

AGENCIJA ZA ENERGETIKU REPUBLIKE SRBIJE

Terazije 5, V sprat
11000 Beograd

INICIJATIVA ZA IZMENU METODOLOGIJE ZA ODREĐIVANJE MAKSIMALNE OTKUPNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE I ODLUKE O MAKSIMALNOJ OTKUPNOJ CENI ZA VETROELEKTRTANE ODOBRENE SNAGE PREKO 3 MW

Poštovani,

Udruženje OIE Srbija (u daljem tekstu: Udruženje), koje predstavlja interese najvećeg dela tržišta industrije vetroelektrana u Srbiji, zvanično upućuje inicijativu za izmenu Metodologije za određivanje maksimalne otkupne cene električne energije („Službeni glasnik RS“, broj 103/21) (u daljem tekstu: Metodologija) i Odluke o visini maksimalne otkupne cene za vetroelektrane odobrene snage veće od 3 MW br. 737/221-D-I od 25.11.2021.godine (u daljem tekstu: Odluka).

Postojeća Metodologija i Odluka koje je donela Agencija za energetiku RS (u daljem tekstu: Agencija) odredile su maksimalnu otkupnu cenu u iznosu od 5,568 c€/kWh za aukcije u 2022.godini. Ova cena je previše niska i neodgovarajuća, jer ne može da osigura isplativost projekta, zbog čega aukcije ne mogu uspešno da se sprovedu.

Stoga, Metodologija treba da se inovira, a Odluka o ceni izmeni.

Inicijativa je podeljena u dva dela. Prvi deo obuhvata kratak rezime inicijative koji u kratkim crtama sumira suštinu preporuka i razloge za izmenu navedenih akata, drugi deo sadrži detaljno obrazloženje inicijative i predloženih rešenja sa razlozima kojima se Udruženje rukovodilo u izradi inicijative.

Iza ove inicijative stoji najbolja namera Udruženja da pomogne donosiocima odluka da razumeju poziciju industrije i da konstruktivno doprinese unapređenju ključnih delova regulatornog okvira za podsticanje daljeg razvoja novih investicija. Srbija je od 2016. godine pokazala vidljiv napredak u razvoju OIE, a naročito vetroelektrana, kroz zajedničku sinergiju države, javnih preduzeća, finansijera i privatne industrije, pokazujuću da je sposobna da razvija i izgradi velike projekte vetroelektrana, poput ostalih evropskih zemalja.

Regulatorna reforma iz 2021. godine je nastavak uspešne priče i duboko verujemo da Srbija treba i može da nastavi sa daljim investicijama u vetroelektrane. Kvota od 400 MW koju je Vlada utvrdila predstavlja kapacitet koji Srbija vrlo lako može da integriše u svoj elektroenergetski sistem, a ugovor o tržišnoj premiji je ključan mehanizam koji dugoročno štiti proizvođače od volatilnosti cene električne energije i predstavlja osnov za nove investicije. Međutim, bez valjano određene maksimalne otkupne cene i precizne Metodologije ceo sistem aukcija i podsticajnih mera može da ne postigne očekivane ciljeve i da ostane nerealizovan.

Naša je ideja da kroz inicijativu damo preporuke koje će unaprediti Metodologiju i doprineti da dobijemo reprezentativnu cenu za aukcije u Srbiji.

Važeća cena je neisplativa i preniska u Srbiji prema postojećem stanju na tržištu. Njenim adekvatnim povećanjem omogućio bi se prostor za konkurenciju na aukcijama i dobila bi se reprezentativna i stvarna cena proizvodnje električne energije iz vetroelektrana u Srbiji. Napominjemo, da i uz povećanje maksimalne otkupne cene, ona će biti značajno niža od postojeće fid-in tarife, te daleko niža od očekivanih tržišnih cena u sledećem srednjoročnom periodu. Sa uspešno sprovedenim aukcijama, nastaviće se rast dodatnih kapaciteta vetroelektrana, što će omogućiti dalju integraciju OIE u Srbiji koja je od nacionalnog značaja s obzirom na ambicioznu i oštru dekarbonizaciju u Evropi i svetu, ali i deficit u vlastitim izvorima energije, kako same Srbije tako i čitave regije jugoistočne Evrope.

Podsećamo da je sistem podsticaja zasnovan na dvostranoj premiji, te da sav dodatni tržišni prihod koji investitori ostvare preko svoje ponuđene cene na aukciji vraćaju garantovanom snabdevaču, odnosno državi. U trenutnom uslovima vrlo visokih cena električne energije na tržištu, koje pokazuju čvrst trend da ni kratkoročno, ni dugoročno neće ići na nivo pre 2021. godine, a to znači da će biti od 1,5 do 3 puta veće u odnosu na cenu proizvodnje električne energije iz vetroelektrana, svi tržišni viškovi ići će državi, a zarada i povraćaj investicije proizvođača izvodice se isključivo iz ponuđene cene na aukciji, a koju objektivno ograničava maksimalna otkupna cena, te iz tog razloga maksimalna otkupna cena mora biti adekvatno određena kako bi osigurala profitabilnost projekata.

Stvaranjem uslova za sprovođenje uspešnih aukcija je u interesu Srbije, njene zelene tranzicije, dalje dekarbonizacije, smanjenja potrebe za uvozom električne energije, povećanja sigurnosti snabdevanja krajnjih kupaca, kao i u njenom ekonomskom interesu, imajući u vidu da zbog stanja na tržištu i srednje očekivanih cena električne energije i sistema CfD, koji sve tržišne viškove vraća državi, rizik da će podsticaji dodatno koštati državu ili građane je praktično zanemariv.

