

Broj: 26/1193-9

Podgorica, 06.07.2026. godine

**IZVJEŠTAJ O STAVOVIMA PO PRIMJEDBAMA NA NACRT METODOLOGIJE ZA
UTVRĐIVANJE REGULATORNO DOZVOLJENOG PRIHODA OPERATORA SISTEMA I
CIJENA, ROKOVA I USLOVA ZA KORIŠĆENJE PRENOSNOG SISTEMA ELEKTRIČNE
ENERGIJE**

Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu: Agencija) je 2. aprila 2026. godine na svojoj internet stranici objavila Nacrt metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje prenosnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Nacrt metodologije), i pozvala zainteresovana lica da, do 17. aprila 2026. godine, uzmu učešće u raspravi i dostave primjedbe, predloge i sugestije.

S tim u vezi, u utvrđenom roku, mišljenja i primjedbe dostavila su sljedeća zainteresovana lica:

- NVO Udruženje Obnovljivi Izvori Energije Crne Gore, dopis broj PIG-01-03 od 17.04.2026. godine (arhivski broj Agencije 26/1193-4 od 17.04.2026. godine);
- Momir Škopelja (arhivski broj Agencije 26/1193-5 od 17.04.2026. godine);
- „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić, dopis broj IN-13/14703-26/ID (arhivski broj Agencije 26/1193-6 od 17.04.2026. godine);
- „Crnogorski elektroprenosni sistem“ AD Podgorica, dopis broj 300-RAE/26-1142/1 od 17.04.2026. godine (dostavljen putem emaila od 17.04.2026. godine, arhivski broj Agencije 2026/1193-7 od 20.04.2026. godine).

I. NVO Udruženje Obnovljivi Izvori Energije Crne Gore

1. „Generalne primjedbe:

Prema nacrtu Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje prenosnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Metodologija) svi proizvođači i operatori skladišta se stavljaju u istu ravan sa aspekta učestvovanja u pokrivanju troškova operatora prenosnog sistema električne energije.

Uzimajući u obzir sledeće činjenice:

- 1. Načelo države Crne Gore da promoviše i stimuliše izgradnju i proizvodnju električne energije iz OIE (Zakon o energetici, član 8, stav 1, tačka 4 i 6 i Zakon o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, član 2 – Javni interes i član 4 - Ciljevi)*
- 2. Nepostojanje ili zanemarivo niska tzv. G komponenta (naknada za kapacitet i naknada za energiju) u većini država regiona indirektno i direktno čini proizvođače iz OIE u Crnoj Gori nekonkurentnim na regionalnom tržištu električne energije (Zakon o energetici, član 8, stav 1, tačka 7, 8, 11 i 12)*
- 3. Doprinosi koji sistemi za skladištenje električne energije mogu dati da se obezbijedi optimalno upravljanje radom elektroenergetskog sistema u smislu regulacije i balansiranja (Zakon o energetici, član 8, stav 1, tačka 5, 8, 11 i 12)*
- 4. Da je realizacija projekata u Crnoj Gori u oblasti OIE, posebno sa aspekta teškog terena i nedostatka prateće infrastrukture, značajno kompleksnija u odnosu na konkurentne lokacije u regionu, potrebno je razmotriti izmjene nacrtu podzakonskih akata koje bi doprinijele poboljšanju investicionog ambijenta, ostvarenju gore navedenih ciljeva i načela propisanih Zakonom o energetici i Zakonom o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, odnosno realizaciji većeg broja projekata OIE i sistema za skladištenje električne energije.*

Izmjene koje se odnose na proizvođače iz OIE koje se sugerišu za razmatranje su sledeće:

- 1. Usklađivanje metodologije za izračunavanje G komponente sa metodologijama zemalja u regionu čime bi se konkurentnost proizvođača iz OIE u Crnoj Gori izjednačila sa konkurencijom u regionu.*
- 2. Obezbijediti predvidivost naknada za G komponentu, kroz duži regulatorni period - od 7 godina zbog značajnog uticaja ovih troškova na izvodljivost odnosno isplativost projekata OIE.*

Stav Agencije:

Primjedbe se ne prihvataju.

Primjedba koja se odnosi na „Usklađivanje metodologije za izračunavanje G komponente sa metodologijama zemalja u regionu čime bi se konkurentnost proizvođača iz OIE u Crnoj Gori izjednačila sa konkurencijom u regionu“ se ne prihvata.

Iznosi naknada razlikuju se od države od države, kao što se razlikuju i elektroenergetski sistemi država. Regulatorna Energetske zajednice 838/2010 (Anex B – adaptirana verzija za Crnu Goru) propisuje raspone za naknade koje plaćaju proizvođači. Naknade za korišćenje sistema za proizvođače su utvrđene u okviru granica utvrđenih navedenom regulatornom.

Primjedba koja se odnosi na „*obezbjeđenje predviđivosti naknada za G komponentu, kroz duži regulatorni period – od 7 godina*“, se ne prihvata.

Naime, članom 33 stav 11 tačka 2 Zakona o energetici („Službeni list CG“, br. 28/25 i 3/26), propisano je da Agencija utvrđuje početak i trajanje regulatornog perioda, odnosno jednogodišnjeg ili višegodišnjeg perioda u toku kojeg se elementi regulatorno dozvoljenog prihoda primjenjuju u iznosima koje utvrđuje Agencija u skladu sa ovim zakonom. Na osnovu navedenog člana Zakona o energetici, Agencija je donijela Odluku o trajanju regulatornog perioda, broj 26/1065-3 od 27. marta 2026. godine ("Službeni list Crne Gore", br. 46/26 od 02.04.2026. godine), kojom je propisano da regulatorni period za operatora prenosnog sistema električne energije, operatora distributivnog sistema električne energije i subjekta odgovornog za organizaciju i upravljanje tržištem električne energije, počinje 1. januara 2027. godine i traje do 31. decembra 2029. godine.

S tim u vezi, utvrđivanja roka trajanja regulatornog perioda ne može biti predmet uređenja ove metodologije, već se, u skladu sa citiranim odredbama Zakona o energetici, donosi posebna odluka Agencije o trajanju regulatornog perioda.

2. „Izmjene koje se odnose na sisteme za skladištenje električne energije odnosno operatore skladišta koje se sugerišu za razmatranje su sledeće:

- 1. Ukidanje L komponente (režim punjenja sistema za skladištenje električne energije) i plaćanje samo G komponente, ili*
- 2. Trajno umanjenje L i G komponente u iznosu od min 50% u odnosu na cijenu koja je propisana nacrtom Metodologija, ili*
- 3. Ukidanje L i G komponente barem u prvih 7 (ili više) godina rada što bi u velikoj mjeri doprinelo realizaciji sistema za skladištenje električne energije.*
- 4. Razjasniti da li se prema nacrtu Metodologija može desiti da hibridni sistemi (proizvođač iz OIE i operator skladišta koji su priključeni u istu tačku sistema) plaćaju duplu naknadu za snagu, kao proizvođač i kao operator skladišta. Ukoliko se može tako tumačiti, izvršiti korekciju Metodologija kako bi se ovakvo neopravdano tumačenje izbjeglo.“*

Stav Agencije:

Primjedbe br. 1, 2, i 3 se ne prihvataju.

Ako bi se predmetne naknade smanjile ili ukinule za određenu kategoriju korisnika onda bi iznos tih naknada morali da plate drugi korisnici sistema, što je u suprotnosti sa članom 49 stav 3 tačka 2 Zakona o energetici, kojim je propisano da se cijene i naknade koje se utvrđuju u regulatornom postupku, u skladu sa ovim zakonom, zasnivaju na objektivnim kriterijumima utvrđenim metodologijama i određuju se na način kojim se isključuju unakrsne subvencije. Bilo kakvo umanjenje ili ukidanje bilo koje naknade za neku kategoriju korisnika sistema rezultiralo bi plaćanjem te naknade od strane ostalih korisnika sistema.

U dijelu koji se odnosi na primjedbu broj 4, ističemo da Nacrt metodologije ne propisuje „duplo oporezivanje“. Radi otklanjanja nejasnoća, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

3. „Pitanje o "duplom oporezivanju" snage za hibridne sisteme

Kontekst: Član 1 prepoznaje "operatore skladišta" kao nove subjekte, a Član 22 definiše cijenu koja se plaća po maksimalno raspoloživoj aktivnoj snazi

Pitanje: Na koji način će se obračunavati maksimalno raspoloživa snaga za hibridna postrojenja (npr. Solar + BESS) koja su priključena na istoj tački? Da li će se naknada plaćati na zbirnu instalisanu snagu panela i baterije, ili će biti limitirana na odobrenu vršnu snagu u tački priključka na prenosni sistem?

Sugestija: Dopuniti Član 29 ili Član 30 normom kojom se precizira da se: "Usluga prenosa za operatore skladišta obračunava isključivo na razliku između predate i preuzete energije (neto), ili da se preuzeta energija radi skladištenja oslobađa naknada iz Člana 24 i Člana 27, kako bi se izbjeglo dvostruko tarifiranje istog MWh."

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Nacrt metodologije ne propisuje „duplo oporezivanje“. Radi otklanjanja nejasnoća, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

4. „Pitanje o diskriminaciji zona kod gubitaka (Član 26)

Kontekst: Član 26, stav 4 predviđa da proizvođači u "sjevernom dijelu sistema" plaćaju 100% gubitaka u dalekovodima, dok oni u "centralnom i južnom" plaćaju samo dio prema koeficijentu.

Pitanje: "Koji su tehnički i ekonomski kriterijumi korišćeni da se odredi podjela na sjevernu i južnu zonu, i kako se opravdava stavljanje 100% troška gubitaka na teret proizvođača u sjevernoj zoni, ako se ti dalekovodi koriste i za tranzit i za napajanje konzuma, a ne isključivo za potrebe elektrana?"

Sugestija: predložimo izjednačavanje svih zona na teritoriji države, odnosno ukidanje ove odredbe."

Stav Agencije:

Primjedba se prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

5. „Pitanje o uticaju drugog podmorskog kabla (Član 15)

Kontekst: Član 15 definiše "Ostale prihode" (prihode od zagušenja/kabla) koji umanjuju RDP koji plaćaju domaći proizvođači.

Pitanje: S obzirom na planiranu instalaciju drugog kraka podmorskog kabla za Italiju do 2030. godine, na koji način će Metodologija garantovati da će taj značajan porast prihoda od zagušenja biti transparentno usmjeren na smanjenje mrežarine za 3 domaće proizvođače (G-komponente), a ne isključivo na pokrivanje novih investicija CGES-a?"

Stav Agencije:

Način korišćenja prihoda od zagušenja je detaljno propisano članom 37 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG”, broj 2/26), koji u stavu 4 propisuje da sljedeći ciljevi imaju prioritet u pogledu korišćenja bilo kakvih prihoda koji proizilaze iz dodjele prekozonskog kapaciteta:

- 1) garantovanje neprekidne raspoloživosti dodijeljenog kapaciteta; i/ili
- 2) održavanje ili povećanje prekozonskih kapaciteta kroz optimizaciju korišćenja postojećih interkonektora pomoću koordinisanih remedijalnih mjera, ako je primjenljivo, ili pokrivanje troškova koji proističu iz investicija u mrežu, koja su relevantna za smanjenje zagušenja interkonektora.

Stavom 5 ovog člana zakona je propisano da se prihodi ostvareni po osnovu dodjele raspoloživih prekozonskih kapaciteta koji nijesu potrebni za namjenu iz stava 4 ovog člana mogu, do iznosa koji odredi Agencija, utvrditi kao ostali prihodi i uključiti u regulatorno dozvoljeni prihod operatora prenosnog sistema u skladu sa ovom metodologijom, dok je stavom 6 ovog člana zakona propisano da je dio prihoda koji se ne koristi u skladu sa st. 4 i 5 ovog člana operator prenosnog sistema dužan da čuva na posebnom bankarskom računu i koristi kao rezervaciju za namjene iz st. 4 i 5 ovog člana u narednim regulatornim godinama. Nadalje, stavom 8 ovog člana zakona je propisano da je operator prenosnog sistema dužan da planira korišćenje prihoda od zagušenja za period koji odgovara trajanju regulatornog perioda koji utvrđuje Agencija u skladu sa Zakonom o energetici, pri čemu, u skladu sa stavom 9 ovog člana, plan operatora naročito sadrži planirani iznos prihoda od zagušenja za:

- 1) svaku godinu regulatornog perioda, uz obrazloženje;
- 2) postizanje ciljeva iz stava 4 ovog člana, za svaku godinu regulatornog perioda, uz obrazloženje;
- 3) namjenu iz stava 5 ovog člana, svaku godinu regulatornog perioda, uz obrazloženje;
- 4) namjenu iz stava 6 ovog člana za svaku godinu regulatornog perioda.

U skladu sa stavom 10 ovog člana, operator prenosnog sistema dužan je da plan iz stava 8 ovog člana dostavi Agenciji prilikom podnošenja zahtjeva za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije u skladu sa Zakonom o energetici, dok je u skladu sa stavom 11 ovog člana Agencija dužna da utvrdi prihode od zagušenja koji se koriste za namjenu iz stava 5 ovog člana za svaku godinu regulatornog perioda, cijeneći opravdanost zahtjeva operatora prenosnog sistema električne energije u skladu sa ovom metodologijom.

6. „Pitanje o stimulacijama za baterijske sisteme (BESS)“

Kontekst: *Nacrt u Članu 2 tretira skladištenje energije kao javnu uslugu, ali u tarifnom dijelu (Član 22) ih opterećuje istim tarifama kao i obične proizvođače.*

Pitanje: *S obzirom na to da baterijski sistemi direktno doprinose smanjenju gubitaka u sistemu i peglanju vršnih opterećenja, zašto Metodologija ne predviđa 'popust' ili stimulatívni koeficijent na G-komponentu za operatore koji posjeduju skladišne kapacitete, kao što je to praksa u zemljama sa visokim stepenom integracije OIE?*

U nekim EU zemljama, baterije koje se pune u periodima viška energije i prazne tokom deficita su potpuno oslobođene mrežarine za energiju koju povlače iz mreže radi

punjenja. U Nacrtu metodologije to još nije jasno definisano. Dodatno, zbog činjenice da iznos naknade za gubitke prema trenutnom nacrtu metodologije (i svim dosadašnjim primjenjivanim rješenjima u Crnoj Gori) ne oslikava cijene energije sa spot tržišta, već njihov (više)godišnji ponder, njena primjena na baterijske sisteme je potpuno neopravdana. Naime, u periodima viška nergije u sistemu, njena cijena je izuzetno niska, ili čak i negativna, pa je trošak gubitaka u mreži usljed punjenja baterija praktično zanemariv.

EU Fondovi i Grantovi: *Crna Gora ima pristup sredstvima iz Investicionog okvira za Zapadni Balkan (WBIF) i Plana rasta za Zapadni Balkan. Veliki skladišni kapaciteti su prioritet EU, pa postoji mogućnost dobijanja grantova za dio investicije u baterije (čak i do 20%). U tom kontentu, administrativne barijere, poput navedenih tarifa, mogu ostaviti trajno negativne posljedice na iskorišćenje raspoloživih finansijskih sredstava i realizaciju investicija.“*

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Nacrtom metodologije je propisano da operatori skladišta električne energije snose troškove korišćenja sistema i troškove gubitaka u prenosnom sistemu, imajući u vidu da njihovo preuzimanje električne energije iz mreže uzrokuje takođe tokove energije i odgovarajuće gubitke u sistemu. Ukoliko navedene troškove ne bi snosili operatori skladišta, oni bi morali biti pokriveni od strane drugih korisnika sistema, što je u suprotnosti sa članom 49 stav 3 tačka 2 Zakona o energetici, kojim je propisano da se cijene i naknade koje se utvrđuju u regulatornom postupku, u skladu sa ovim zakonom, zasnivaju na objektivnim kriterijumima utvrđenim metodologijama i određuju se na način kojim se isključuju unakrsne subvencije.

U pogledu navoda da baterijski sistemi doprinose smanjenju gubitaka i balansiranju sistema, ističemo da eventualni pozitivni efekti rada skladišta zavise od konkretnog režima rada i lokacije, te se ne mogu unaprijed pretpostaviti za sve korisnike ove kategorije. Iz tog razloga Nacrt metodologije ne propisuje generalno oslobađanje ili stimulativne koeficijente za obračun naknade za gubitke ili korišćenje sistema.

Navodi koji se odnose na mogućnosti finansiranja projekata skladištenja iz EU fondova i grantova nijesu predmet uređenja ove metodologije, niti mogu biti osnov za oslobađanje pojedinih korisnika od troškova koje njihovo korišćenje sistema pravi.

