrošnjom i nezavisne agregatore. Ipak, nacrt Mrežnih pravila za upravljanje potrošnjom uvodi dodatne zahteve koji će zahtevati izmene nacionalnih propisa, posebno u pogledu kvalifikacije i pretkvalifikacije pružalaca usluga, koordinacije između operatora sistema i pravila kompenzacije za subjekte na koje utiče aktivacija nezavisnih agregatora. Ove odredbe imaju širi značaj jer se ne odnose samo na balansiranje, već i na ukupno uključivanje distribuiranih fleksibilnosti u sve pomoćne usluge.

Mrežna pravila imaju za cilj postepenu harmonizaciju uslova i pravila na nivou Evropske unije u oblastima u kojima se procenjuje da takav pristup doprinosi većoj efikasnosti evropskog regulatornog okvira. U tom cilju, ona predviđaju uspostavljanje procesa praćenja na nivou Evropske unije, kao i objavljivanje izveštaja o praćenju, u kojem će se analizirati nacionalne implementacije i davati preporuke za dalje usklađivanje. Preporuke će obuhvatati modele agregacije, postupke pretkvalifikacije i verifikacije proizvoda, metodologije određivanja osnovne linije, tržišno zasnovane opcije za upravljanje zagušenjima uključujući definicije proizvoda, mere za sprečavanje tržišnih zloupotreba, kao i način postupanja sa povratnim efektima potrošnje nakon aktivacije fleksibilnosti.

Uprkos evropskoj regulativi, regulatorne prepreke i dalje značajno ometaju punu participaciju nezavisnih agregatora na tržištu električne energije. Nekoliko država članica suočava se sa problemima kao što su nedostatak jasnih definicija za agregaciju i nametanje restriktivnih uslova licenciranja. Posebno je ograničavajuć zahtev da se dobije saglasnost postojećeg snabdevača kupca za ugovore o agregaciji, što direktno narušava konkurenciju. Pored toga, diskriminatorne prakse i nerešena pitanja odgovornosti za debalanse dodatno pogoršavaju situaciju, efektivno sužavajući pristup tržištu za nove igrače [4]. Izazovi i dalje postoje, posebno na balansnim tržištima gde visoke minimalne veličine ponuda i složeni procesi pretkvalifikacije ograničavaju učešće malih potrošača, potrošača i agregatora.

ZAHVALNICA

Autori izražavaju zahvalnost Evropskoj fondaciji za klimu (European Climate Foundation) na podršci u realizaciji ovog rada.

6. LITERATURA

[1] „Directive (EU) 2019/944 – on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU“.

[2] U. H. d. Heer, M. v. d. Laan i A. S. Armenteros, „USEF: THE FRAMEWORK EXPLAINED,“ 2021.

[3] C. Stamatios, V. Julija, M. A. ORCID-Logomark, P. Ioulia i F. Gianluca, „Local electricity flexibility markets in Europe,“ 2022.

[4] ACER, „Demand response and other distributed energy resources: what barriers are holding them back? 2023 Market Monitoring Report,“ 19 December 2023.

[5] „Usef Energy – Universal Smart Energy Framework,“ [Na mreži]. Available: https://www.usef.energy/.