KRATAK REZIME INCIJATIVE SA PREDLOŽENIM REŠENJIMA

Preporuke za izmenu Metodologije:

- Metodologija treba da precizira koncept šta se smatra veoma visokim ponudama na aukciji koje maksimalna cena treba da eliminiše. Preporuka je da se veoma visokim ponudama smatraju one koje prevazilaze maksimalne troškove investicije vetroelektrana (ili drugih elektrana) koji važe u Srbiji, a da investitori u postupku aukcija na principu konkurencije tu cenu obore na niži nivo
- Metodologija treba da propiše da se odluka o maksimalnoj otkupnoj ceni primarno zasniva na osnovu podataka o troškovima investicije u Srbiji koje izražavaju stanje cena na srpskom tržištu, jer visina troškova veoma zavisi od lokalnih uslova zemlje. Studija o troškovima investicija u Srbiji za potrebe proračuna cene može biti jedno od rešenja za dobijanje relevantnih podataka
- Međunarodne studije i podaci treba da imaju samo pomoćni karakter zbog njihove uopštenosti i nepreciznosti, a da se neposredno primene uz odgovarajuće korekcije samo ako je to moguće i nema domaćih podataka
- Metodologija treba da predvidi mogućnost izmene Odluke o visini maksimalne otkupne cene u slučaju promenjenih okolnosti. Rat u Ukrajini, inflacija, ekonomska i energetska kriza u potpunosti su izmenili pretpostavke na kojim se bazira Odluka o visini maksimalne otkupne cene i za takve radikalne promene na tržištu treba predvideti mogućnost izmene Odluke o maksimalnoj otkupnoj ceni
- Razmotriti mogućnost da Metodologija za određivanje korisnog rada elektrane ipak uzme u obzir podsticajni period, a ne životni vek rada elektrane, imajući u vidu da investitor kreditno finansiranje realizuje u okviru podsticajnog perioda kada su troškovi u tom periodu veći od prihoda koji se generišu iz cene dobijene LCOE metodom, što ugrožava likvidnost projekta
- Metodologija treba da uključi troškove balansiranja i integracije OIE u sistem. Ovi troškovi značajno utiču na isplativost investicije. Ponude na aukciji bez tog elementa ne mogu realno da se strukturišu

Odluka o visini maksimalne otkupne cene treba da se izmeni u skladu sa inoviranom Metodologijom iz sledećih razloga:

- Tržište se suočava sa kontinuiranom rastom cena sirovina, dobara i usluga
- Troškovi transporta su enormno porasli
- Inflacija u evrozoni nastavlja da raste (5% u 2021, u junu 2022 9,6%)
- Lanac snabdevanja turbinama i generatorima u Evropi je pod velikim pritiskom potražnje, što utiče na rast cene njihovih proizvođača
- Troškovi finansiranja su veći
- Troškovi balansiranja i integracije na tržište nisu uračunati u maksimalnu otkupnu cenu isplativost investicije. Ponude na aukciji bez tog elementa ne mogu realno da se strukturišu

Zakon o korišćenju OIE ne predstavlja prepreku za izmenu Metodologije i Odluke o visini maksimalne otkupne cene

Uspešne aukcije dodaće nove kapacitete vetroelektrana Srbiji, što je u interesu države i građana.

OBRAZLOŽENJE INICIJATIVE

1. PREPORUKE I RAZLOZI ZA IZMENU METODOLOGIJE

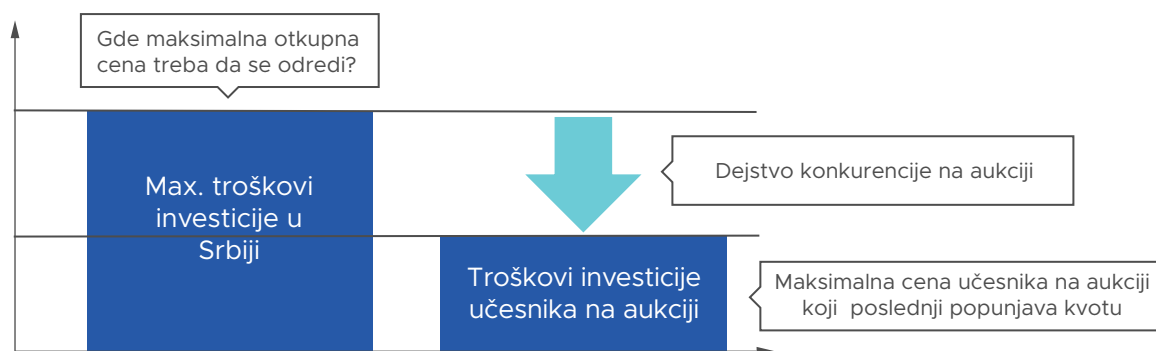
1.1. Preciznije definisati svrhu Metodologije

Metodologija propisuje da maksimalna otkupna cena treba da zaštiti aukcije od rizika dodeljivanja podsticaja projektima sa veoma visokim ponudama na aukciji.

Metodologija, međutim, nije ponudila definiciju šta se smatra veoma visokim ponudama na aukciji, da bi se znalo na kom nivou je potrebno odrediti gornju granicu cene na aukciji.

Ponude na aukcijama baziraju se na projekciji troškova investicije. Pošto svaka investicija ima svoju specifičnu visinu troškova, za sve investicije nisu jednaki troškovi, što je osnov za konkurenciju između investitora da optimizuju svoje troškove kako bi njihove ponude u pogledu cene električne energije bile konkurentne i obuhvaćene zadatom kvotom.