7. „Pitanje o odlaganju faktora kvaliteta do 2030. godine (Član 37)

Kontekst: Član 37 navodi da će se faktor kvaliteta (kazne za CGES ako je mreža loša) primjenjivati tek od 2030.

Pitanje: Zašto je primjena faktora kvaliteta odložena do 2030. godine, ako se prenosni sistem već sada suočava sa izazovima stabilnosti zbog novih priključaka? Kao proizvođač koji investira milione u stabilnost (BESS), smatramo da bi operator trebao snositi odgovornost za kvalitet mreže od samog početka regulatornog perioda.

Sugestija: ukinuti odlaganje primjene faktora kvaliteta, odnosno brisati član 37.

Alternativno: dopuniti član 37 identičnim odlaganjem primjene naplate mrežarina za nove projekte do istog roka (za OIE i BESS)“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Početak primjene faktora kvaliteta od 2030. godine, u obzir će se uzeti i podaci ostvareni u prethodnim godinama. Odlaganje primjene faktora kvaliteta do 2030. godine je predviđeno kako bi se obezbijedila dovoljno široka baza podataka za njegov budući obračun.

Ukoliko bi operator bio izložen finansijskim umanjenjima po osnovu kvaliteta u početnom periodu, to bi moglo negativno uticati na raspoloživa sredstva za realizaciju investicija, što bi posljedično moglo negativno uticati na sposobnost operatora za unapređenje kvaliteta.

8. „Pitanje o specifičnosti 400 kV priključka

Kontekst: Metodologija generalizuje prenosnu mrežu (110, 220, 400 kV).

Pitanje: Da li će Studija gubitaka iz Člana 8 precizno razgraničiti gubitke po naponskim nivoima? Smatramo da proizvođači na 400 kV nivou ne bi trebali subvencionisati gubitke nastale na 110 kV mreži, koji su tehnički mnogo veći.

Sugestija: Dodati eksplicitnu normu, kojom se precizira zadatak Studije gubitaka da razdvoji vrijednosti gubitaka po naponskim nivoima, kako bi se obezbijedili predvidivost i transparentnost“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Prenosni sistem električne energije, iako obuhvata elemente različitih naponskih nivoa, predstavlja jedinstvenu tehničko-energetsku cjelinu. Električna energija injektirana na 400 kV nivou ne prenosi se isključivo kroz mrežu tog naponskog nivoa, već se u okviru jedinstvenog prenosnog sistema dalje transformiše i prenosi i preko elemenata 220 kV i 110 kV mreže, u skladu sa tokovima snaga, konfiguracijom mreže i režimom rada sistema.

Shodno tome, razdvajanje gubitaka po naponskim nivoima ne bi predstavljalo pouzdan osnov za alokaciju gubitaka korisnicima isključivo prema naponskom nivou priključenja.

9. „Izuzeće tranzita iz osnovice troškova

Referenca: Član 1, stav 3 i Član 15, stav 2.

Problem: *Cijene se ne primjenjuju na tranzit, ali tranzit uzrokuje gubitke i zauzima kapacitet naročito 400kV dalekovoda.*

Sugestija: *Na osnovu Člana 1, stav 3, razmotiriti da se u Članu 26 jasno definiše formula koja iz ukupnih gubitaka prenosnog sistema (prije alokacije na domaće proizvođače) prvo oduzima gubitke nastale tranzitom i radom podmorskog kabla, a koji se pokrivaju iz prihoda od zagušenja (Član 15).“*

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Troškovi gubitaka koji se alociraju na korisnike iz člana 1 stav 2 Nacrta metodologije ne uključuju troškove gubitaka po osnovu tranzita. Radi otklanjanja nejasnoća, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

II. Primjedbe Momir Škopelja

10. *„Generalno: Smatram da bi pored „regulatornog perioda“ trebalo uvesti i „tarifni period“ ili „cjenovni period“ koji bi označavao period za koji se određuju tarife, odnosno cijene i koji bi trajao u principu 1 god.*

To znači da bi se u okviru 3-godišnjeg regulatornog perioda cijene odnosno tarife određivale tri puta, za svaku godinu pojedinačno.

Time bi se kroz višegodišnji regulatorni period očuvala sigurnost za operatore, dok bi se određivanjem cijena „godinu po godinu“ postigla veća ažurnost koja je neophodna u vrijeme velikih nestabilnosti cijena, zakonskih propisa itd.

Osnovni princip bi bio da se (u većini slučajeva) pri određivanju RDPa i cijena koriste podaci iz godine koja prethodi godini podnošenja zahtjeva (tj. dvije godine unazad u odnosu na godinu za koju se određuje RDP), čime bi se izbjeglo korišćenje podataka od prije tri ili četiri godine. Ovim bi se omogućilo i primjena korekcija najkasnije dvije godine poslije nastanka razlika koje se korriguju. Opravdanost ovog pristupa se ogleda npr. u uvođenju elemenata zt i zj u članu 7, koji bi u slučaju prihvatanja ove sugestije bili brisani."

Stav Agencije:

Primjedba je neosnovana.

Zakon o energetici prepoznaje samo regulatorni period a ne tarifni ili cjenovni period. Agencija je, na osnovu člana 33 stav 11 tačka 2 i člana 250 st. 1 i 4 Zakona o energetici ("Službeni list CG", br. 28/25 i 3/26), utvrdila trajanje regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte Odlukom, broj 26/1065-3 od 27.03.2026. godine („Službeni list CG”, broj 46/26).

Opredjeljenje Agencije za višegodišnji regulatorni period motivisano je ciljem da se stvore uslovi za obezbjeđenje stabilnosti cijena po kojima korisnici, odnosno krajnji kupci, plaćaju korišćenje sistema, održivosti sistema i obezbjeđivanja uslova za povećanje efikasnosti operatora, odnosno da se ostavi dovoljno vremena da operator preduzme potrebne mjere za smanjenje troškova na koje može uticati. Treba imati u vidu da su višegodišnji regulatorni periodi široko rasprostranjena praksa u regulaciji, i da je u evropskim zemljama najzastupljeniji regulatorni period koji traje pet godina.

Dodatno, Zakonom o energetici, član 50 stav 7 i član 52 stav 1, propisano je kada se korekcije vrše i pod kojim uslovima. Regulatorna praksa, takođe, potvrđuje da se i određene korekcije vrše i kada se primjenjuju podsticajne metode regulacije i višegodišnji period.

11. „Članovi 2 i 3: Ove članove treba brisati jer principima i metodima nije mjesto u propisu. Propis nije teoretski nego normativni dokument. Ovo je i rizičan prilaz jer se uvijek može naći neko neslaganje principa i metoda sa konkretnim odredbama.”

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Članom 54 stav 1 tač 2 i 3 Zakona o energetici („Službeni list CG”, br. 28/25 i 3/26) propisano je da metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje

prenosnog sistema električne energije naročito sadrži principe utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena ili naknada i regulatorni metod utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena.

12. „Član 5: *Elementat kvaliteta ($1 + FK$) iz formule za regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene $RDPT+n^{TUT}$ treba brisati iz više razloga:*

- *$RDPT+n^{TUT}$ se dobija množenjem RDP sa koeficijentom koji zavisi od ostvarenog kvaliteta i može odstupati od RDP +/- 2%.*

Za sve elemente RDP je propisano čemu služe i koja im je namjena, a za ovu komponentu se ne navodi namjena. Na što će da se potroši (ili odakle da se nadoknadi) ova razlika. Kome ta razlika pripada i za što je namijenjena (rukovodstvu, zaposlenima; za nabavku opreme, donacije...). Ovo tim prije jer se ona dobija množenjem svih elemenata RDP a sa faktorom kvaliteta. To znači da se njime množe i amortizacija, troškovi poslovanja, povrat, pri čemu je amortizacija zakonska kategorija.

- *Ova odredba je nezakonita jer je suprotna članu 50 stav 4 Zakona o energetici (u daljem tekstu Zakon), kojim je propisano da „Regulatorno dozvoljeni prihod operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema je ukupni godišnji prihod od regulisane energetske djelatnosti“.*

S druge strane, prema Metodologiji $RDPT+n^{TUT}$ je „Regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene“. Ako se transponuje u cijene znači da se taj prihod preko računa naplati od kupaca, što znači da je ukupni godišnji prihod od regulisane energetske djelatnosti $RDPT+n^{TUT}$, a ne RDP kako propisuje Zakon.

- *U stavu 3 se navodi da je FK - faktor za kvalitet iz stava 4 ovog člana, iako se u članu 4 ne navodi nikakav faktor za kvalitet,“*

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Pravni osnov za propisivanje faktora kvaliteta kao elementa Regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u cijene $RDPT+n^{TUT}$, sadržan je u članu 54 stav 1 tačka 9 Zakona o energetici koji propisuje da metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije naročito sadrži podsticaje za poboljšanje efikasnosti i kvaliteta isporuke.

U dijelu koji se odnosi na primjedbu „Na što će da se potroši (ili odakle da se nadoknadi) ova razlika. Kome ta razlika pripada i za što je namijenjena (rukovodstvu, zaposlenima; za nabavku opreme, donacije...)“, ističemo da propisivanje načina raspodjele eventualnih dobitaka operatora prenosnog sistema nije u nadležnosti Agencije u skladu sa čl. 32 i 38 Zakona, niti može biti predmet uređenja ove metodologije, u skladu sa članom 54 Zakona o energetici.

Kada je u pitanju pozivanje na „suprtonost članu 50 stav 4 Zakona o energetici“ ističemo da je članom 50 stav 8 Zakona o energetici propisano da je: „Regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene ili naknade je regulatorno dozvoljeni prihod iz st. 4 i 6 ovog člana, umanjen za odgovarajuće ostale prihode od energetske djelatnosti i prihode ili dio prihoda od neenergetske djelatnosti u slučaju kada nije moguće izvršiti razdvajanje troškova koji su zajednički za pružanje tih djelatnosti u skladu sa metodologijama iz člana 33 stav 1 tač. 1 do 4 ovog zakona“, da je članom 33 stav 1 tačka 1 Zakona o energetici propisano da Agencija: „utvrđuje metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje prenosnih i distributivnih sistema električne energije“, koje, u skladu sa članom 54 stav 1 tač. 9 i 11 Zakona o energetici naročito sadrže: „podsticaje za poboljšanje efikasnosti i kvaliteta isporuke“ i „način utvrđivanja cijena i alokaciju regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u cijene na korisnike sistema“.

Nadalje, član 5 stav 3 Nacrta metodologije upućuje da se faktor za kvalitet izračunava u skladu sa stavom 4 ovog člana, koji sadži formulu izračunavanja faktora za kvalitet, sa jasno utvrđenim elementima predmetne formule i njihovim objašnjenjima.

13. „Član 7 stav 2: *U objašnjenju za TPu^{ps}_{t-1} treba brisati „u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i“ jer se su zbog obračuna RDP i cijena za 2026 kao privremenih, postoje konačni podaci za sve tri godine prethodnog perioda (2023, 2024 i 2025), pa nema potrebe da se u obračun uračunava i 2022.god.*

Isto uraditi i u svim narednim odredbama koje sadrže ovaj element.“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Prethodni regulatorni period, koji je utvđen Odlukom Agencije, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine, odnosio se na period 01.01.2023 – 31.12.2025. godine. Na osnovu zahtjeva operatora sistema, Agencija je donijela Odluku o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za

korišćenje prenosnog sistema električne energije za period 01.01.2023-31.12.2025. godina, broj 22/3136-25 od 30.11.2022. godine ("Službeni list CG", broj 131/22). S obzirom da je predmetna odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena donijeta u 2022. godini, prilikom utvrđivanja troškova poslovanja operatora sistema nijesu mogli biti korišteni ovi podaci za 2022. godinu, jer nijesu bili konačni. S tim u vezi, 2022. godina mora biti uzeta u obzir prilikom utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda za naredni regulatorni period, jer za nju postoje konačni podaci. Pored navedenog, metodologija se ne odnosi samo na naredni regulatorni period (01.01.2027-31.12.2029. godine), već i na buduće regulatorne periode, nakon ovog perioda.

Uvažavajući činjenicu da su u 2026. godini, u skladu sa Odlukom Agencije, broj 25/4022-2 od 21.11.2025. godine, na snazi privremene cijene za korišćenje prenosnog sistema, u članu 35 Nacrta metodologije je propisano da za potrebe utvrđivanja regulatornog perioda koji počinje 1. januara 2027. godine:

- 1) tekući regulatorni period iz člana 4 stav 2 tačka 2 ove metodologije je regulatorni period utvrđen od strane Agencije Odlukom o trajanju regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine;
- 2) element m iz člana 7 stav 2 ove metodologije predstavlja broj godina za koje postoje konačni podaci i iznosi četiri.

14. „Član 7 stav 8: $x_2 = 0,005$ je premala vrijednost jer samo po osnovu automatizacije (kompjuterizacija) se efikasnost povećava višestruko više od navedenih 0,5% godišnje. Iz ovoga bi proizlazilo da se za 80-tak godina efikasnost udvostručuje, a realno je očekivati da se za 80 godina efikasnost barem udesetostruči (kako god bila definisana i mjerena). Ako se ne bi prihvatilo veliko uvećanje x_2 , trebalo bi odbaciti sve zahtjeve za bilo kakve nove tehničke sisteme.

Zato predlažem $x_2 = 0,03$, tj. automatsko povećanje efikasnosti od 3% godišnje po osnovu tehnološkog napretka“.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Automatizacija procesa primjenom novih tehnologija je primjenjiva samo na neke od mnogih procesa sa različitim obimom i uticajem na redukovanje troškova. U nekim slučajevima,

automatizacija i digitalizacija nužno ne mora dovesti do smanjenja troškova poslovanja, recimo potreba povećanog obima podataka i kompleksnijeg obavljanja djelatnosti kao posljedica npr. nove zakonske obaveze.

15. „Član 8 stav 2: Ce^{ut}_{t+n} se ne može određivati preko reference u odnosu na neki drugi propis (Pravila o korekcijama), tim prije što taj drugi propis po prirodi stvari zavisi od ovog propisa (Metodologije). Ovaj element se mora precizno definisati jer se radi o jednom od najvećih troškova operatora.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka iz člana 8 stava 2 Nacta metodologije se utvrđuje u skladu sa stavom 6 ovog člana, a ne u skladu sa Pravilima za korekcije cijena i naknada.

16. „Član 9 stav 4: Ovaj stav treba brisati jer potrošači ne treba da plaćaju porez na dobit operatora. Shodno tome, iz formule iz istog člana stav 1 treba brisati član **Tot+n .”**

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Uključivanje poreza na dobit pravnih lica u regulatorno dozvoljeni prihod kroz troškove na koje se ne može uticati nije rezultat prenošenja poreskog tereta na korisnike sistema, već predstavlja opravdani trošak poslovanja na koje se ne može uticati i koji se pokriva iz regulatorno dozvoljenog prihoda, u skladu sa članom 9 Nacrta metodologije.

17. „Član 14 stav 2: Brisati komponentu **PRZ iz razloga kao u sljedećoj primjedbi”**

Stav Agencije:

Odgovoreno u okviru primjedbe broj 18.

18. „Član 14 stav 8: Shodno prethodnoj primjedbi, ovaj stav treba brisati iz sljedećih razloga:

- Premija rizika zemlje se u ovom članu vezuje za Stern univerzitet u Njujorku, a na tom univerzitetu se ovim pitanjem bavi profesor Aswath Damodaran sa Stern School of Business, koji rizik zemlje nijednom ne vezuje za za bilo kakve ekonomske računice

unutar zemlje nego isključivo za ocjene i donošenje odluka prilikom investiranja u druge zemlje.

Tako u svom priručniku na ovu temu (Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2025 Edition; Aswath Damodaran, Stern School of Business, 2025) već u abstraktu o ovom pitanju govori samo u kontekstu investicija u strane zemlje.

Tako sami početak priručnika (poglavlje Country risk, str. 5) počinje sa: Are you exposed to more risk when you invest in some countries than others? To se nastavlja do kraja teksta i premija rizika zemlje se ne spominje u vezi bilo kakvih obračuna unutar nacionalne ekonomije.

Ako unutar zemlje postoji neki rizik za operatore, on se ne može tumačiti na način kako ga shvata i tumači prof. Damodaran, pa shodno tome ne mogu se koristiti ni njegove tablice rizika.