Ponude na aukciji koje se ne bi bazirale na realnim troškovima, bile bi veoma visoke i nerealne i takve treba isključiti iz aukcija, pa bi Metodologija, iz tog ugla posmatrano, trebalo visinu maksimalne otkupne cene da definiše na nivou maksimalno realnih troškova investicije u Srbiji, iznad kojih bi svaka cena bila nerazumno visoka i takve cene legitimno treba eliminisati kao mogućnost da se pojave na aukciji, dok samom postupku aukcija bi trebalo prepustiti da se metodom konkurencije dođe do najnižih cena.



Ilustracija 1 - Predloženi koncept svrhe metodologije

Takvim pristupom Metodologija bi definisala najšire moguće polje konkurencije na tržištu, a sistem aukcija zaštitio bi se od diskrecionog određivanja maksimalne otkupne cene koja može, ako je previše nisko određena, da smanji konkurenciju i omogući pojavu spekulativnih ili nerealno niskih ponuda što sveukupno može da dovede do kontraefekta - neuspeha aukcije, gubitka dragocenog vremena u procesu energetske tranzicije i povećanju pravne nesigurnosti, dok u krajnjoj liniji može imati za posledicu da se možda nijedan projekat ne realizuje.

U svakom slučaju, maksimalna otkupna cena za vrednost ulaznih parametara ne bi trebala uzimati vrednosti koje bi se očekivale kod najboljih ili iznad prosečnih projekata (best-case slučaj), već za one prosečne ili blago ispod-prosečne projekte.

1.2. Metodologija treba da propiše da se odluka o maksimalnoj otkupnoj ceni određuje na osnovu podataka o troškovima investicija u Srbiji

Da bi se odredili realni troškovi na bazi kojih će se LCOE metodom odrediti maksimalna otkupna cena, oni moraju da budu relevantni za Srbiju. Upotreba svetskih i evropskih studija je problematična jer one raspolažu uprosječnim podacima o troškovima investicije na krupnom makroplanu i takve studije mogu da posluže kao pomoćno informativno i analitičko sredstvo za definisanje šireg konteksta i da budu osnov za upoređivanje stanja na tržištu u Republici Srbiji sa regionom, Evropom i svetom, a ne glavni izvor podataka za određivanje troškova investicije u Srbiji.

Sve četiri studije na koje se poziva Odluka o maksimalnoj otkupnoj ceni urađene su za svetski i evropski nivo (IRENA 2020, Lazarad 2021, IEA 2020) i za Nemačku (Fraunhofer 2021), te iz tog razloga ne mogu biti reprezentativne za Srbiju.

Navedene studije zasnivaju se na uprosječnim vrednostima dobijenih iz širokih raspona cena i troškova.

Tako je, studija IRENA 2020 za vetroelektrane na zemlji u Evropi utvrdila da se raspon LCOE kreće od 0,035 USD/kWh – 0,045 USD/kWh – 0,065 USD/kWh, dok su se investicioni troškovi za region Evrope kretali u rasponu 1174 USD/MW do 2064 USD/MW, uzimajući prosečnu vrednost od 1515 USD.

Studija Fraunhofer je utvrdila da se u Nemačkoj investicioni troškovi za vetroelektrane na zemlji, kreću u rasponu od 1400 €/MW do 2000 €/MW, a da je vrednost LCOE-a u rasponu od 3.94 c€/kWh do 8.29 c€/kWh.

Studija Lazard 2021 utvrđuje da se raspon LCOE troška za vetroelektrane kreće u rasponu od 26 USD/MWh do 50 USD/MWh, dok se raspon investicionog troška kreće od 1025 USD/kW do 1350 USD/kW.

Studija IEA 2021 bazirala je procenu investicionih i LCOE troškova za vetroelektrane na osnovu podataka za 33 projekta vetroelektrane na zemlji iz 18 zemalja od kojih su 9 evropske zemlje. Raspon grubih¹ troškova za te vetroelektrane kretao se od minimalnih 877 USD/MW do 3022 USD/MW.

Iako su ove studije urađene sa različitim metodologijama uzorkovanja i modeliranja ulaznih podataka za troškove investicije, cena troškova vetroelektrana za Srbiju određena je na osnovu računanja prosečne vrednosti već uprosječenih troškova u sve četiri studije da bi se dobila dva ulazna podatka: investicioni troškovi (1.270.000 €/MW) i operativni troškovi vetroelektrane (37.000€/MW) za Srbiju.

Ovakva metoda je veoma neprecizna i ne izražava stanje na srpskom tržištu, već isključivo prosečnu vrednost korišćenih podataka u četiri studije koje su posmatrale svetski nivo.