- *Kao dokaz za ovo navodim da se za PRZ u Metodologiji navodi da je „jednaka premiji za rizik od neplaćanja zemlje“ dok Damodaran govori o mnogo širem konceptu i mnogo većem broju elemenata koji formiraju PRZ i to (str. 6): fazi u razvojnom cikljusu društva, političkim rizicima, pravnim (sistemskim) rizicima, ekonomskim rizicima koje dalje razrađuje na više komponenti. Ovim predlogom se od svih tih komponenti obračunava samo jedna (rizik neplaćanja) od kojih je neplaćanje samo jedna.*

Zato je neprihvatljivo je da se premija zbog rizika neplaćanja određuje kao pun iznos premije koja pored rizika neplaćanja uključuje još mnogobrojne druge rizike, kao što je to ovdje slučaj.

- *Premija rizika zemlje se može obračunavati samo za određeni biznis u određenoj zemlji. U ovom slučaju se premija koja definiše neki prosječni rizik za cijelu zemlju, još i pomnožena koeficijentom volatilnosti tržišta kapitala u zemljama u razvoju obračunava prilikom određivanja RDP za djelatnost prenosa električne energije.*

Kakve veze ima npr. rizik trgovine voćem i povrćem ili rizik biznisa sa kladionicama sa rizikom prenosa električne energije? Kakve veze ima stopa volatilnosti tržišta u Nigeriji ili na Filipinima sa prenosom enegije u Crnoj Gori. Ova upoređenje samo ukazuju na apsurdnost ove komponente RDP.

U tom smislu Damodaran navodi primjere stope povrata (uključujući i PRZ) za različite kompanije u istoj zemlji (Embraer i Embratel u Brazilu) ili o različitim rizicima za isti biznis, pa čak i istu kompaniju u različitim zemljama (primjer Coca Cola Company, tabela 31 na

str. 96). To je najjači dokaz da se opšti parametri mogu i koristiti samo za vrlo uopštene namjene, dok se za konkretne slučajeve moraju prilagoditi toj konkretnoj namjeni.

U ovom slučaju bi sam CGES trebao da se izjasni koji su to rizici u njegovom poslovanju koje bi trebalo uračunati u RDP, pa na osnovu tog i odlučiti o tome. Ako je za takvo pitanje kasno, onda bi Agencija sama trebala to da odgovori i da na osnovu toga odluči o vrijednosti PRZ.

Ubijeden sam da su takvi rizici jednaki ili skoro jednaki nuli. Kroz RDP su CGESu obezbijedena sredstva za rad, svaki opravdani zahtjev za tošak je prihvaćen (i mnogo više od toga), pored troškova poslovanja i amortizacije obezbijeden im je i profit (povrat na sredstva).

Zahvaljujući načinu funkcionisanja sistema naplate, za CGES ne postoje rizik od neplaćanja.

Naime, CGES direktno naplaćuje svoje usluge samo od nekoliko velikih direktnih potrošača. Daleko najveći dio prihoda (od potrošača proključenih na distributivnu mrežu) naplaćuje preko CEDISa, a ovaj preko FC Snabdijevanje, koje jedino ima rizik od neplaćanja.

Elektroenergetski operatori u Crnoj Gori su jedine kompanije u Crnoj Gori kojima se garantuje profit i ako ništa ne uštede ili ne unaprijede svoje poslovanje! Treba samo normalno da rade.

A onda pored svega treba i da im se plaća nepostojeći rizik. Mnogo, zar ne?

- Ako bi se u RDP i obračunavao neki rizik (naravno ne u smislu Damodaranovog shvatanja), on nikako ne bi smio da se u potpunosti prenese na potrošače električne energije, nego bi to moglo da se uradi samo u određenom procentu (npr. 50% - 50%). Ovo stoga jer su potrošači električne energije najmanje krivi za rizike zemlje, manje i od operatora koji su dio i aktivni učesnici nacionalne ekonomije, dok su potrošači samo oni koji na kraju plaćaju energiju, u okviru toga i milionske iznose po osnovu nakih neidentifikovanih rizika, a da pritom nemaju nikakvog uticaja na te rizike!”*

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Pravni osnov za utvrđivanje povrata na sredstva operatorima sistema sadržan je u članu 50 stav 4, članu 51 i članu 54 stav 1 tačka 6 Zakona o energetici. Polazeći od navedenog osnova, Nacrtom metodologije je bliže propisan način utvrđivanja stope povrata na kapital, koji podrazumijeva primjenu modela za izračunavanje ponderisanog prosjeka troška kapitala, koji

se zasniva na ekonomskoj teoriji za koju je dodijeljena Nobelova nagrada, i koji je opšteprihvaćen kao dobra praksa (primjenjuju ga svi regulatori u Evropi koji stopu povrata na kapital utvrđuju na naučno potvrđen način, a ne na administrativan način korišćenjem diskrecionog prava regulatornog tijela). Ovaj model podrazumijeva primjenu premije rizika zemlje.

Izračunavanje stope povrata na kapital, korišćenjem predloženog metodološkog rješenja, zasniva se na činjenici da kapital ima svoju cijenu, bez obzira da li je riječ o sopstvenom ili pozajmljenom kapitalu. Ta cijena kapitala predstavlja stopu prinosa koju vlasnici kapitala (u slučaju CGES, kao akcionarskog društva, većinski vlasnik je država Crna Gora, a u slučaju CEDIS, kao društva sa ograničenom odgovornošću, stopostotni vlasnik je EPCG, koja je u većinskom vlasništvu države Crne Gore) dobijaju zauzvat za kapital investiran u infrastrukturu, odnosno razvoj sistema, koji je neophodan za prenošenje i isporuku električne energije od proizvođača, preko snabdjevača, do krajnjeg kupca.

Vlasnici kapitala odlučuju o korišćenju povrata na sredstva u skladu sa zakonom kojim se uređuju privredna društva – da li će sredstva investirati u novu infrastrukturu (razvoj prenosnog, odnosno distributivnog sistema) ili će, pak, isplatiti dividendu, koja se, u slučaju kada je država vlasnik, opet koristi za namjene propisane zakonom.

Metodologijom je definisan način utvrđivanja stope povrata na kapital na jasan način, koji podrazumijeva primjenu opšteprihvaćenog modela u ekonomiji i regulaciji, uz korišćenje relevantnih izvora podataka (Stern univerzitet), čime se obezbjeđuje utvrđivanje ovog elementa regulatorno dozvoljenog prihoda na objektivan i transparentan način, eliminišući eventualni uticaj koji bi subjekti u Crnoj Gori mogli da ostvare na instituciju, odnosno lice, koje bi na lokalnom, nacionalnom ili, pak, regionalnom nivou moglo biti zaduženo za obradu podataka.

Primjena ovog metodološkog rješenja u prethodnom periodu omogućila je realizaciju investicija, čije stavljanje u funkciju ima pozitivan efekat na cijene korišćenja sistema. Ističemo jednu od najznačajnijih investicija - u prenosnom sistemu su realizovani projekti neophodni za funkcionisanje podmorskog kabla između Italije i Crne Gore, što je omogućilo da CGES ostvari značajne prihode od alokacije prekograničnih kapaciteta, koji se u postupku utvrđivanja cijena koriste kao odbitna stavka regulatorno dozvoljenog prihoda, odnosno za umanjenje cijena po kojima korisnici sistema, odnosno kupci plaćaju korišćenje prenosnog sistema u Crnoj Gori.

19. „Član 15 stav 1: *Prihodi po osnovu dodjele prekograničnih kapaciteta se ne mogu nazivati prihodima od zagušenja jer se postupak dodjele prekograničnih kapaciteta (koordinisane aukcije) i sprovodi radi izbjegavanja zagušenja.“*

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Prihod od zagušenja je izraz koji je propisan članom 5 tačka 101 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG“, broj 2/26) – „*prihod od zagušenja je prihod ostvaren dodjelom kapaciteta*“.

S tim u vezi, navedeni izraz će biti propisan u konačnom tekstu metodologije.

20. „Član 15 stav 2 tačka 2: *Termin „održavanje ili povećanje prekozonskih kapaciteta kroz optimizaciju korišćenja postojećih interkonektora pomocu koordinisanih remedijalnih mjera“ je nejasan i treba ga pojasniti, posebno što predstavljaju te „remedijalne mjere“ jer taj termin množe da ima mnogo značenja. Ako ne na drugi način, taj termin treba objasniti u članu 4 – Izrazi. Pritom imam u vidu da se to pokušalo objasniti u stavu 3, ali to pojašnjenje nije od pomoći jer „remedijalne mjere“ i dalje ostaju neobjašnjene.“*

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Remedijalna mjera je izraz koji je propisan članom 5 tačka 123 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG“, broj 2/26) – „*remedijalna mjera je svaka mjera koju ručno ili automatski preduzima jedan ili više operatora prenosnih sistema električne energije radi održavanja operativne sigurnosti*“.

S tim u vezi, navedeni izraz će biti propisan u konačnom tekstu metodologije.

21. „Član 15 stav 3: *Ovaj stav treba brisati jer predstavlja dupliranje u odnosu na član 15 stav 2 tačka 2. Ne može se jednim članom određivati na osnovu čega se određuje neki prihod (član 15 stav 2 tačka 2), a drugim kako se ti prihodi troše (član 15 stav 3).“*

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Naime, članom 37 st. 4, 5 i 6 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa je propisano sljedeće:

„(4) Sljedeći ciljevi imaju prioritet u pogledu korišćenja bilo kakvih prihoda koji proizilaze iz dodjele prekozonskog kapaciteta:

1) garantovanje neprekidne raspoloživosti dodijeljenog kapaciteta; i/ili

2) održavanje ili povećanje prekozonskih kapaciteta kroz optimizaciju korišćenja postojećih interkonektora pomoću koordinisanih remedijalnih mjera, ako je primjenljivo, ili pokrivanje troškova koji proističu iz investicija u mrežu, koja su relevantna za smanjenje zagušenja interkonektora.

(5) Prihodi ostvareni po osnovu dodjele raspoloživih prekozonskih kapaciteta koji nijesu potrebni za namjenu iz stava 4 ovog člana mogu se, do iznosa koji odredi Agencija, utvrditi kao ostali prihodi i uključiti u regulatorno dozvoljeni prihod operatora prenosnog sistema u skladu sa metodologijom kojom se uređuje način utvrđivanja cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije, koju Agencija donosi na osnovu zakona kojim se uređuje obavljanje energetske djelatnosti.

(6) Dio prihoda koji se ne koristi u skladu sa st. 4 i 5 ovog člana operator prenosnog sistema dužan je da čuva na računu iz stava 3 ovog člana i koristi kao rezervaciju za namjene iz st. 4 i 5 ovog člana u narednim regulatornim godinama.”

Imajući u vidu citirane odredbe, Agencija je dužna da, pored utvrđivanja prihoda od zagušenja, metodologijom propiše i način njihovog korišćenja.

22. „Član 28: *Za pohvalu je to što je vraćen termin tarifa. Podjelu na višu i nižu tarifu treba izbrisati. Ovo stoga jer je u vrijeme više tarife ona često niža i obrnuto. Tako je na BELENU 2025.god. prosječna vršna cijena bila 110, a bazna 113 €/MWh . Obračun treba da se bazira na prosječnoj dnevnoj cijeni (bazna cijena na berzi). Ako ostanu viša i niža tarifa, treba propisati neku proporciju između njihovih vrijednosti, da se ne bi desilo da postoje dvije tarife, ali jednake.”*

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Članom 54 stav 4 Zakona o energetici propisano je da se metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije

moгу se utvrditi elementi za utvrđivanje cijena u zavisnosti od sezone, dana u sedmici, doba dana, vremena korišćenja sistema i opravdanosti utvrđivanja troškova, prihoda ili cijena za period duži od jedne godine. Takođe, član 27 stav 3 Nacrta metodologije propisuju da odnos između tarifnih stavova za električnu energiju preuzetu u višoj i nižoj dnevnoj tarifi ne može biti veći od 3:1. Razlog postojanja više i niže tarife kod naknada za korišćenje mrežnih usluga samo je u manjoj mjeri povezano sa visinom cijena na tržištu električne energije, a više sa intenzitetom i vremenom korišćenja sistema. Dominantni razlog za postojanje tarifa je davanje jasnog signala korisnicima da smanje potrošnju kada je najveće opterećenje u mreži kako bi se optimizovao rad sistema, smanjila potreba za investiranjem u nove elemente radi povećanja kapaciteta i smanjila količina tehničkih gubitaka, odnosno trošak gubitaka.

III. Primjedbe „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić

23. „Generalne ocjene i komentari na Nacrt metodologije

- 1. Elektroprivreda Crne Gore u svojstvu proizvođača električne energije i korisnika prenosnog sistema izražava posebnu zainteresovanost za alokaciju odobrenog regulatornog prihoda operatora prenosnog sistema na korisnike prenosnog sistema. Nacrt metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje prenosnog sistema električne energije kao i trenutno važeća Metodologija na identičan način propisuju alokaciju odobrenog regulatornog prihoda na proizvođače priključene na prenosni sistem. Osnovna karakteristika postojećeg kao i predloženog rješenja je vrlo veliko učešće proizvođača u obezbjeđenju odobrenog regulatornog prihoda operatora prenosnog sistema. EPCG je od uvođenja "g-komponente" početkom 2014. godine u kontinuitetu ukazivala da vrlo veliko nametnuto opterećenje proizvođačima po ovom osnovu predstavlja značajnu barijeru za realizaciju planiranih investicija u nave proizvodne kapacitete. Pored toga, u uslovima kada većina proizvođača električne energije u regionu nije opterećena ovom vrstom troška, ovakvo rješenje se negativno odražava na konkurentnost EPCG na regionalnom tržištu električne energije. Na ove činjenice EPCG je Regulatornoj agenciji za energetiku ukazivala više puta, putem dostavljenih primjedbi na organizovanim javnim raspravama na nacrt predložene metodologije iii putem inicijativa za izmjenu predmetne metodologije. Međutim, sve*

iznesene argumentacije po ovom osnovu nijesu prihvatane od strane Agencije. Zbog navedenog, ovom prilikom nećemo ponavljati već iznesene činjenice po ovom pitanju, već ćemo u nastavku iznijeti samo dodatnu argumentaciju za preispitivanje predloženog rješenja.

Dok je ovakvo rješenje u periodu uvođenja imalo argumentaciju u zaštiti interesa ostalih korisnika prenosnog sistema, dok operator prenosnog sistema nije ostvarivao značajne iznose prihoda od tranzita, to se izgradnjom podmorske interkonekcije i značajnim rastom prihoda OPS-a po tom osnovu, postavlja pitanje opravdanosti zadržavanja velikog učešće proizvođača u obezbjeđenju odobrenog regulatornog prihoda operatora prenosnog sistema. Predloženo rješenje otvara ozbiljna pitanja u pogledu pravičnosti raspodjele troškova OPS i ekonomske utemeljenosti metodologije.

Ostvarivajući značajne prihode po osnovu tranzita električne energije preko prenosne mreže Crne Gore operatoru prenosnog sistema ovi prihodi nijesu marginalni, već predstavljaju jednu od ključnih stavki u ukupnim prihodima operatora, pri čemu se generišu korišćenjem postojeće infrastrukture i povoljnog geografskog položaja sistema. Zbog toga se nameće osnovno pitanje mogućnosti značajnog smanjenjem g- komponente iii čak njenog potpunog ukidanja.

U uslovima, izostanka jasne transparentnosti u načinu planiranja, obračuna i alokacije tranzitnih prihoda smatramo opravdanim:

- Sagledavanje osnova za njemo značajno smanjenje;*
- u većoj mjeri valorizovati prihode OPS-a od tranzita električne energije kroz dozvoljeni prihod,*
- obezbijediti transparentan i pravičan model raspodjele troškova koji neće neopravdano opterećivati domaće proizvođače.*

Bez ovih korekcija, predložena metodologija može imati negativne posljedice po energetske sektor Crne Gore i dugoročnu održivost tržišta električne energije.

Aktuelnim kao i predloženim Metodološkim rješenjima da svi korisnici plaćaju istu cijenu angažovanog prenosnog kapaciteta i gubitaka u sistemu, nezavisno od naponskog nivoa priključka korisnika, dovodi se u pitanje metodološki princip proklamovan u članu 2 stav 1 tačka 10 koji glasi: "sprječavanje međusobnog subvencionisanja između pojedinih djelatnosti koje obavlja operator i između pojedinih korisnika iii grupa korisnika sistema." Naime, evidentno je da pojedini korisnici sistema, u zavisnosti od naponskog nivoa priključenja prave različite troškove operatoru prenosnog sistema

a kako predloženo rješenje definiše istu cijenu za sve ostale korisnike to je očigledno da predloženo rješenje dovodi do međusobnog subvencioniranja između pojedinih korisnika ili grupa korisnika sistema. Konačno, ovakvo rješenje u nepovoljan položaj stavlja postojeće proizvođače električne energije jer su isti priključeni na veće naponske nivoe (220 kV i 110 kV) pa i ako stvaraju niže troškove operatoru sistema ovakvim metodološkim postavkama pokrivaju značajno veći iznos troškova OPS.“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Zahtjev EPCG da se G-komponenta „značajno smanji“ istovremeno znači da se cijene ostalim korisnicima prenosnog sistema, odnosno krajnjim kupcima povećaju.