Da je neposredna upotreba ovih podataka upitna, ukazuju i same studije na koje Odluka Agencija poziva. Neke studije izričito naglašavaju da troškovi investicije u vetroelektrane i OIE veoma zavise od lokalnih uslova

„Due to the indicated differences in input values also the LCOE of different electricity generation technologies vary significantly depending on the country, the technology and the properties of individual plants. It is thus not meaningful to point out a single power plant type, which would outcompete the others in terms of average costs. This is in particular true for renewable technologies, especially wind turbines and photovoltaics, whose costs are very much location dependent“ (Studija IEA 2020)

¹ Overnight costs

“The LCOE of WPP is highly dependent on local conditions with respect to both onshore and offshore power plants” (Studija Fraunhofer 2021)

Dodatno upućujemo, primera radi, i na Studiju² Wind Europe iz aprila 2022 koja ukazuje da je vrednost CAPEX-a u Evropi u 2021. godini iznosio prosečno 1,3 miliona €/MW, pri čemu je raspon ovih troškova varirao od 1,5 miliona €/MW u Nemačkoj i Francuskoj, do 1,1 miliona €/MW u Španiji i Finskoj, što potvrđuje stav da je uzimanje prosečnih evropskih i svetskih vrednosti, koji se značajno razlikuju od zemlje do zemlje, za reprezentativne troškove u Srbiji, metodološki neprihvatljivo. Pri čemu, treba ponovo imati u vidu, da se sve ove studije baziraju na cenama koje su vredele pre početka enormnog rasta cena metala i transporta, a i generalno svih usluga, radova i opreme.

Posebno je problematično uzimanje podataka iz studija koje su cene izrazile u američkim dolarima, a koje se zatim prevode u evro po kursu koji je varijabilan, pa cena investicionog troška u dolarima može zbog kursnih razlika da pokaže značajno različite vrednosti kada se prevode u evre na godišnjem nivou.

Da bi se izbegle nepreciznosti, potrebno je utvrditi troškove investicije reprezentativne za Srbiju. To bi se moglo rešiti tako što bi Metodologija propisala da Agencija naručuje posebnu studiju za određivanje ulaznih podataka formule u pogledu troškova investicije u Srbiji, a koja će biti podloga za donošenja Odluke na bazi formule u Metodologiji. U najmanju ruku, Agencija bi trebalo da angažuje odgovarajuću renomiranu međunarodnu kompaniju koja bi sprovela analizu.

Metodologija je već definisala u pojmovima investicionih i operativnih troškova njihove elemente koje bi gore navedena posebna studija mogla utvrditi posebno za Srbiju, kao što su troškovi priključenja u Srbiji³, troškovi izrade tehničke dokumentacije, izgradnju elektrane (građevinski i drugi radovi), troškovi razvoja projekata, nabavke opreme, troškovi zemljišta, poreza itd. Tako određeni troškovi bili bi reprezentativni za Srbiju, zasnivali bi se na cenama koje se primenjuje za srpsko tržište, što je za investitore realno okruženje.

1.3. Metodologija za određivanje maksimalne otkupne cene treba da sadrži kriterijume na osnovu kojih se određuju izbor ulaznih podataka za formulu na osnovu koje se proračunava maksimalna otkupna cena

Trenutni pristup u Metodologiji gde se uopšteno navodi da se podaci za proračun cene dobijaju na osnovu javno dostupnih međunarodnih podataka iz relevantnih izvora i podataka koje Agencije dobije od energetskih subjekata u Republici Srbiji, daje široku slobodu subjektivnog odlučivanja na koji način će se odrediti vrednosti elemenata formule kao što su investicioni trošak, operativni troškovi i sl.

Donosilac odluke o visini maksimalne otkupne cene može trenutno neograničeno slobodno da izabere iz velikog kruga izvora i podataka do kojih dođe, šta je od njih relevantno, a da pri tom izbor podataka ne može biti formalnopravno ispitan na osnovu objektivnih kriterijumima.

Kako bi se suzio prostor za neograničenu slobodu odlučivanja, Metodologija treba da sadrži minimum osnovnih pravila na osnovu kojih Agencije odabira i određuje ulazne podatke formule.

Prvenstvo u odabiru podataka bi trebalo da budu podaci dobijeni ispitivanjem stanja na srpskom tržištu i cena koja na njemu važe, a da podaci iz međunarodnih studija se primenjuju samo u slučajevima ako takvi podaci važe za Srbiju i neposredno su primenljivi.



² <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/financing-and-investment-trends-2021/>

³ Agencija može, primera radi, ovaj podatak da pribavi po službenoj dužnosti, jer je članom 57. stav 1. tačka 9) Zakona o energetici propisano je da Agencija prati uslove i troškove priključenja na prenosni i distributivni sistem novih proizvođača električne energije.

1.4. Metodologija treba da sadrži mogućnost izmene u slučaju nepredvidivih okolnosti na tržištu

Metodologija i Odluka o visini maksimalne otkupne cene donete su 2021.godine u trenutku kada je svet počeo da se suočava sa globalnom energetsom krizom posle pandemije virusa COVID-19, rastućom inflacijom, neposredno pred rat u Ukrajini, od kada je energetska i ekonomska kriza počela još oštrije da se zaoštava u Evropi i svetu. Navedeni događaji uticali su negativno na pretpostavke na bazi kojih je doneta Metodologija i Odluka, uključujući i same studije na koje se Odluka Agencije poziva.

Rast cene električne energije na tržištu u Srbiji ne može da kompenzuje globalni rast troškova investicije, zbog sistema dvostrane premije koje obavezuju proizvođače da sav tržišni prihod koji premašuje ponuđene cene na aukciji vrate državi.

Iskustvo sa naglom i oštrom promenom okolnosti nameće potrebu da se u Metodologiji predvidi mogućnost relativno brze izmene Odluke Agencija u slučaju bitno promenjenih okolnosti u slučaju da je doneta maksimalna otkupna cena, a javni poziv za aukcije nije objavljen.