Kada je riječ o regulatornom okviru kojim se uređuje plaćanje korišćenja prenosnog sistema od strane proizvođača električne energije priključenih na prenosni sistem, ističemo da je osnov za njegovo utvrđivanje propisan Zakonom. Naime, članom 7 tačka 38 Zakona propisano je da je korisnik sistema fizičko ili pravno lice koje isporučuje u sistem ili iz njega preuzima električnu energiju ili gas, dok je članom 50 stav 8 Zakona propisan način na koji se izračunava regulatorno dozvoljeni prihod operatora sistema koji se transponuje u cijene i naknade po kojima korisnici sistema plaćaju električnu energiju, gas i usluge u skladu sa metodologijama iz člana 33 stav 1 tač 1 do 4 Zakona. Takođe, članom 54 stav 1 tačka 11 Zakona je propisano da metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnih i distributivnih sistema električne energije naročito sadrže način utvrđivanja cijena i alokaciju regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u cijene na korisnike sistema.

Polazeći od navedenog, uspostavljen je regulatorni okvir u kome se cijene za korišćenje sistema zasnivaju na opravdanim troškovima poslovanja (uključujući operative troškove – troškove na koje se može uticati, troškove na koje se djelimično može uticati i troškove na koje se ne može uticati, i kapitalne troškove – amortizacija i povrat na sredstva), koji se raspoređuju na sve korisnike sistema.

Slično kao u Rumuniji, Velikoj Britaniji, Irskoj, Danskoj, Finskoj, crnogorska elektroenergetska mreža je dominantno razvijana da bi se omogućilo integrisanje proizvodnih objekata iz obnovljivih izvora, dok je oko 50% 220 kV mreže izgrađeno i koristi se za potrebe priključenja i rada najvećih hidroelektrana u Crnoj Gori. Cijene korišćenja prenosnog sistema se utvrđuju na način koji odražava troškove pružanja usluga operatora prenosnog sistema korisnicima tog sistema, u koje spadaju i proizvođači u Crnoj Gori.

Nije jasna tvrdnja da „*vrlo veliko nametnuto opterećenje proizvođačima po ovom osnovu predstavlja značajnu barijeru za realizaciju planiranih investicija u nove proizvodne kapacitete*“, budući da, od uvođenja G komponente, EPCG u kontinuitetu ostvaruje dobitak o čijem raspolaganju i eventualnom ulaganju u proizvodne kapacitete odlučuju akcionari ovog društva.

Dodatno, treba imati u vidu da je Stalna grupa na visokom nivou Energetske zajednice, u čijem radu učestvuje i predstavnik države Crne Gore, donijela Odluku, broj 2021/01/PHLG-EnC od 29. novembra 2021. godine, kojom su izvršene izmjene i dopune Odluke broj 2013/01/PHLG-EnC od 23. oktobra 2013. godine o inkorporaciji Regulative (EU) broj 838/2010 u aquis communautaire Energetske zajednice, kojom je uvažena specifičnost elektroenergetskog sistema u Crnoj Gori. Navedenom odlukom je propisano da se *“vrijednost prosječnih godišnjih naknada za prenos koje plaćaju proizvođači kreće u rasponu od 0 do 0,5 EUR/MWh, osim onih koje se primjenjuju u Danskoj, Švedskoj, Finskoj, Rumuniji, Irskoj, Crnoj Gori, Velikoj Britaniji i Sjevernoj Irskoj”*, kao i da se *„prosječne godišnje naknade za prenos koje plaćaju proizvođači u Irskoj, Crnoj Gori, Velikoj Britaniji i Sjevernoj Irskoj kreću u rasponu od 0 do 2,5 EUR/MWh, a u Rumuniji u rasponu od 0 do 2,0 EUR/MWh.“*, čime je potvrđena specifičnost elektroenergetskog sistema Crne Gore i potreba primjene izuzeća od primjene propisanog ograničenja.

Kada je riječ o provjeri da li cijena po kojoj proizvođači priključeni na prenosni sistem plaćaju korišćenje sistema prevazilazi propisano ograničenje, koja se vrši u skladu sa Regulativom (EU) broj 838/2010, važno je istaći da u prethodnom periodu G-komponenta se kretala u okvirima postavljenog ograničenja za Crnu Goru. Takođe, treba imati u vidu da će u narednom periodu na iznos cijene za korišćenje prenosnog sistema uticati pozitivni efekti od eksploatacije podmorske interkonekcije, po osnovu koje operator prenosnog sistema ostvaruje značajno veće prihode od očekivanih, a koji predstavljaju odbitnu stavku regulatorno dozvoljenog prihoda ovog operatora.

O ovom pitanju je svoje rekao i Ustavni sud, koji je u Odluci U-II br. 12/17, u obrazloženju, između ostalog, naveo: *“Donosilac akta je, saglasno odredbi člana 43 stav 1 tačka 1 alineja 1 Zakona, po ocjeni Ustavnog suda, bio obavezan da metodologijom na potpun način uredi pitanje primjene cijene za korišćenje distributivnog sistema utvrđene metodologijom, odnosno da njom obuhvati i proizvođače električne energije. Naime, iz odredaba člana 6 stav 1 tač. 13 i 28 Zakona proizilazi da su proizvođači električne energije - korisnici sistema, koji isporučuju u sistem ili iz njega preuzimaju električnu energiju, odnosno obavljaju distribuiranu proizvodnju i koji su povezani na distributivni sistem. Proizvođači električne energije, priključeni na*

distributivni sistem, po ocjeni Ustavnog suda, su istovremeno i korisnici distributivnog sistema po dva osnova: kroz opterećenje mreže operatora sistema radi plasiranja svoje proizvodnje, tj. zauzimanjem mrežnih kapaciteta i kroz preuzimanje energije u periodima kada energetski objekat ne proizvodi električnu energiju. Isključivanje proizvođača električne energije kao korisnika distributivnog sistema, iz osporenih odredaba člana 1 stav 2 metodologije kojima je propisan krug lica na koje se primjenjuju cijene za korišćenje distributivnog sistema utvrđene metodologijom donosilac akta je, po nalaženju Ustavnog suda, prekoračio svoja ovlašćenja."

Iako se navedena Odluka odnosi na metodologiju kojom se uređuje način utvrđivanja cijena za korišćenje distributivnog sistema, zakonske odredbe na kojima se ona temeljila odnose se i na prenosni sistem, pa se zaključuje da je predloženo rješenje sadržano u Metodologiji zakonito.

24. „U članu 22 predloženi dio stava 1 koji se odnosi na " **$Caks_{t+n}^{P+S}$** cijena za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače i operatore skladišta, koja se naplaćuje po maksimalno raspoloživoj aktivnoj snazi, (€/MW/mjesec)"; zamijeniti sa:

„2) **$Caks_{t+n}^{P+S}$** -cijena za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače i operatore skladišta, koja se naplaćuje po maksimalno ostvarenoj aktivnoj snazi u obračunskom periodu, (€/MW/mjesec)";

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

25. „U članu 30 predloženi stav 1 tačka 2:

„2) cijena za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače i operatore skladišta **$Caks_{t+n}^{P+S}$** koja se naplaćuje po maksimalno raspoloživoj aktivnoj snazi, (€/MW/mjesec)"

Zamijeniti sa

„2) cijena za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače i operatore skladišta **$Caks_{t+n}^{P+S}$** koja se naplaćuje po maksimalnoj aktivnoj snazi ostvarenoj u obračunskom periodu (€/MW/mjesec);

Obrazloženje za tačke 1 i 2:

Navedenim stavovima propisuje se cijena i način ostvarenja utvrđenog dozvoljenog prihoda operatora prenosnog sistema. Predloženim rješenjem naplata angažovanog

mrežnog kapaciteta proizvođača i operatora skladišta vrši se primjenom utvrđene cijene C_{t+n}^{P+S} na maksimalno raspoloživu aktivnu snagu. Međutim, članom 30 stav 1 tačka 3 propisano je da se utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod operatora ostvaruje se primjenom:

„3) cijena za angazovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike C_{t+n}^{OK} koja se naplaćuje po aktivnoj snazi, (€/MW/mjesec)“;

Na ovaj način korisnici prenosnog sistema tretiraju se na različiti način čime je narušen proklamovani princip Metodologije dat u članu 2 stav 1 tačka 10: „sprečavanja međusobnog subvencionisanja između pojedinih djelatnosti koje obavlja operator i između pojedinih korisnika iii grupa korisnika sistema“;

Dok se ostalim korisnicima (potrošačima, operatoru distributivnog sistema i operatoru zatvorenog distributivnog sistema) korišćenje prenosnog sistema naplaćuje na osnovu mjesečno izmjerene maksimalne snage, dok se za isti regulatorni period ista naknada proizvođačima naplaćuje po MW ukupne maksimalne raspoložive snage elektrana planirane energetske bilansom.

Evidentno da su proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem ovakvim rješenjem diskriminirani, jer navedenu naknadu plaćaju i u periodu neraspoloživosti proizvodnih postrojenja tj. i u uslovima nekorišćenja prenosnog sistema.

Evidentno je da proizvođači (elektrane) u značajnom dijelu godine ne koriste maksimalno raspoloživi prenosni kapacitet, bilo zbog planiranih iii neplaniranih zastoja, loše hidrologije, moguće ekonomske neisplativosti angažovanja određene proizvodne jedinice u određenom periodu, a prema predloženom rješenju poslovanje ovih proizvođača bilo bi opterećeno značajnim troškovima korišćenja prenosnog kapaciteta. U tim periodima pojedine proizvodne jedinice neće ostvarivati prihod a istovremeno će biti opterećene značajnim troškom po osnovu plaćanja angažovanog mrežnog kapaciteta koji u obračunskom mjesecu ne koriste.

Zbog navedenog predlažemo da svi korisnici prenosnog korišćenje prenosnog kapaciteta koji se naplaćuje po aktivnoj snazi plaćaju na osnovu mjesečno izmjerene maksimalne snage u obračunskom periodu. Na ovaj način sprečava se diskriminacija pojedinih korisnika prenosnog sistema (proizvođača u odnosu na ostale korisnike).“

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

26. „Predlog izmjene člana 20 stav 1 Metodologije u dijelu alokacije operativnih troškova operatora prenosnog sistema na proizvođače priključene na prenosni sistem na način što bi se koeficijent $K_{t+n}^{P+Sopex-}$ limitirao ili fiksirao na iznos do 0,3.

Obrazloženje:

Članom 20 Nacrta Metodologije propisano je da se dio troškova iz člana 18 stav 1 ove metodologije za regulatornu godinu, koji pokrivaju proizvođači i operatori skladišta $TAK_{t+n}^{P+Sopex-}$ izračunava na način što se utvrđeni troškovi operatora prenosnog sistema na koje se može uticati i na koje se ne može uticati koji se transponuju u tarife ($TAK_{t+n}^{P+Sopex-}$) množe sa odgovarajućim koeficijentom ($K_{t+n}^{P+Sopex-}$) koji se utvrđuje primjenom formule:

$$K_{t+n}^{P+Sopex-} = \frac{E_{t+n}^{P+S}}{E_{t+n}^{P+S} + E_{t+n}^{OK+S}}$$

gdje je:

- E_{t+n}^{P+S} - planirana proizvodnja električne energije od strane proizvođača i električna energija planirana za predaju u prenosni sistem od strane operatora skladišta, priključenih na prenosni sistem, za regulatornu godinu, (MWh);
- E_{t+n}^{OK+S} - električna energija, planirana energetske bilansom za svaku godinu regulatornog perioda za isporuku iz prenosnog sistema na mjestima isporuke ostalim korisnicima i operatorima skladišta, (MWh).

Primjenom navedene formule u prethodnom regulatornom periodu koeficijent $K_{t+n}^{P+Sopex-}$ je iznosio od 50,40% za 2024. godinu do 57,47% za 2025. godinu. Nove okolnosti nastale značajnim smanjenjem proizvodnje velikih kupaca (KAP i Željezara) uslovalo je značajno povećanje ovog koeficijenta što ima za posledicu da se znatno veći dio troškova operatora prenosnog sistema na koje se može uticati i na koje se ne može uticati alokira na proizvođače. Imajući u vidu činjenicu da je trenutna jedinična cijena za korišćenje prenosnog kapaciteta koju plaćaju proizvođači među najvećim u Evropi (preko 3 €/MWh) smatramo opravdanim da Nacrtom metodologije predloženo rješenje

treba korigovati na način što bi se za koeficijent $K_{t+n}^{P+Sopex-}$ predložio novi način njegovog izračunavanja odnosno limitirana ili fiksiranja na iznos do 0,3."

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Nacrtom metodologije je propisan ravnopravan način raspodjele troškova na proizvođače i potrošače, koji temelji alokaciju na objektivnim i transparentnim kriterijumima utemeljenim na stvarnom korišćenju prenosnog sistema.

Limitiranje ili fiksiranje koeficijenta na iznos od 0,3 ne bi bilo u skladu sa principom korisnik plaća, koji zahtijeva da korisnici sistema snose troškove u skladu sa stepenom korišćenja i opterećenja koje stvaraju.

- 27.** *„Predlog izmjene člana 25 Metodologije na način da se postojeći član koji glasi: „Troškovi opravdanih gubitaka, alociraju se na proizvođače električne energije, operatore skladišta priključene na prenosni sistem i ostale korisnike“ zamijeni novim koji glasi: „Troškovi opravdanih gubitaka, alociraju se na ostale korisnike i operatore skladišta priključene na prenosni sistem“.*
- Ova izmjena bi zahtijevala brisanje člana 26 Metodologije i izmjenu člana 27 na način što bi se istim propisalo da operatori skladištenja plaćaju troškove gubitaka samo na preuzetu energiju po istim cijenama kao što plaćaju ostali korisnici koji preuzimaju električnu energiju iz sistema.*

Obrazloženje:

Aktuelno kao i predloženo rješenje predviđa da se značajan dio troškova gubitaka u prenosnom sistemu alocira na proizvođače električne energije priključene na prenosni sistem i ako za to, po našem viđenju, ne postoje opravdani ekonomski ni tehnički razlozi. Predloženo rješenje u članu 26 predviđa dosta kompleksan način razdvajanja troškova gubitaka na dio koji plaćaju proizvođači i operatori skladišta i drugi dio koji plaćaju ostali korisnici. Pri tome se kao kriterijumi podjele gubitaka uzimaju različiti procenti učešća proizvođača koji se primjenjuju na mrežnu infrastrukturu podijeljenu na: „dalekovode 220 kV i 110 kV, ako su tim dalekovodima elektrane i objekti za skladištenje električne energije povezani na dio prenosnog sistema sa malim potrošačkim konzumom“, „110 kV i 220 kV

dalekovode elektrana i objekata za skladištenje električne energije, ako su tim dalekovodima elektrane i objekti za skladištenje električne energije povezane na dio prenosnog sistema sa većim potrošačkim konzumom (konzum centralnog i južnog dijela elektroenergetskog sistema Crne Gore)", „interkonektivne dalekovode", „transformacije 110/x kV/kV ako imaju integracione dalekovode elektrana i objekata za skladištenje električne energije, a locirane su u dijelu prenosnog sistema sa većim potrosackim konzumom", a u uslovima kada Odluke Agencije kojima se odobrava regulatorni prihod operatora prenosnog sistema nema popisa elemenata prenosnog sistema koji sadrže navedene identifikacije čini ovaj postupak netransparentnim. Ovdje treba imati u vidu da pojedini elementi prenosnog sistema (dalekovodi) cijelom dužinom nijesu locirani samo u sjevernom, središnjem i južnom dijelu Crne Gore već povezuju tačke iz sjevernog i središnjeg konzuma Crne Gore pa se postavlja pitanje njihovog tretmana pri alokaciji troška gubitaka u njima koji padaju na teret proizvođača električne energije priključenih na prenosni sistem. Na ovaj način alocirani iznos gubitaka na proizvođače je odokativan i, po našem mišljenju, ne odražava stvarni doprinos proizvođača u njihovom generisanju.

Nesporna je činjenica da proizvođači injektiranjem energije u čvorišta sistema uglavnom doprinose smanjenju prenosnog puta preuzete energije u sistemu pa samim smanjuju realne gubitke u sistemu, ali sa druge strane na njih se alocira nesrazmjeran iznos troškova gubitaka koji su dužni da pokriju.