1.5. Razmotriti opciju da se definicija korisnog veka elektrane prilagodi dužini podsticajnog perioda

Metodologija je definisala korisni vek elektrana kao procenjeni životni vek korišćenja za svaku vrstu i podvrstu elektrane. Istovremeno, pravo na podsticajne mere ostvaruje se u prvih 15 godina rada elektrane. Zato je za očekivati da će i vreme kreditnog finansiranja biti ograničeno na razdoblje ugovora o tržišnoj premiji (15 godina). Uprosečivanje pretpostavljenih troškova na životni vek elektrane od 25 godina, ima za rezultat dobijanje nerealne slike ekonomije rada vetroelektrane, te se ne može doći do iznosa potrebnih prihoda u prvom periodu rada vetroelektrane (1/3-1/2 životnog veka elektrane), kada su ti troškovi (usled otplate kredite), značajno veći nego u preostalom delu životnog veka elektrane, što čini nemogućim kreirati likvidnim projekat sa cenom dobijenom LCOE metodom baziranoj na životnom veku elektrane. Takva nelikvidnost značila bi dodatne zahteve za finansiranjem viška troškova, što dodatno povećava potrebu kapitalom, povećavajući ukupne troškove projekta, a to čini projekte nemogućim za finansiranje, kako od strane finansijskih institucija, tako i iz učešća (equity). U susednoj Republici Hrvatskoj je u članu 24. Uredbe o poticanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora energije koji uređuje metodologiju za određivanje njihove maksimalne otkupne cene na aukcijama, za parametar godine rada elektrane, uzeto u obzir upravo vreme trajanja ugovora o tržišnoj premiji, a ne radni vek elektrane.

1.6. Metodologija treba da uključi troškove integracije obnovljivih izvora energije u sistem prilikom određivanja cene

Metodologija uopšte nije prepoznala troškove balansiranja i integracije električne energije iz OIE u sistem. LCOE metoda u svom izvornom obliku ne sadrži tu stavku, pa se u stručnoj literaturi spominje sve više koncept VALCOE (value-adjusted levelized cost of electricity) koji predstavlja unapređenu verziju metode LCOE koja uzima u obzir i troškove integracije OIE u sistem. OIE proizvođači su Zakonom o korišćenju obnovljivih izvora energije prvi put postali delimično finansijski odgovorni za balansno odstupanje svoje proizvodnje, izuzeti su samo u slučajevima dozvoljenog procenta balansnog odstupanja koji treba da se odredi kroz posebnu uredbu, pri čemu je ovo zakonsko rešenje privremenog karaktera dok se ne uspostavi likvidno unutardnevno organizovano tržište električne energije, kada će OIE proizvođači podlegati opštim tržišnim pravilima o balansnoj odgovornosti. Povećanje udela OIE znači i povećanje troškova integracije OIE u sistem, uključujući i

tzv. „shaping costs“ odnosno troška profila proizvodnje, te generalno vrednost električne energije proizvedene iz ključnih OIE (vetar, solar) koja je niža od tržišne cene zbog nemogućnosti upravljanja proizvodnjom, pa je potrebno Metodologijom uključiti i ovu vrstu realnog troška u proračun maksimalne otkupne cene, jer ti troškovi neposredno utiču na konkurentnost i isplativost OIE proizvođača.

2. PREPORUKA I RAZLOZI ZA IZMENU ODLUKE O VISINI MAKSIMALNE VISINE OTKUPNE CENE

2.1. Zašto maksimalna otkupna cena mora da se izmeni?

Pored razloga iznetih u obrazloženju zahteva za izmenu Metodologije gde je ukazano na negativne aspekte određivanja investicionih i operativnih troškova vetroelektrana u Srbiji na bazi uprosječenih vrednosti podataka iz četiri studije koje nisu reprezentativne za Srbiju postoje dodatni razlozi zbog kojih maksimalna otkupna cena koja je određena u visini 5,568 c€/kWh, ne može da se primeni na aukcijama, već mora da se koriguje.

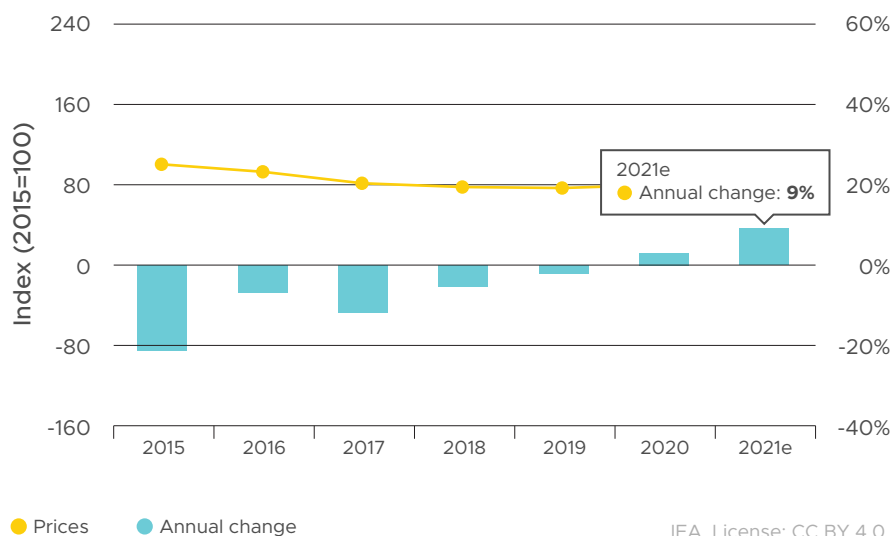
2.2. Rast cena sirovine, dobara i usluga

Globalno tržište sirovina, dobara i usluga od kojih zavisi visina troškova investicije za vetroelektrane suočava se više od godinu dana sa visokim rastom cena.