Pored toga, predložene odredbe nacrtu Metodologije bile bi posebno nepovoljne za operatore skladišta jer bi po dva osnova plaćali angažovani kapacitet i gubitke, kako na preuzetu tako i predatu energiju, što bi se negativno odrazilo zainteresovanost potencijalnih investitora za njihovu izgradnju.

Zbog svega navedenog, predlažemo da se cjelokupni trošak gubitaka u prenosnom sistemu ubuduće alocira na ostale korisnike sistema kao i operatore skladišta ali samo na preuzetu energiju iz sistema. Ovakav predlog ima realne pretpostavke u činjenici da operator prenosnog sistema poslednjih godina ostvaruje značajne prihode od pregogranične razmjene energije pa ova činjenica isključuje rizik značajnijeg dodatnog opterećenje ostalih korisnika po osnovu plaćanja mrežnih usluga. Pored toga prema uvidom u pregled prenosnih tarifa u Evropi - sinteza 2023 (ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2023) je dostupnog na sajtu evropskog udruženja operatora prenosnog sistema ENTSO:

<https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/#european-transmission-tariffs>
evidentno je da 2023. godine u 20 država Evrope nije postojala „G-komponenta“ tako da se predloženim izmjenama ne bi narušila rasprostranjena praksa u Evropi i regionu. Pored toga prihvatanjem ovakvog rješenja alokacije gubitaka doprinijelo bi značajnom pojednostavljenju metodologije a time i većoj transparentnosti postupka u postupku utvrđivanja cijena mrežnih usluga.“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Članom 7 tačka 38 Zakona o energetici je propisano da je korisnik sistema fizičko ili pravno lice koje isporučuje u sistem ili iz njega preuzima električnu energiju ili gas, dok je članom 54 stav 1 tačka 11 ovog zakona propisano da metodologija naročito sadrži način utvrđivanja cijena i alokaciju regulatorno dozvoljenog prihoda koji se transponuje u cijene na korisnike sistema. S obzirom da su proizvođači korisnici sistema, Nacrtom metodologije propisan je ravnopravan način raspodjele troškova na sve korisnike sistema, koji temelji alokaciju na objektivnim i transparentnim kriterijumima zasnovanim na stvarnom korišćenju prenosnog sistema u skladu sa principom korisnik plaća, koji zahtijeva da korisnici sistema snose troškove u skladu sa stepenom korišćenja i opterećenja koje stvaraju.

Pored navedenog, ističemo da proizvođači električne energije koriste mrežu za izvoz električne energije i prilikom toga stvaraju gubitke u sistemu, pa je stoga Nacrtom metodologije propisan ravnopravan način raspodjele troškova na sve korisnike sistema uključujući i proizvođače.

IV. „Crnogorski elektroprenosni sistem“ AD Podgorica

28. „Član 5 stav 4 — Ciljna vrijednost AIT_cilj

Članom 5 stav 4 Nacrta metodologije definisana je ciljna vrijednost AIT_cilj na sljedeći način: „AIT_cilj — ciljna vrijednost opšteg indikatora kvaliteta, koja je utvrđena u jednakom iznosu za svaku godinu regulatornog perioda, kao prosjek tri najniže ostvarene vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta AIT, počev od 2020. godine, zaključno sa posljednjom godinom za koju postoje konačni podaci, umanjena za 2,5%.

AITos — prosjek ostvarenja opšteg indikatora kvaliteta AIT za posljednje tri godine za koje postoje konačni podaci, koji se izračunava u skladu sa pravilima kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom. ”

Predlažemo da se u članu 5 stav 4 izmijene definicije AITcilj i AITos i da glase:

„ AITcilj — ciljna vrijednost opšteg indikatora kvaliteta, utvrđena u jednakom iznosu za svaku godinu regulatornog perioda, kao prosječni AITos ostvaren u svim kalendarskim godinama od 2020. godine zaključno sa posljednjom godinom za koju postoje konačni podaci, isključujući godinu sa najvišom i godinu sa najnižom ostvarenom vrijednošću.

AITos — prosjek ostvarenja opšteg indikatora kvaliteta AIT za posljednje tri godine za koje postoje konačni podaci, koji se izračunava u skladu sa pravilima kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom, pri čemu se iz obračuna isključuju planirani prekidi u napajanju koji su neposredna posljedica realizacije investicionih projekata koje je odobrila Agencija, kao i prekidi uzrokovani na strani kupaca, dijelova distributivnih sistema i zatvorenih distributivnih sistema priključenih na prenosni sistem.“

Obrazloženje:

Predloženim izmjenama rješavaju se dva međusobno povezana problema: metodološka neadekvatnost načina utvrđivanja ciljne vrijednosti AITcilj i nepreciznost definicije obračunske osnove AITos.

Naime, definicija iz nacрта zasniva se na selektivnom izboru tri najniže istorijske vrijednosti uz dodatno normativno umanjeње od 2,5%, čime se uvodi dvostruki mehanizam zaoštavanja ciljne vrijednosti bez empirijskog utemeljenja. Posljedica je da čak i natprosječan operativni učinak biva tretiran kao nedovoljan, što podsticajni mehanizam transformiše u kazneni i destimuliše stabilno dugoročno upravljanje sistemom.

Predložena metoda korigovanog prosjeka otklanja ovaj problem isključivanjem jedne godine sa najvišom i jedne sa najnižom ostvarenom vrijednošću, eliminišući distorzivni efekat ekstremnih opservacija uzrokovanih vanrednim okolnostima. Preostale opservacije čine statistički robusnu osnovu koja odražava stvarni i ponovljivi nivo performansi sistema. Posebno je važno naglasiti da period posmatranja koji počinje od 2020. godine obuhvata relativno mali broj kalendarskih godina — što upravo naglašava, a ne umanjuje, statističku opravdanost eliminisanja ekstremnih vrijednosti. U kratkim serijama pojedinačna atipična godina ima nesrazmjerno velik uticaj na prosjek, zbog čega je isključivanje ekstrema metodološki neophodnije nego u dužim serijama. Kako se period posmatranja bude produžavao, metoda automatski postaje konzervativnija jer svaka nova opservacija smanjuje relativni uticaj isključenih ekstrema na konačan rezultat.

Suštinski uslov efikasnosti podsticajnog mehanizma jeste dostižnost postavljenog cilja. Regulatorni podsticaj prestaje da djeluje u trenutku kada operator prepozna da čak i

kontinuiran natprosječan operativni učinak neće biti dovoljan za ispunjenje normativno zaoštrene ciljne vrijednosti, pri čemu se podsticaj transformiše u kazneni mehanizam koji destimuliše stabilno upravljanje sistemom umjesto da ga nagrađuje. Predložena metoda obezbjeđuje da ciljna vrijednost ostane ambiciozna ali realno dostižna, što je neophodni preduslov za ispravno funkcionisanje podsticajne regulacije. CEER u Izvještaju o regulatornim okvirima za evropske energetske mreže za 2025. godinu (C25-IRB-75-03.2) naglašava da selektivno izolovani minimumi kao referentna osnova iskrivljuju podsticajni signal, te da regulatori u regionu pri definisanju referentnih vrijednosti kvaliteta koriste kombinovane prosjeke, a ne selektivno odabrane minimalne vrijednosti.

Dodatno, nacrt metodologije definiše AITos upućivanjem na pravila kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom. Primjena tih pravila u punom obimu podrazumijeva uključivanje planiranih prekida koji nastaju kao direktna posljedica realizacije investicionih projekata odobrenih od strane Agencije, kao i prekida uzrokovanih na strani kupaca, dijelova distributivnih sistema i zatvorenih distributivnih sistema priključenih na prenosni sistem. Predloženom izmjenom ove kategorije prekida eksplicitno se isključuju iz obračuna AITos.

Što se tiče planiranih prekida uzrokovanih realizacijom investicionih projekata, njihovo uključivanje u obračun stvorilo bi sistemski negativan podsticaj za investiranje u prenosnu infrastrukturu: operator bi bio finansijski penalizovan kroz mehanizam faktora kvaliteta FK upravo zbog realizacije projekata čiju je investicionu i tehničku opravdanost Agencija prethodno potvrdila u postupku davanja saglasnosti na investicione planove. Agencija koja odobrava investicioni projekat time prihvata i neizbježne privremene operativne posljedice njegove realizacije, koje stoga ne mogu biti osnov za penalizaciju operatora. Ovakav tretman bio bi u direktnoj suprotnosti sa principom stvaranja povoljnih uslova za investiranje u prenosni sistem utvrđenim u članu 2 nacrta metodologije.

Što se tiče prekida uzrokovanih na strani kupaca, distributivnih sistema i zatvorenih distributivnih sistema, ovi prekidi nastaju iz razloga koji su u potpunosti izvan operativne kontrole operatora prenosnog sistema. Operator prenosnog sistema obezbjeđuje kontinuitet napajanja na graničnom mjernom mjestu, dok prekidi koji nastaju iza te granice, odnosno u internoj mreži kupca ili distributivnoj infrastrukturi priključevoj na prenosni sistem, proističu iz stanja i upravljanja mrežom subjekata nad kojima operator prenosnog sistema nema nikakvu operativnu nadležnost. Uključivanje takvih prekida u indikator koji mjeri kvalitet rada prenosnog sistema uvodi egzogene faktore na koje se ne može uticati u mehanizam koji je

namijenjen mjerenju endogenih operativnih performansi, čime se narušava temeljni princip podsticajne regulacije prema kojem operator snosi regulatornu odgovornost isključivo za faktore koji su pod njegovom kontrolom. Navedeno je u skladu sa smjernicama CEER-a (C25-IRB-75-03.2), prema kojima indikatori kvaliteta koji služe kao osnova za podsticajne mehanizme moraju biti konstruisani tako da mjere isključivo performanse regulisanog subjekta, uz jasno isključivanje uticaja trećih strana i regulatorno odobrenih aktivnosti.

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Članom 5 stav 4 Nacrta metodologije propisano je da je **AITcilj** ciljna vrijednost opšteg indikatora kvaliteta, koja je utvrđena u jednakom iznosu za svaku godinu regulatornog perioda, kao prosjek tri najniže ostvarene vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta AIT, koji se računa u skladu sa pravilima kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom, počev od 2020. godine, zaključno sa posljednjom godinom za koju postoje konačni podaci, umanjena za 2,5%, a da je **AITost** prosjek ostvarenja opšteg indikatora kvaliteta AIT za posljednje tri godine za koje postoje konačni podaci, koji se izračunava u skladu sa pravilima kojima se uređuje kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom.

Predloženi način određivanja ciljne vrijednosti, zasnovan na isključivanju godine sa najvišom i godine sa najnižom ostvarenom vrijednošću AIT, doveo bi do ublažavanja regulatornog podsticaja i mogao bi stimulisati stagnaciju ili pogoršanje parametara kvaliteta. Nasuprot tome, rješenje predviđeno Nacrtom metodologije ima za cilj da podstiče kontinuirano unapređenje kvaliteta rada sistema, odnosno da stimuliše poboljšanje parametara kvaliteta, a destimuliše njihovo pogoršanje.

Nadalje, članom 4 stav 2 tačka 10 Nacrta metodologije utvrđeno je da je opšti pokazatelj kvaliteta funkcionisanja prenosnog sistema definisan pravilima kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom. S tim u vezi, prilikom izračunavanja faktora za kvalitet FK iz člana 5 stav 4 Nacrta metodologije neće se uzimati u obzir uticaj trećih lica i više sile.

U skladu sa navedenim, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

29. „Član 7 stav 3 — Inflaciono usklađivanje troškova poslovanja

Članom 7 stav 2 i 3 Nacrta metodologije utvrđeno je:

„(2) Ako je suma ukupnih troškova poslovanja na koje se može uticati u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda, za koje postoje konačni podaci, ostvarena u iznosu manjem od sume utvrđenih, troškovi iz stava 1 ovog člana za prvu godinu regulatornog perioda utvrđuju se primjenom sljedeće formule:

$$TPu_{t+1} = \left\{ \frac{1}{m} * \sum_{i=1}^m TPu_{t-i}^{os} + \left(\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m TPu_{t-i}^{ut} - \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m TPu_{t-i}^{os} \right) \pm Z_s \right\} * (1 + I_{t+1} - X) \pm Z_j$$

gdje je:

TPu_{t+1} - troškovi poslovanja na koje se može uticati utvrđeni za prvu godinu regulatornog perioda, (€);

TPu_{t-i}^{os} - ostvareni troškovi poslovanja na koje se može uticati u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, (€);

TPu_{t-i}^{ut} - utvrđeni troškovi poslovanja na koje se može uticati u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, (€);

I_{t+1} - projektovana inflacija, (%);

X - faktor efikasnosti;

Z_s - trajna promjena troškova poslovanja na koje se može uticati nastala usljed promjena zakona u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama, a sastoji se od zbira parametra Z_s^{tz} , koji se odnosi na troškove zarada, naknada zarada i ostale lične rashode, i parametra Z_s^0 , koji se odnosi na troškove materijala, troškove proizvodnih usluga, nematerijalne troškove osim troškova poreza, doprinosa i reprezentacije i ostale rashode, (€);

Z_j - jednokratna promjena troškova na koje se može uticati nastala usljed više sile, odnosno okolnosti koje operator nije mogao predvidjeti, spriječiti i kontrolisati, u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama, (€);

m - broj godina tekućeg regulatornog perioda.

(3) Ako je suma ukupnih troškova poslovanja na koje se može uticati u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, ostvarena u iznosu većem od sume utvrđenih, troškovi iz stava 1 ovog člana za prvu godinu regulatornog perioda utvrđuju se na osnovu sljedeće formule:

$$TPu_{t+1} = (TPu_t^{ut} \pm Z_s) * (1 + I_{t+1} - X) \pm Z_j$$

gdje je:

TPu_{t+1} - utvrđeni troškovi poslovanja na koje se može uticati za godinu podnošenja zahtjeva za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena, (€);

Z_s - trajna promjena troškova poslovanja na koje se može uticati nastala usljed promjena zakona u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama, a sastoji se od zbira parametra **Z_s^{tz}**, koji se odnosi na troškove zarada, naknada zarada i ostale lične rashode, i parametra **Z_s⁰**, koji se odnosi na troškove materijala, troškove proizvodnih usluga, nematerijalne troškove osim troškova poreza, doprinosa i reprezentacije i ostale rashode, (€);

I_{t+1} - projektovana inflacija (%);

X - faktor efikasnosti;

Z_j - jednokratna promjena troškova na koje se može uticati nastala usljed više sile, odnosno okolnosti koje operator nije mogao predvidjeti, spriječiti i kontrolisati, u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama (€)."

Predlažemo da se u članu 7 izmijene navedeni stavovi i da isti glase:

„(2) Ako je suma ukupnih troškova poslovanja na koje se može uticati u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda, za koje postoje konačni podaci, ostvarena u iznosu manjem od sume utvrđenih, troškovi iz stava 1 ovog člana za prvu godinu regulatornog perioda utvrđuju se primjenom sljedeće formule:

$$TPu_{t+1} = \left\{ \frac{1}{m} * \sum_{i=1}^m TPu_{t-i}^{os} + \left(\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m TPu_{t-i}^{ut} - \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m TPu_{t-i}^{os} \right) \pm Z_s \pm R \right\} * (1 + I_{t+1} + \left(\prod_{i=1}^m (1 + I_{t-i}^{os}) - \prod_{i=1}^m (1 + I_{t-i}^{proj}) \right) - X) \pm Z_j$$

gdje je:

TPu_{t+1} - troškovi poslovanja na koje se može uticati utvrđeni za prvu godinu regulatornog perioda, (€);

TPu_{t-i}^{os} - ostvareni troškovi poslovanja na koje se može uticati u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, (€);

TPu_{t-i}^{ut} - utvrđeni troškovi poslovanja na koje se može uticati u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, (€);

I_{t+1} - projektovana inflacija, (%);

X - faktor efikasnosti;

Z_s - trajna promjena troškova poslovanja na koje se može uticati nastala usljed promjena zakona u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama, a sastoji se od zbira parametra Z_s^{tz} , koji se odnosi na troškove zarada, naknada zarada i ostale lične rashode, i parametra Z_s^0 , koji se odnosi na troškove materijala, troškove proizvodnih usluga, nematerijalne troškove osim troškova poreza, doprinosa i reprezentacije i ostale rashode, (€);

Z_j - jednokratna promjena troškova na koje se može uticati nastala usljed više sile, odnosno okolnosti koje operator nije mogao predvidjeti, spriječiti i kontrolisati, u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama, (€);

R - trajna promjena troškova održavanja, obezbjeđenja i osiguranja nastala usljed rasta regulatorne osnove sredstava, utvrđena u skladu sa stavom 8 ovog člana, (€);

I_{t-i}^{proj} - godišnja inflacija koja je projektovana za za posljednju godinu prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda isključujući godinu podnošenja zahtjeva (%).