Naime, došlo je do rasta cena osnovnih elemenata od kojih se prave vetroelektrane. Cena oprema koja čini najveći udeo troškova (primarno čelik, ali i svi ostali metali) su porasle, kao i troškovi transporta, tako da pad investicionih troškova koji je postojao u prethodnoj deceniji je zaustavljen, te je trend okrenut u suprotnu stranu, tako da su trenutno cene vetroturbina 20-30% veće u odnosu na pred-COVID vreme.

Na Grafikonu 1 prikazan je trend troškova vetroelektrana na kome se vidi da su troškovi porasli za 9% u 2021. godini, a početkom 2022. godine dodatno 10-15%.

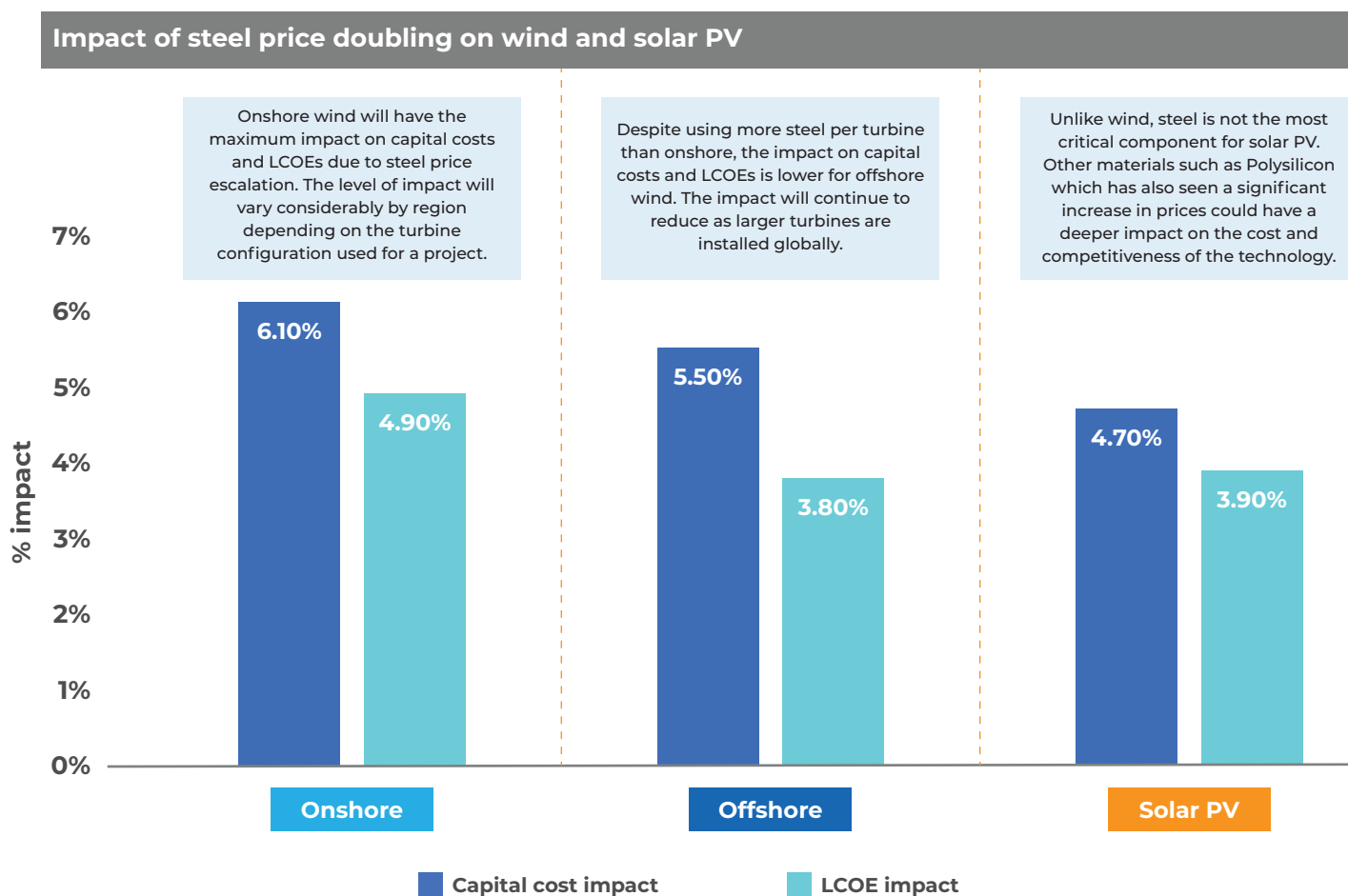
Technology cost trends for wind turbine, 2015-2021



Grafikon 1 Rast troškova tehnologije za vetroelektrane u 2020 i 2021

Navedeni podatak preuzet je sa javno dostupnih podataka na sajtu Međunarodne agencije za energetike⁴.

Pored navedenog, a prema istom izvoru podataka, cena minerala i metala koje koriste karbonski neutralne tehnologije, su značajno porasle 2021. u odnosu na 2020. Tako je cena kobalta skočila za **156%**, nikla za **94%**, aluminijuma za **76%**, a bakra za **34%** u odnosu na 2020. Međutim, prema drugim javno dostupnim podacima, još iz decembra 2021, dakle pre izbivanja rata u Ukrajini, cena čelika na tržištu je značajno porasla, a analize⁵ pokazuju da čelik ima veliki udeo u troškovima investicije vetroelektrane te da samo rast cena čelika u 2021. godini utiče na povećanje investicionih troškova (CAPEX) za 6,10 %, odnosno LCOE za 4,90%.