I_{t-i}^{os} - godišnja inflacija koja je ostvarena u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci (%), a koju objavljuje MONSTAT."

m - broj godina tekućeg regulatornog perioda.

(3) Ako je suma ukupnih troškova poslovanja na koje se može uticati u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, ostvarena u iznosu većem od sume utvrđenih, troškovi iz stava 1 ovog člana za prvu godinu regulatornog perioda utvrđuju se na osnovu sljedeće formule:

$$TPu_{t+1} = (TPu_t^{ut} \pm Z_s \pm R) * (1 + I_{t+1} + \left(\prod_{i=1}^m (1 + I_{t-i}^{os}) - \prod_{i=1}^m (1 + I_{t-i}^{proj}) \right) - X) \pm Z_j$$

gdje je:

TPu_{t+1} - utvrđeni troškovi poslovanja na koje se može uticati za godinu podnošenja zahtjeva za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena, (€);

Z_s - trajna promjena troškova poslovanja na koje se može uticati nastala usljed promjena zakona u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama, a sastoji se od zbira parametra Z_s^{tz} , koji se odnosi na troškove zarada, naknada zarada i ostale lične rashode, i parametra Z_s^0 , koji se odnosi na troškove materijala, troškove proizvodnih usluga, nematerijalne troškove osim troškova poreza, doprinosa i reprezentacije i ostale rashode, (€);

I_{t+1} - projektovana inflacija (%);

X - faktor efikasnosti;

Z_j - jednokratna promjena troškova na koje se može uticati nastala usljed više sile, odnosno okolnosti koje operator nije mogao predvidjeti, spriječiti i kontrolisati, u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, u odnosu na utvrđene troškove u odnosnim godinama (€).

R - trajna promjena troškova održavanja, obezbjeđenja i osiguranja nastala usljed rasta regulatorne osnove sredstava, utvrđena u skladu sa stavom 8 ovog člana, (€),

I_{t-i}^{proj} - inflacija koja je projektovana za za posljednju godinu prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda isključujući godinu podnošenja zahtjeva (%),

I_{t-i}^{os} - inflacija koja ostvarena u poslednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci (%),

m - broj godina tekućeg regulatornog perioda."

Obrazloženje:

Ograničavanje indeksacije troškova isključivo na projektovanu inflaciju predstavlja prenos makroekonomskog rizika na operatora, iako je riječ o faktoru koji je u potpunosti izvan njegove kontrole. Da bi se razumjela puna dubina ovog problema, neophodno je analizirati formule iz nacрта i njene dugoročne posljedice.

Formula u aktuelnom obliku definiše baznu vrijednost troškova za godinu $t+1$ kao funkciju **utvrđenih** troškova iz godine t , korigovanih za projektovanu inflaciju I_{t+1} i faktor efikasnosti X . Ključna slabost ove konstrukcije leži u tome što kao polaznu osnovu uzima utvrđene, a ne ostvarene troškove. Ovo je neutralno samo u slučaju kada projektovana inflacija odgovara ostvarenoj. Kada taj uslov nije ispunjen, budući da je u periodu 2022–2025. godine ostvarena inflacija je u Crnoj Gori, kao i u čitavoj Evropi, bila višestruko veća od projektovane dolazi do nastanka strukturnog problema koji se može opisati kroz sljedeći mehanizam.

U godini t , operatoru su odobreni troškovi zasnovani na projektovanoj inflaciji I_{proj} . Kako ostvarena inflacija I_{os} premašuje projektovanu, stvarni troškovi operatora su viši od odobrenih. U crnogorskom revenue-cap sistemu, ostvareni troškovi viši od utvrđenih tretiraju se kao prekoračenje, što aktivira mehanizam efikasnosti i penalizuje operatora. U godini $t+1$, nova baza troškova uzima kao polaznu vrijednost **utvrđene** troškove iz prethodnog perioda, a ne ostvarene. Inflacioni jaz time nije privremena anomalija koja se koriguje u narednom period, već on postaje **trajna i strukturno ugrađena osnova** za svaki budući period, jer se na tu umanjenu bazu ponovo primjenjuje projektovana inflacija naredne godine. Nema nijednog mehanizma u nacrtu koji bi taj kumulirani deficit ikad doveo na ekonomski opravdan nivo.

Radi otklanjanja svake dileme o tehničkoj prirodi predložene formule, napominjemo sljedeće: kumulativni faktor $(\prod(1 + I_{os}) - \prod(1 + I_{proj}))$ mjeri ukupnu razliku u rastu cijena između ostvarene i projektovane inflacije za sve godine prethodnog regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci. Ovaj faktor koriguje **bazu** troškova, to jest otklanja kumulirani deficit koji se nakupio u prethodnom periodu. Parametar I_{t+1} u istoj formuli je projekcija inflacije za **narednu godinu** i nema preklapanja s kumulativnim usklađivanjem koja se odnosi na prošlost. Dvije veličine su vremenski i sadržinski odvojene: jedna ispravlja prošli deficit, dok druga projektuje budući rast. Nema dvostrukog računanja.

Posljedica odsustva ovakvog mehanizma je dvostruka penalizacija operatora. Jednom u tekućem periodu, jer mu se ne nadoknađuje razlika između ostvarene i projektovane inflacije, i jednom u narednom periodu, jer ta nenadoknađena razlika trajno snižava startnu osnovu za utvrđivanje novih troškova. Svaka naredna godina gradi na pogrešnoj osnovi prethodne. Dakle, ne radi se o jednokratnom gubitku, već o mehanizmu koji generiše kumulativni i samoojačavajući under-recovery tokom čitavog regulatornog perioda i prenosi ga u sljedeći.

Sa druge strane, ukazujemo da predlog svjesno obuhvata usklađivanje u **oba stava**, jer je inflacioni jaz simetričan problem koji može nastati i u stavu 2. Kada su ostvareni troškovi niži od utvrđenih, a projektovana inflacija bila viša od ostvarene, formula stava 2 djelimično nagrađuje operatora za "efikasnost" koja je zapravo inflacionog, a ne operativnog porijekla. Potpuno konzistentna i principijelno usklađivanje zahtijeva neutralizaciju inflacionog jaza u oba smjera i u oba stava, čime se dokazuje da prijedlog nije jednostrana zaštita operatora već sistemska ispravka metodološke greške.

Ovaj strukturni problem precizno je identifikovan i u evropskoj regulatornoj literaturi. CEER u Izvještaju o podsticajima u regulatornim okvirima sa fokusom na OPEX/CAPEX neutralnost (C24-DS-91-06, maj 2025) konstatuje da je jedna od centralnih slabosti hibridnih regulatornih modela upravo ta da porast operativnih troškova koji nastaje zbog egzogenih faktora tokom regulatornog perioda, zbog vremenskog kašnjenja u regulatornom mehanizmu, ne biva prenijet u priznat prihod sve do narednog regulatornog preispitivanja, te da, posljedično, operativni rizik nije u potpunosti pokriven regulatornim okvirom na način na koji je to slučaj sa kapitalnim troškovima. U crnogorskom modelu taj problem je

dublje ukorijenjen nego u generičkom opisu, jer se usklađivanje ne vrši ni u narednom periodu, pri čemu inflacioni jaz ostaje trajno nepokriven.

Ovo je u direktnoj suprotnosti s osnovnim principom revenue-cap regulacije, koji podrazumijeva da operator snosi rizike koji su pod njegovom kontrolom, dok rizici koji su van njegove kontrole kao što je makroekonomska inflacija, treba da budu neutralisani kroz odgovarajuće regulatorne mehanizme. Inflacija nije rezultat poslovnih odluka operatora i ne može biti predmet podsticajnog mehanizma koji je namijenjen upravljanju efikasnošću.

Rješenje koje predlažemo nije bez presedana u evropskoj regulatornoj praksi. CEER u Izvještaju o regulatornim okvirima za evropske energetske mreže za 2025. godinu (C25-IRB-75-03.2) dokumentuje da je austrijski regulator E-Control, suočen sa izraženom inflatornom volatilnošću u periodu 2022–2025, uveo mehanizam retroaktivnog usklađivanja indeksa cijena mreže (NPI) kao direktan regulatorni odgovor na kumuliranje jaza između projektovane i ostvarene inflacije. Cilj tog mehanizma je isti kao i cilj predloženog usklađivanja: obezbijediti da polazna osnova troškova za novi period odražava realno ekonomsko okruženje, a ne akumulirani deficit projektovanih vrijednosti. Predložena formula obezbjeđuje upravo to, odnosno eliminiše trajni karakter nenadoknađenih inflacionih gubitaka i uspostavlja pravilnu raspodjelu rizika između regulatora i operatora, u skladu sa temeljnim principima na kojima počiva revenue-cap model.”

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Isti princip primjene projektovane inflacije zadržan je radi obezbjeđenja konzistentnosti pristupa u primjeni inflacije kroz cjelokupan regulatorni okvir.

Predloženo usklađivanje razlike između ostvarene i projektovane inflacije odstupa od osnovnih principa regulacije, jer bi usklađivanje inflacije uticalo na podsticajni karakter revenue-cap modela. Uvođenjem takvog mehanizma operator bi bio u potpunosti zaštićen od makroekonomskog rizika i ne bi imao dovoljan podsticaj da optimizuje troškove u uslovima promjenljivog ekonomskog okruženja.

Za predloženi faktor R, odgovor je dat u sljedećoj primjedbi.

30. „Član 7 novi st. 8 i 9 — Usklađivanje troškova prema rastu regulatorne osnove sredstava

Članom 7 stav 1 Nacrta metodologije utvrđeni su troškovi na koje se može uticati.

Predlažemo da se u članu 7 dodaju novi stavovi 8 i 9 koji glase:

„(8) Trajna promjena troškova održavanja, obezbjeđenja i osiguranja usljed promjene regulatorne osnove sredstava utvrđuje se primjenom sljedeće formule:

$$R = \gamma * (OSnet_{t-1}^{os} - OSnet_{t-1}^{ut})$$

gdje je:

R — trajna promjena troškova održavanja, obezbjeđenja i osiguranja, (€);

γ — koeficijent indeksacije;

OSnet_{t-1}^{os} — neto vrijednost osnovnih sredstava na kraju godine t-1, utvrđena od strane Agencije, koja uključuje neto vrijednost osnovnih sredstava stavljenih u upotrebu do kraja godine t-1 koja su odobrena od strane Agencije u postupku davanja saglasnosti na investicione planove, (€);

OSnet_{t-1}^{ut} — neto vrijednost osnovnih sredstava na kraju godine t-1, utvrđena od strane Agencije, koja ne uključuje neto vrijednost osnovnih sredstava stavljenih u upotrebu do kraja godine t-1 koja su odobrena od strane Agencije u postupku davanja saglasnosti na investicione planove, (€).

(9) Koeficijent **γ** utvrđuje se prema sljedećoj formuli:

$$\gamma = \frac{To_{t+1}}{OSnet_{t-1}^{os}}$$

gdje je:

To_{t+1} — ostvareni troškovi održavanja, obezbjeđenja i osiguranja u godini t-1, utvrđeni na osnovu analitičkih kartica troškova poslovanja koje operator dostavlja Agenciji u skladu sa članom 31 stav 3 tačka 4 ove metodologije (€).“

Obrazloženje:

Troškovi održavanja, obezbjeđenja i osiguranja po svojoj prirodi nisu autonomni, odnosno oni su funkcionalno i ekonomski zavisni od obima i vrijednosti imovine kojom se upravlja. Veća imovinska osnova nužno podrazumijeva više troškove redovnog i preventivnog održavanja, više troškove obezbjeđenja lokacija i objekata, te više troškove osiguranja imovine. Ta veza nije diskreciona niti predmet poslovnog izbora operatora, već je strukturna i objektivna.

Nacrt metodologije ne prepoznaje ovu strukturnu vezu. Troškovi održavanja, obezbjeđenja i osiguranja tretiraju se kao dio kontrolisanih troškova koji se koriguju isključivo inflacijom i faktorom efikasnosti, bez ikakve veze sa promjenom imovinske osnove na kojoj počivaju. Ova

metodološka praznina ima konkretnu finansijsku posljedicu koja se može precizno lokalizovati u terminologiji samog nacrt: razlika između $OSnet_{t-1}^{os}$ i $OSnet_{t-1}^{ut}$ predstavlja neto vrijednost sredstava koja su u toku regulatornog perioda odobrena i stavljena u upotrebu u postupku davanja saglasnosti na investicione planove, a čija vrijednost nije bila uključena u polaznu osnovu utvrđenih troškova. Ta nova sredstva generišu realne i neizbježne troškove održavanja, obezbjeđenja i osiguranja, međutim ti troškovi nisu predviđeni utvrđenim troškovima jer u momentu njihovog utvrđivanja ta sredstva još nisu bila u funkciji.

Nacrt metodologije tako stvara internu nekonzistentnost: nova sredstva se s jedne strane regulatorno uključuju u imovinsku osnovu i generišu povrat kroz kapitalnu komponentu dozvoljenog prihoda, dok se s druge strane ignorišu se operativni troškovi koji su direktna i neizbježna posljedica upravo tog regulatorno priznatog rasta imovine. Princip troškovne uzročnosti, koji je jedan od stubova regulatorne ekonomije, nalaže da između priznatog obima imovine i priznatih operativnih troškova postoji konzistentnost.

Preciznost predložene formule počiva na terminologiji i veličinama koje nacrt metodologije već koristi i definiše. Obije komponente $OSnet_{t-1}^{os}$ i $OSnet_{t-1}^{ut}$ utvrđuje Agencija u okviru svojih redovnih postupaka. Ostvareni troškovi održavanja, obezbjeđenja i osiguranja koji ulaze u obračun γ dostupni su Agenciji iz analitičkih kartica troškova poslovanja koje operator dostavlja u skladu sa članom 31 stav 3 tačka 4 nacrt — ne uvodi se nikakav novi izvor podataka niti novo ovlašćenje za prikupljanje informacija. Koeficijent γ mehanički je izveden iz tih podataka, bez prostora za diskrecionu procjenu.

Mehanizam je simetričan i zaštićen od zloupotrebe: kada nema razlike između $OSnet_{t-1}^{os}$ i $OSnet_{t-1}^{ut}$, odnosno kada u toku perioda nisu stavljena u upotrebu nova odobrena sredstva R je nula i formula nema efekta. U slučaju kad je $OSnet_{t-1}^{os}$ niži od $OSnet_{t-1}^{ut}$, R je negativan, što odgovara smanjenju priznatih troškova. Usklađivanje se aktivira isključivo u mjeri u kojoj su nova odobrena sredstva generisala stvarnu razliku u imovinskoj osnovi.

CEER u Izvještaju o podsticajima u regulatornim okvirima sa fokusom na OPEX/CAPEX neutralnost (C24-DS-91-06, maj 2025) upravo upozorava na ovu vrstu neravnoteže u hibridnim regulatornim modelima: rast kapitalnih ulaganja generiše automatski veći dozvoljeni povrat na kapital, ali ne generiše automatsko prilagođavanje operativnih troškova koji iz tog kapitala proističu. Ova asimetrija stvara distorziju koja se direktno manifestuje kao under-recovery operativnih troškova u periodima intenzivnih investicija. CEER dokumentuje da su italijanski regulator ARERA i britanski regulator Ofgem razvili mehanizme fiksnih OPEX/CAPEX udjela

upravo kako bi osigurali automatsko usklađivanje priznatih operativnih troškova sa rastom imovinske osnove. Predložena formula implementira isti princip, prilagođen terminologiji i strukturi crnogorskog regulatornog modela.“

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

31. „Član 7 stav 4 tačka 1 — Benchmark troškova zarada

Članom 7 stav 4 tačka 1 Nacrta metodologije utvrđen je parametar PZ^u kao prosječni godišnji trošak zarada po zaposlenom utvrđen za posljednju godinu prethodnog regulatornog perioda i sve godine tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci.