Note: Based on global averages, regional impact may vary.
Source: IHS Markit

© 2021 IHS

Grafikon 2 Uticaj rasta cene čelika na CAPEX i LCOE u 2021

2.3. Inflacija u evrozoni

Inflacija u evrozoni nastavila je da raste i u ovoj godini. U 2021.godini inflacija je iznosila rekordnih 5%, a u junu 2022.godine 9,6%, što dodatno opravda potrebu za preispitivanjem maksimalne cene i ulaznih podataka za njen proračun za vrednost inflacije.



⁴ Critical minerals threaten a decades-long trend of cost declines for clean energy technologies – Analysis - IEA

⁵ Assessing the significance of steel to the global wind industry | IHS Markit

2.4. Rizik zemlje i deficit ponude proizvođača opreme

Novi plan Evropske unije da poveća instalisani kapacitet vetroelektrana sa 190 GW u 2020. godini na 480 GW do 2030 stvorio je dodatni pritisak na tržište u pravcu povećanja cena opreme. O koliko ambicioznom cilju se radi, najbolje ukazuje podatak da je u EU u 2021. godini dodato 11 GW novih kapaciteta vetroelektrana, a da je potrebno godišnje da se gradi 32 GW da bi EU ostala na putanji dostizanja cilja u 2030. godini. Ovakve projekcije stvaraju dodatni pritisak na dobavljače opreme i lanac snabdevanja u Evropi, gde je Srbija kao malo tržište vetroelektrana, van fokusa interesovanja evropskih dobavljača opreme, koji zbog toga, kao i zbog njihove percepcije rizika zemlje (country risk) za potrebe srpskog tržišta nude više cene turbina i opreme, nego na većim tržištima.

2.5. Troškovi projekata u Srbiji i koeficijent iskorišćenja elektrane

Neuporedivi su troškovi iz studija koje su rađene za evropska tržišta sa troškovima u Srbiji (nezavisno o uticaju pandemije i poremećaja na tržištu) zbog lokalnih specifičnosti poput: značajnih troškova razvoja projekta i značajnih troškova osiguravanja finansiranja projekata.

Smatramo da trenutno nije moguće pripremiti, osigurati finansiranje i izgraditi vetroelektrane u Srbiji za ukupan iznos CAPEX-a od 1.270.000 €/MW. Navedena vrednost je verovatno dovoljna za samu izgradnju vetroelektrane i priključka na mrežu (tzv. „hard costs“), međutim sigurno nije za adekvatno vrednovanje ukupnih troškova razvoja i finansiranja projekta (tzv. „soft costs“).

Operativni troškovi koje nameću isporučioци opreme su indeksirani u skladu sa inflacijom u evrozoni sa minimalnim iznosom od 2%.

Troškovi finansiranja u Srbiji značajno su veći nego u EU (kreditni rejting, rizik zemlje (country risk), veći zahtevi za equity itd). Kreditno tržište izlazi iz faze najnižih kamatnih stopa, te je započeto njihovo podizanje. Projekti koji budu učestvovali na aukcijama imajuće zatvaranje finansijske konstrukcije u najboljem slučaju za 1-2 godine, kada se mogu očekivati veće kamate.

Prilikom razmatranje cene pozajmljenog kapitala treba uzeti u obzir da cena pozajmljenog kapitala nije fiksna već se, uglavnom, sastoji od određene margine i šestomesečnog LIBOR-a. Da bi se dodatno zaštitili, kreditori imaju mogućnost za uvođenje dodatnih mera zaštite što dodatno povećava troškove finansiranja, tj. projekta. Dodatno, cena pozajmljenog kapitala zavisi od projekta, sponzora, eventualne strukture finansiranja, isto kao što cena kapitala ne zavisi samo od afiniteta i orijentacije investitora već u velikoj meri od rizika tržišta.

U Odluci nisu uključeni pojedini bitni elementi troškova finansiranja: inicijalna naknada kreditora (Processing fee), u iznosu od cca. 2% od osnovice kredita, jednokratna naknada u iznosu od cca. 1.5% za mobilization/structuring fee, troškove pregleda dokumentacije projekta i usaglašenosti (Due Diligence), interkalarnu kamatu (Commitment fee) na nepovučena sredstva tokom izgradnje koja je dodatni trošak i koji se ovom metodom ne obrađuje. Vrednost ove kamate je u opsegu od 1% do 2%.

Neuzimanjem u obzir ovih lokalnih specifičnosti za Srbiju, dobila se maksimalna otkupna cena koja je u poređenju sa Hrvatskom koja je sused Srbije i članica Evropske unije, za 10% manja u okolnostima u kojim Hrvatska ima duplo više izgrađenih kapaciteta (789 MW) od Srbije (398 MW); kreditni rejting Hrvatske (BBB) je veći od Srbije (BB+) prema Agenciji Fitch i drugim rejting agencijama. Hrvatsko tržište električne energije (dan unapred i unutarodnevno) je u potpunosti spojeno sa jedinstvenim evropskim tržištem i likvidno je za razliku od tržišta u Srbiji koja još uvek nema organizovano unutarodnevno tržište, a dan unapred tržište je u razvoju u poređenju sa jedinstvenim evropskim tržištem. Pa ipak, i sa tom većom cenom, aukcije u Republici Hrvatskoj

su delimično propale pošto je samo jedna kompanija sa dva projekta ukupne snage 118 MW dostavila ponudu dok je skoro dve trećine kvote ostalo prazno usled nezainteresovanosti investitora, upravo zbog niske maksimalne cene na aukciji, te poučeni tim iskustvom trebalo bi da postoji oprez prilikom određivanja maksimalne otkupne cene.

Kad je reč o realnom kapacitetu elektrana na vetar u Srbiji (capacity factor), imajući u vidu dugoročni energetski potencijal i klasu vetrova, on je ispod 30%. Kao ulazna pretpostavka za proračun trebala bi se koristiti odgovarajuća prosečna vrednost za preostale moguće lokacije u Srbiji (27-28%).

2.6. Radni vek elektrane prilikom proračuna cene treba da iznosi 15 godina koliko i podsticani period

U skladu sa gore navedenim primedbama na Metodologiju u pogledu pojma korisnog veka elektrane sugerišemo da se i na nivou Odluke o visini maksimalne otkupne cene preispita taj pristup, jer iako je za LCOE metodu standardno da se uzima životni vek elektrane, u praksi zbog načina kreditnog finansiranja može se ugroziti likvidnost projekta u toku perioda otplate kredita ako se maksimalna otkupna cena odredi za životni vek elektrane.

2.7. Odluka treba da uključi troškove balansiranja i integracije proizvodnje iz OIE

Unutar maksimalne otkupne cene električne energije ne nalazi se deo koji pokriva troškove balansiranja proizvođača. U toku je izrada uredbe koja uređuje pitanje balansne odgovornosti proizvođača koja treba da definiše dozvoljeni procenat balansnog odstupanja i fiksnu naknadu. Troškovi balansiranja koje snose proizvođači treba da budu uključeni u obračun maksimalne otkupne cene. Da li to treba učiniti kroz njihovo uključivanje u pojam varijabilnih operativnih troškova (što je neuobičajeno) ili na bazi VALCOE metoda u inoviranoj metodologiji koja će kao posebnu stavku proračunati troškove balansiranja i integracije OIE u sistem, nije od suštinskog značaja, veće je pitanje metode rešenja ovog pitanja.

Takođe, potrebno je uvažiti i objektivnu vrednost električne energije iz vetroelektrana i solarnih elektrana na tržištu, koja je zbog neupravljivosti i troška profila proizvodnje niža od tržišnih cena.

2.8. Pravne prepreke za izmenu Metodologije i Odluke ne postoje

Član 14. Zakona o korišćenju obnovljivih izvora energije propisuje da Agencija donosi Metodologiju za određivanje maksimalne otkupne cene, a da na osnovu navedene Metodologije najkasnije do decembra tekuće godine objavljuje maksimalne tržišne premije, odnosno otkupne cene za narednu godinu, a za potrebe sprovođenja aukcija.

Navedenim članom nije zabranjeno da se Metodologija može izmeniti, što daje slobodu Agenciji da je unapredi ukoliko za tim postoji potreba, što se podudara sa postupanjem Agencije u sličnim situacijama koji proističu iz Zakona o energetici.

Naime, Agencija po Zakonu o energetici je ovlašćena da donese 15 metodologija, pa iako izričito nije propisano ovlašćenje da može jednom donete metodologije da menja, Agencija je: Metodologiju za određivanje cene pristupa sistemu izmenila 8 puta od 2012-2021.godine, Metodologiju za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju električne energije izmenila je 9 puta od 2012-2021, Metodologiju za određivanje cene električne energije za garantovano snabdevanje izmenila je 5 puta od 2014-2020, Metodologiju za određivanje cene pristupa sistemu za transport prirodnog gasa izmenila je 7 puta od 2012-2019, Metodologiju za određivanje cene pristupa sistemu za distribuciju prirodnog gasa izmenila je 1 put od 2016-2017, Metodologiju za određivanje cene prirodnog gasa za javno snabdevanje izmenila je 3 puta od 2014-2017, Metodologiju za

određivanje cene pristupa skladištu prirodnog gasa izmenila je 2 puta od 2014-2019, i Metodologiju za određivanje cene pristupa sistemu za transport nafte naftovodima i derivata nafte produktovodima 5 puta od 2012-2019.

Dakle, Agencija je ukupno izmenila 40 puta svoje metodologije iako nije bilo izričito propisano Zakonom o energetici. Ovakva praksa Agencija i opšta pravna logika da ovlašćenje za donošenje akta obuhvata i pravo da se taj akt izmeni, ako zakonom nije drugačije propisano, daje legalan osnov zahtevu za izmenu Metodologije koja bavi određivanjem maksimalne otkupne cene.

Kad je u pitanju mogućnost izmene Odluke, tu takođe treba primeniti princip koji važi za Metodologiju da ovlašćenje za donošenje akta obuhvata i pravo na njegovu izmenu ako zakonom nije drugačije propisano ili je suprotno zakonu. Zakon o korišćenju obnovljivih izvora energije propisuje obavezu Agencije da odredi visinu maksimalne otkupne cene do kraja tekuće godine. Tu obavezu je Agencija ispunila, ali je zakon ne ograničava i ne zabranjuje da odluku o ceni ne može izmeniti pre održanja planiranih aukcija. Dodatno Agencija ne bi donela novu odluku, već bi izmenila svoju odluku od 25.11.2021.godine koja se primenjuje u ovoj godini, čime bi svi zakonski zahtevi bili ispoštovani, dok bi sa druge strane dobili maksimalnu otkupnu cenu koja je funkcionalna za uspešno sprovođenja aukcija.