Predlažemo da se u članu 7 stav 4 tačka 1 izmijeni definicija parametra PZ^u i da glasi:

„ PZ^u — prosječna godišnja bruto plata u energetsom sektoru prema podacima MONSTAT-a na kraju godine koja prethodi godini podnošenja zahtjeva, (€).“

Obrazloženje:

Parametar PZ^u definiše cijenu rada koja se koristi za izračun parametra $Z_{\{s,tz\}}$, kojim se mjeri trajna promjena troškova zarada nastala usljed zakonski uslovljenih promjena angažmana. Da bi ta izmjena bila ispravno vrednovana, cijena rada mora odražavati tržišnu vrijednost rada u trenutku kada promjena nastaje, a ne istorijski utvrđen prosječni trošak zarada iz prethodnih perioda.

Oslanjanje na istorijski utvrđen prosječni trošak zarada operatora uvodi kružnu logiku: ako su troškovi zarada odnosno zarade u prethodnim godinama bile niže u odnosu na tržište jer tržišni rast nije bio pokriven, nova utvrđena vrijednost ih konzervira na tom nedovoljnom nivou. Tržišni pritisak rasta zarada time strukturno ostaje nepokriven. Operator prenosnog sistema nema realan manevarski prostor da sistemski snižava zarade ispod tržišnog nivoa, a da pritom zadrži neophodan kadar visoko specijalizovanih tehničkih stručnjaka koje zahtijeva siguran rad elektroenergetskog sistema, to nije pitanje efikasnosti već neophodnosti.

Definisanje PZ^u kao prosječne godišnje bruto plate u energetsom sektoru prema podacima MONSTAT-a rješava ovaj problem na metodološki korektan način iz tri razloga.

Prvo, energetska sektor je referentni okvir koji je direktno u skladu sa djelatnošću operatora prenosnog sistema i u pogledu zahtijevanih kompetencija i u pogledu tržišnih uslova rada. Korišćenje prosjeka za čitavu privredu potcjenjivalo bi specifičan tržišni pritisak u energetska sektoru i postavljalo benchmark ispod onog koji je neophodan za privlačenje i zadržavanje specijalizovanog kadra.

Drugo, oslanjanje na zvanične statističke podatke MONSTAT-a obezbjeđuje objektivnost, ponovljivost i transparentnost, time se eliminiše diskreciona procjena i obezbjeđuje provjerljiva osnova koja nije predmet spora.

Treće, i ključno za razumijevanje podsticajnog efekta: predloženi pristup ne pokriva zarade iznad sektorskog prosjeka. Ako operator ima zarade iznad tog nivoa, razlika ostaje kao trošak koji nije pokriven regulatorno dozvoljenim prihodom, čime se podsticaj za efikasnost u upravljanju troškovima zarada u potpunosti zadržava. Regulator ne gubi instrument kontrole, odnosno dobija instrument koji preciznije razgraničava egzogeno (kretanje tržišnih zarada) od endogenog (efikasnost upravljanja brojem zaposlenih i nivoom zarada).

Ovaj pristup korespondira sa evropskom regulatornom praksom dokumentovanom u CEER Izvještaju za 2025. godinu (C25-IRB-75-03.2): austrijski regulatorni model primjenjuje indeks cijena mreže (NPI) koji eksplicitno uključuje komponentu kretanja zarada u energetska sektoru kao egzogeni, nekontrolabilni faktor pri utvrđivanju priznatih troškova između regulatornih perioda, dok se sektorska produktivnost adresira kroz poseban faktor efikasnosti, što je metodološki identično logici predložene izmjene."

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Budući da podaci MONSTAT-a o bruto zaradama u energetska sektoru nijesu korišćeni pri utvrđivanju troškova zarada (komponenta Z_s^{tz} u okviru parametra Z_s), ti podaci se ne mogu koristiti ni za obračun parametra koji treba da odražava promjene priznatih troškova poslovanja.

32., Član 7 (vraćanje ukinutog stava) — Parametar α za podjelu volumetrijskog rizika

Članom 7 Nacrta metodologije ukinut je parametar α iz važeće metodologije.

Predlažemo da se u članu 7 vrati ukinuti stav koji glasi:

„(10) Troškovi iz stava 1 ovog člana koji se transponuju u cijene izračunavaju na sljedeći način:

$$TPu_{t+n}^{TUT} = TPu_{t+n} * (1 - \alpha)$$

gdje je:

$$\alpha = \frac{1}{2} * \frac{MK_{os}^{P12} - MK_{os}^{P2}}{MK_{os}^{P12}}$$

TPu_{t+n}^{TUT} — troškovi poslovanja na koje se može uticati koji se transponuju u cijene, (€),

TPu_{t+n} — utvrđeni troškovi poslovanja na koje se može uticati, (€),

α — parametar za ravnomjernu podjelu rizika promjene energetske veličine između operatora i korisnika sistema,

MK_{os}^{P2} — zbir prosjeka ostvarenih snaga ostalih korisnika iz člana 1 stav 2 tačka 2 ove metodologije računat na osnovu prosječnih maksimalnih snaga na godišnjem nivou ostvarenih u svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci i prosjeka maksimalno ostvarenih mjesečnih snaga proizvođača priključenih na prenosni sistem električne energije na godišnjem nivou, u svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci, (MW),

MK_{os}^{P12} — zbir prosjeka ostvarenih snaga ostalih korisnika iz člana 1 stav 2 tačka 2 ove metodologije računat na osnovu prosječnih maksimalnih snaga na godišnjem nivou ostvarenih u dvanaestogodišnjem periodu koji prethodi prvoj godini tekućeg regulatornog perioda, isključujući godine sa najvećom i najmanjom ostvarenom maksimalnom snagom, i prosjeka maksimalno ostvarenih mjesečnih snaga proizvođača priključenih na prenosni sistem električne energije, na godišnjem nivou u dvanaestogodišnjem periodu koji prethodi prvoj godini tekućeg regulatornog perioda, isključujući godine sa najvećom i najmanjom ostvarenom maksimalnom snagom, (MW).“

Pored navedenog predlažemo prelaznu odredbu: „Parametar α iz člana 7 stav 10 ove metodologije primjenjivaće se od 1. januara 2030. godine.“

Obrazloženje:

Nacrt metodologije uvodi čisti revenue-cap model u kome je regulatorno dozvoljeni prihod fiksni i u potpunosti nezavisan od stvarnog obima prenesene energije. U takvom modelu operator je zaštićen u oba smjera: bez obzira na to da li je ostvareni obim prenesene energije viši ili niži od planiranog, operator ostvaruje isti dozvoljeni prihod kroz korekciju tarife u narednom periodu. Razumijemo da je ovo svjesna i legitimna regulatorna odluka.

Međutim, uklanjanjem parametra α gubi se podsticajni mehanizam koji nije bio instrument zaštite od finansijskog rizika, već instrument za optimalno angažovanje prenosnog sistema.

U važećem regulatornom okviru, koji kombinuje revenue-cap i price-cap elemente, parametar α uspostavlja vezu između dijela prihoda koji se operatoru dozvoljava da transponuje u cijene i stvarnog angažovanja sistema mjenog kroz ostvarene maksimalne snage korisnika. Kada je angažovanje sistema ispod istorijskog prosjeka, što reflektuje nedovoljno korišćenje prenosnih kapaciteta, dio troškova koji se transponuje u cijene smanjuje se razmjerno toj razlici. Kada je angažovanje sistema iznad istorijskog prosjeka, operator zadržava pravo na transponovanje većeg dijela troškova. Na taj način α nije zaštita od volumetrijskog rizika već finansijski motiv da prenosni sistem bude što više angažovan i kapaciteti što bolje iskorišćeni, što je u direktnom interesu korisnika i sistema u cjelini.

Bitno je napomenuti da operator ne kontroliše ukupni volumen prenesene energije, ali kontroliše raspoloživost i pouzdanost kapaciteta koji su preduslov za njihovo korišćenje. Parametar α mjeri angažovanje sistema kroz maksimalne snage, a ne samo volumen, dakle nagrađuje ono što operator može poboljšati, a ne ono što je egzogeno određeno ukupnom potražnjom.

Uklanjanjem parametra α u čistom revenue-cap modelu, taj podsticaj u potpunosti nestaje. Operator ostvaruje isti dozvoljeni prihod bez obzira na stepen angažovanja sistema. U uslovima energetske tranzicije, kada se na prenosnu mrežu priključuju novi proizvođači iz obnovljivih izvora sa varijabilnom proizvodnjom i kada raste potreba za fleksibilnim korišćenjem prenosnih kapaciteta, izostanak podsticaja za optimalno angažovanje sistema nije neutralan, on može imati konkretne posljedice po efikasnost korišćenja mreže i po interes korisnika.

Vraćanjem parametra α uspostavlja se mehanizam koji nagrađuje operatora za veće i bolje angažovanje sistema, ravnomjerno dijeli rizik promjene angažovanja između operatora i korisnika u omjeru 50:50, i ne narušava temeljnu logiku revenue-cap modela jer faktor efikasnosti X i dalje u punoj mjeri obavlja svoju podsticajnu funkciju.

Napominjemo da nacrt u članu 37 predviđa odloženu primjenu faktora kvaliteta FK od 1. januara 2030. godine, prepoznajući time potrebu za postepenim uvođenjem podsticajnih mehanizama u novom regulatornom okviru. Isti princip treba primijeniti i na parametar α : vraćanje α od 2030. zajedno sa FK uspostavlja koherentno i međusobno konzistentno podsticajno okruženje od istog datuma, u skladu sa pristupom koji je sam nacrt metodologije odabrao za uvođenje faktora kvaliteta.“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Parametar α uveden je u prethodnim regulatornim okvirima u kontekstu kada su postojale značajne fluktuacije snaga u sistemu koje su direktno uticale na visinu prihoda koji operator može da ostvari kroz cijene. U takvom hibridnom modelu, α je imao opravdanu funkciju jer je štitio operatora od naglih promjena snaga u sistemu. Međutim, podaci za prethodne godine pokazuju da su ostvarene maksimalne snage u prenosnom sistemu stabilne, te stoga nema opasnosti za ostvarivanje prihoda za operatora sistema.

33. „Član 8 stav 6 — Cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka**Članom 8 stav 6 Nacrta metodologije propisano je sljedeće:**

„Cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka za svaku godinu regulatornog perioda Ce^{ut} izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$Ce^{ut} = C^{pros} \frac{(C_{t-2}^p / C_{t-3}^p) + ((C_{t-1}^p / C_{t-2}^p))}{2}$$

gdje je:

C^{pros} - prosječna ponderisana cijena električne energije ostvarena na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu u godini $t-1$, $t-2$ i $t-3$;

C_{t-n}^p - godišnja prosječna ponderisana cijena električne energije ostvarena na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu

n - 1, 2, ...k”

Predlažemo da se u članu 8 izmijeni navedeni stav i da isti glasi:

“Cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka za svaku godinu regulatornog perioda Ce^{ut} izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$C^{e^{ut}} = ((C^{pros} + \sum_{n=1}^k \frac{1}{3 * k} * (2 * C_{t+n}^b + C_{t+n}^p)))/2$$

gdje je:

- C^{pros} - prosječna ponderisana cijena električne energije ostvarena na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu u godini $t-1$, $t-2$ i $t-3$;
- C_{t+n}^b - Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- C_{t+n}^p - Prosječna dnevna cijena fjučersa peak energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- n - 1, 2, ... k
- k - broj godina regulatornog perioda."

Obrazloženje:

Predložena cijena C^{pros} , koja predstavlja prosječnu ponderisanu cijenu električne energije na aukcijama za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu na crnogorskom berzanskom tržištu, predstavlja istorijski signal cijena, te smatramo da je suvišno dodatno praćenje istojskog trenda predloženo sa $(C_{t-2}^p/C_{t-3}^p) + ((C_{t-1}^p/C_{t-2}^p)$. Uvođenjem fjučersa u formulu za električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka u obračun $C^{e^{ut}}$ uvažili bi se tržišni signali za budući period, odnosno za period koji odgovara trajanju regulatornog perioda 2026-2029. godina."

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Formula sadržana u Nacrtu metodologije u najboljoj mjeri uvažava tržišne signale, uzimajući u obzir istorijske podatke o ostvarenim cijenama električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka, upravo na tržištu na kojem se ta energija i nabavlja. Sa druge strane, uključivanjem uticaja fjučersa sa berzi na kojima se ne nabavlja električna energija za pokrivanje gubitaka, predstavljalo bi distorziju rezultata. Agencija će razmotriti uvođenje fjučersa u formulu kada budu dostupni za trgovinu na crnogorskoj berzi.

34., Član 9 stav 4 — Trošak poreza na dobit

Članom 9 stav 4 Nacrta metodologije propisuje se način obračuna troška poreza na dobit. Predlažemo da se u članu 9 stav 4 zadrži koncept iz važeće metodologije, odnosno da se trošak poreza na dobit obračunava kao:

$$TP_{t+n}^D = PS_{t+1} * SP_D$$

gdje je:

TP_{t+n}^D — trošak poreza na dobit, (€);

PS_{t+1} — utvrđeni povrat na sredstva za regulatornu godinu, (€);

SP_D — stopa poreza na dobit utvrđena zakonom kojim se uređuje porez na dobit pravnih lica, (%).

Obrazloženje:

Nacrt metodologije u članu 9 stav 4 propisuje da se trošak poreza na dobit obračunava po formuli:

$$TP_{t+n}^D = ROS_{t+n} * VK_{udio} * SP_{vk} * SP_D$$

gdje je VK_{udio} predložen na nivou od 40%.

Ova formula uvodi suštinsku promjenu u odnosu na važeću metodologiju čije su posljedice dvostruko restriktivne i međusobno pojačavajuće.

Važeća metodologija propisuje da je poreska osnovica u regulatornom smislu jednaka ukupnom regulatorno priznatom povratu na sredstva, što je logično, jer upravo taj povrat čini ekonomsku osnovu na kojoj nastaje obaveza poreza na dobit. Nacrt metodologije tu logiku napušta i uvodi suženiju poresku osnovicu koja odgovara samo dijelu priznatog povrata, odnosno onom koji se pripisuje vlasničkom kapitalu. Kako je VK_{udio} predložen na 40%, poreski trošak se de facto priznaje samo na 40% ukupnog povrata na sredstva, a ne na puni iznos tog povrata.

Ovo rješenje ima internu metodološku inkonzistentnost koja je ključna za razumijevanje problema: nacrt metodologije s jedne strane i dalje u potpunosti priznaje puni povrat na sredstva kao element regulatorno dozvoljenog prihoda, što je ispravno, ali istovremeno ne priznaje poreski trošak koji se na taj isti puni povrat logično i nužno nadovezuje. Operator koji ostvaruje puni regulatorno dozvoljeni povrat dužan je platiti porez na dobit na cjelokupan taj prihod, a ne samo na 40%. Too je obaveza koja nastaje po sili zakona i nije pod kontrolom operatora. Uskraćivanjem priznavanja punog poreskog troška, regulator efektivno smanjuje neto dozvoljeni prihod operatora ispod nivoa koji je deklarativno postavljen kao cilj regulatornog okvira.

Smatramo da se radi o neopravdanom i metodološki restriktivnom sužavanju regulatorno priznatog troška poreza na dobit, koje direktno i automatski utiče na smanjenje regulatorno dozvoljenog prihoda. Regulatorni model mora biti interno konzistentan: priznat povrat i priznat poreski trošak na taj povrat moraju biti usklađeni. Svako rješenje koje te dvije veličine disocira narušava integritet modela i prenosi na operatora teret koji nije predviđen regulatornim dizajnom."

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Metodološkim rješenjem sadržanim u Nacrtu metodologije obezbjeđuje se precizni obračun poreza na dobit, budući da se porez na dobit obračunava na osnovu poslovnog rezultata nakon uključivanja finansijskog rezultata, odnosno nakon priznavanja troškova zaduživanja. U predloženoj formuli se pretpostavlja da se porez obračunava na ukupni povrat na kapital (uključujući i dug), međutim, za potrebe obračuna poreza na dobit, neophodno je isključiti komponentu povrata na pozajmljeni kapital, s obzirom da se kamate priznaju kao rashod i ne predstavljaju osnovicu za oporezivanje.

35. „Novi član 10 — Način utvrđivanja troškova obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta primarne, sekundarne i tercijarne regulacije koji se transponuju u regulatorno dozvoljeni prihod

Predlažemo da se nakon člana 9 Nacrta Metodologije doda novi član 10 i da isti glasi:

„Način utvrđivanja troškova obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta primarne, sekundarne i tercijarne regulacije koji se transponuju u regulatorno dozvoljeni prihod

Član 10

Troškova obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta primarne, sekundarne i tercijarne regulacije za svaku godinu regulatnornog perioda, koji se transponuju u tarife, izračunavaju se primjenom sljedeće formule:

$$T_{t+n}^{FCR} = T_{t+n}^{FCR} + T_{t+n}^{aFRR+} + T_{t+1}^{aFRR-} + T_{t+n}^{mFRR+} + T_{t+n}^{mFRR-}$$

- planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za primarnu regulaciju u godini $t+n$, utvrđen u skladu sa članom 10, a izražava se u €;

- T_{t+n}^{aFRR+} - planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na više u godini $t+n$, utvrđen u skladu sa članom 10, a izražava se u €;
- T_{t+n}^{aFRR-} - planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na niže u godini $t+n$, utvrđen u skladu sa članom 10, a izražava se u €;
- T_{t+n}^{mFRR+} - planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za tercijarnu regulaciju na više u godini $t+n$, utvrđen u skladu sa članom 10, a izražava se u €;
- T_{t+n}^{mFRR-} - planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za tercijarnu regulaciju na niže u godini $t+n$, utvrđen u skladu sa članom 10, a izražava se u €;

Obrazloženje:

Ovim članom se predlaže utvrđivanje planiranih troškova obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta primarne, sekundarne i tercijarne regulacije uzimajući u obzir planirane prihode od penalizacije po osnovu neraspoloživosti i neadekvatnosti pružene regulacije.“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Predložene izmjene Nacrta metodologije su predmet uređenja Metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", br. 71/22 i 37/23).

S tim u vezi, članom 7 tačka 69 Zakona o energetici je propisano da su pomoćne usluge usluge potrebne za rad prenosnog ili distributivnog sistema električne energije, uključujući pomoćne usluge balansiranja i nefrekvencijske pomoćne usluge, izuzev upravljanja zagušenjima.

Član 87 stav 1 tačka 35 Zakona o energetici propisuje obavezu operatora prenosnog sistema da utvrdi i dostavi Agenciji na odobrenje pravila kojima se uređuje pružanje nefrekvencijskih pomoćnih usluga u prenosnom sistemu, čiji je sadržaj propisan članom 88 stav 2 ovog zakona. Nadalje, članom 255 Zakona o energetici je propisana obaveza operatora prenosnog sistema da uskladi opšta akta sa odredbama ovog zakona u roku od 12 mjeseci od dana stupanja na snagu zakona, dok je članom 244 st. 1 i 2 zakona propisano da će se podzakonski akti za sprovođenje zakona donijeti u roku od 12 mjeseci od dana stupanja na snagu zakona, kao i da

će do donošenja podzakonskih akata primjenjivati podzakonski akti koji su važili do stupanja na snagu zakona, ako nijesu u suprotnosti sa zakonom.

Takođe, ističemo da je članom 308 stav 4 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa propisano da će se do donošenja propisa iz člana 228 st. 1 i 2 ovog zakona primjenjivati Metodologija za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", br. 71/22 i 37/23) i Odluka o utvrđivanju cijena za pomoćne usluge i usluge balansiranja za period 01.01.2023. - 31.12.2025. godine ("Službeni list CG", broj 131/22).

S obzirom da predmetna akta operatora prenosnog sistema nijesu donijeta, Metodologija za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", br. 71/22 i 37/23) je i dalje na snazi.

36.,,Novi član 11 — Način utvrđivanja troškova obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta primarne, sekundarne i tercijarne regulacije

Predlažemo da se nakon člana 9 Nacrta Metodologije doda i novi član 11 i da isti glasi:

Način utvrđivanja troškova obezbjeđenja raspoloživosti kapaciteta primarne, sekundarne i tercijarne regulacije

Član 11

(1) Planirani godišnji trošak za nabavku usluge raspoloživosti kapaciteta primarne regulacije za svaku godinu regulatornog perioda, izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$T_{t+n}^{FCR} = k_p * R_{t+n}^p * C_{t+n}^{band HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

T_{t+1}^{FCR} - *planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za primarnu regulaciju u godini t+n, a izražava se u €;*

k_p - *Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve primarne regulacije (FCR), koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija*

- R_{t+n}^{FCR} - *Potrebni kapacitet primarne regulacije za svaki obračunski interval za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroprenosnog sistema, ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW*
- $C_{t+n}^{band HU}$ - *Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu t+n za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t*
- h_{t+n} - *Broj sati u godini t + n*
- n - *1, 2, ...k*
- k - *broj godina regulatornog perioda.*

(2) Planirani godišnji trošak za nabavku usluge raspoloživosti kapaciteta sekundarne regulacije na više za svaku godinu regulatornog perioda, izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$T_{t+n}^{aFRR+} = k_{aFRR+} * R_{t+n}^{aFRR+} * C_{t+n}^{band HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- T_{t+n}^{aFRR+} - *planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na više u godini t+n, a izražava se u €;*
- k_{aFRR+} - *Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve sekundarne regulacije na više (aFRR+) koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija*
- R_{t+n}^{aFRR+} - *Potrebni kapacitet sekundarne regulacije na više na satnom nivou za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroprenosnog sistema, ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW*

- $C_{t+n}^{band\ HU}$ - Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- n - 1, 2, ... k
- k - broj godina regulatornog perioda.

(3) Planirani godišnji trošak za nabavku usluge raspoloživosti kapaciteta sekundarne regulacije na niže za svaku godinu regulatornog perioda, izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$T_{t+1}^{aFRR-} = k_{aFRR-} * R_{t+n}^{aFRR-} * C_{t+n}^{band\ HU} * h_{t+n}$$

- gdje je:
- T_{t+1}^{aFRR-} - planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na niže (aFRR-) u godini $t+n$, a izražava se u €/god;
- k_{aFRR-} - Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve sekundarne regulacije na niže (aFRR-), koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija
- R_{t+n}^{aFRR-} - Potrebni kapacitet sekundarne regulacije na niže na satnom nivou za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavlja smjernice za rad elektroprenosnog sistema, ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW

- $C_{t+n}^{band\ HU}$ - Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- n - 1, 2, ... k
- k - broj godina regulatornog perioda.

(4) Planirani godišnji trošak za nabavku usluge raspoloživosti kapaciteta tercijarne regulacije na više (mFRR+), za svaku godinu regulatornog perioda, izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$T_{t+n}^{mFRR+} = k_{mFRR+} * R_{t+n}^{mFRR+} * C_{t+n}^{band\ HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- T_{t+n}^{mFRR+} - planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za tercijarne regulaciju na više u godini $t+n$, a izražava se u €;
- k_{mFRR+} - Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve tercijarne regulacije na više ($mFRR+$), koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija
- R_{t+n}^{aFRR+} - Potrebni kapacitet tercijarne regulacije na više, na satnom nivou za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroprenosnog sistema, ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW
- $C_{t+n}^{band HU}$ - Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- n - 1, 2, ... k
- k - broj godina regulatornog perioda.

(5) Planirani godišnji trošak za nabavku usluge raspoloživosti kapaciteta tercijarne regulacije na niže za svaku godinu regulatornog perioda, izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$T_{t+n}^{mFRR-} = k_{mFRR-} * R_{t+n}^{mFRR-} * C_{t+n}^{band HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- T_{t+1}^{mFRR-} - planirani godišnji trošak raspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na niže ($aFRR-$) u godini $t+n$, a izražava se u €/god;
- k_{mFRR-} - Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve sekundarne regulacije na više, koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija

- R_{t+n}^{mFRR-} - *Potrebni kapacitet primarne regulacije na satnom nivou za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroenergetskog sistema ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW*
- $C_{t+n}^{band HU}$ - *Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu t+n za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t*
- n - *1, 2, ...k*
- k - *broj godina regulatornog perioda.*

Obrazloženje:

Ovim predlogom se detaljnije razrađuje utvrđivanje troškova po osnovu raspoloživosti potrebne rezerve (T_{t+n}^P ; T_{t+n}^{aFRR+} ; T_{t+1}^{aFRR-} ; T_{t+n}^{mFRR+} ; T_{t+n}^{mFRR-}). Naime, količine nabavljenih kapaciteta za regulaciju frekvencije i balansiranje sistema u LFC oblasti Crne Gore moraju biti dovoljne za stabilan i pouzdan rad sistema i određuju se u skladu sa propisom koji uređuje rad elektroenergetskog sistema, i iste će biti navedene u Energetkom bilansu za period 2026-2029. U godini podnošenja Zahtjeva za RDP, operator prenosnog sistema će Agenciji podnijeti studiju uz Zahtjev, izrađenu od strane relevantne institucije u oblasti elektroenergetike, koja će predstavljati osnov za utvrđivanje faktora oportunitetnog troška, koji pružaoci rezerve u Crnoj Gori imaju zbog rezervisanja kapaciteta za pružanje rezerve snage. Dakle, troškovi za zakup kapaciteta pojedinačne rezerve (T_{t+n}^P ; T_{t+n}^{aFRR+} ; T_{t+1}^{aFRR-} ; T_{t+n}^{mFRR+} ; T_{t+n}^{mFRR-}) proračunavali bi se primjenom odnosno faktora oportunitetnog toška na potrebne količine rezerve uz cjenovni signal u vidu prosječne dnevne cijena fjučersa band energije za godinu t+n za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t. Utvrđivanjem troškova nabavke rezerve balansnog kapaciteta na ovaj način, regulatorni okvir se usklađuje sa članom 25 stav 12 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i gasa koji glasi: "nabavka balansnog kapaciteta mora biti tržišno zasnovana i organizovana tako da bude nediskriminatorna između učesnika na tržištu u pretkvalifikacionom postupku, u skladu sa zakonom kojim se uređuje obavljanje energetske djelatnosti, bez obzira da li učesnici na tržištu učestvuju pojedinačno ili putem agregacije".

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata iz razloga navedenih u odgovoru na primjedbu CGES broj 35.

37. „Član 11 — Amortizacija i računovodstvene politike

Članom 11 Nacrta metodologije uređuje se obračun troška amortizacije.

Predlažemo da se u članu 11 doda stav 3 koji glasi:

„(3) bAko je operator kao svoju računovodstvenu politiku za početno mjerenje i mjerenje nakon početnog priznavanja osnovnih sredstava odabrao model troška (model nabavne vrijednosti), Agencija pri utvrđivanju korisnog vijeka upotrebe osnovnih sredstava uzima u obzir zvanične Računovodstvene politike operatora kao relevantnu referencu, pri čemu konačnu odluku o korisnom vijeku donosi Agencija.“

Obrazloženje:

Nacrt metodologije operatoru daje mogućnost izbora modela troška za računovodstveno priznavanje i mjerenje osnovnih sredstava. Logična i regulatorno konzistentna posljedica tog izbora jeste da se i regulatorni obračun amortizacije uskladi s istom računovodstvenom politikom, uz zadržavanje regulatorne kontrole nad konačnim parametrima.

Predloženo rješenje obezbjeđuje dva cilja.

Uspostavlja konzistentnost između finansijskog i regulatornog računovodstva, što je jedan od temeljnih principa savremene regulatorne prakse i eliminiše potrebu za paralelnim vođenjem evidencije sa različitim amortizacionim stopama.

Računovodstvene politike operatora, koje su usvojene od strane nadležnih organa i podložne reviziji, odražavaju specifičnosti pojedinih grupa sredstava preciznije od jedinstvene regulatorne stope od 8,33% koja se primjenjuje na heterogene grupe imovine.

Ovakav pristup je u potpunosti usklađen sa principom cost-reflectivity. On ne dovodi u pitanje regulatornu kontrolu nad imovinom, već osigurava da regulatorni model prati računovodstvenu stvarnost na način koji je transparentan, provjerljiv i podložan regulatornoj provjeri. Time se izbjegava situacija u kojoj regulatorna amortizacija sistematski odstupa od stvarnog ekonomskog vijeka imovine, što bi u suprotnom moglo dovesti do trajnog nedovoljnog ili prekomjernog povrata troškova amortizacije tokom investicionog ciklusa.“

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

„Član 14 stav 1 — Kapitalna struktura

Članom 14 stav 1 Nacrta metodologije predviđen je odnos vlasničkog i pozajmljenog kapitala 40% : 60%.

Predlažemo da se u članu 14 stav 1 izmijeni i da glasi:

$VK_{UDIO} = 50\%$

$D_{UDIO} = 50\%$.

Obrazloženje:

Važećom metodologijom propisano je da se stopa povrata na kapital utvrđuje uz pretpostavljeni udio vlasničkog kapitala od 50% i udio pozajmljenog kapitala od 50%. Nacrtom nove metodologije predlaže se izmjena tog odnosa na 40% vlasničkog kapitala i 60% pozajmljenog kapitala. Smatramo da predloženo rješenje nije opravdano i da je potrebno zadržati postojeći odnos 50% : 50%, iz razloga regulatorne, finansijske i razvojne prirode.

Predložena izmjena nije formalna niti tehnička korekcija metodologije, već materijalna promjena regulatornog modela sa direktnim i mjerljivim efektom na nivo dozvoljenog prihoda. Povrat na sredstva utvrđuje se kao proizvod regulatorne osnove sredstava i ponderisanog prosječnog troška kapitala (WACC). WACC je pak funkcija udjela vlasničkog i pozajmljenog kapitala i njihovih odgovarajućih troškova. Povećanjem regulatornog udjela jeftinijeg pozajmljenog kapitala sa 50% na 60%, uz istovremeno smanjenje udjela skupljeg vlasničkog kapitala sa 50% na 40%, WACC se smanjuje, a sa njim i povrat na sredstva i ukupni regulatorno dozvoljeni prihod. Efekat nije zanemariv i direktno utiče na finansijsku održivost operatora.

Posebno je značajno da nacrt metodologije propisuje da beta koeficijent zavisi od odnosa duga i kapitala kroz formulu:

$$\beta = \beta_{bd} * \left(1 + \frac{D_{udio}}{VK_{udio}}\right)$$

Ovo znači da s sa promjenom regulatorne kapitalne strukture sa 50:50 na 40:60 automatski povećava beta koeficijent, koji odražava veći finansijski rizik operatora. Nacrt dakle s jedne

strane normativno povećava regulatorni leverage, a time finansijski rizik, dok s druge strane smanjuje dozvoljeni povrat koji bi trebalo da kompenzuje taj povećani rizik. Viši rizik i niži povrat su u direktnoj suprotnosti s osnovnim principima finansijske teorije i regulatorne prakse: operator koji trpi veći rizik zaslužuje veći, a ne manji povrat.

Predložena regulatorna kapitalna struktura 40%:60% nema utemeljenje ni u stvarnom finansijskom profilu CGES-a. Prema zvaničnim finansijskim iskazima, Društvo je u posljednje dvije poslovne godine dominantno finansirano iz sopstvenih izvora. Prema podacima iz Bilansa stanja za 2025. godinu, koeficijent zaduženosti iznosi 26,76%, a koeficijent sopstvenog finansiranja 73,24%. U 2024. godini koeficijent zaduženosti iznosi 28,82%, dok koeficijent sopstvenog finansiranja iznosi 71,18%.

Regulatorna kapitalna struktura ne mora biti identična stvarnoj finansijskoj strukturi operatora, budući da ona predstavlja normativno definisanu referentnu tačku za obračun troška kapitala. Međutim, postoji granica iza koje regulatorna pretpostavka postaje finansijski neodrživa fikcija. Predloženi VK_{UDIO} od 40% pretpostavlja stepen zaduženosti koji je gotovo tri puta viši od stvarnog koeficijenta zaduženosti CGES-a. Bitno je naglasiti i sljedeće: WACC formula pretpostavlja da operator može pribaviti pozajmljeni kapital po trošku duga koji je ugrađen u regulatorni model. Međutim, finansijske institucije kreditiraju na osnovu stvarnog finansijskog profila dužnika, a ne na osnovu regulatorne fikcionalne strukture. Operator čija je stvarna zaduženost svega 27% ne može od kreditora zahtijevati uslove koji odgovaraju strukturi zaduženosti od 60%, jer ta zaduženost ne postoji i stoga nije ni osnova za pregovaranje o uslovima finansiranja. Jeftini dug koji regulatorna formula pretpostavlja u praksi nije dostupan u pretpostavljenom obimu, što znači da formula nije samo daleka od stvarnosti, već pretpostavlja finansijsku strukturu koja je operatoru de facto nedostupna.

Prenosni sistem CGES-a nalazi se pred značajnim investicionim ciklusom neposredno povezanim sa strateškim projektima države Crne Gore u oblasti energetske tranzicije, dekarbonizacije i integracije obnovljivih izvora električne energije. Metodologija, i važeća i predložena, eksplicitno prepoznaje ovu dimenziju: u amortizacionu osnovu uključena su sredstva koja se odnose na projekte od zajedničkog interesa za Energetsku zajednicu i projekte od uzajamnog interesa.

U tim okolnostima, smanjenje regulatorno priznatog povrata kroz promjenu kapitalne strukture djeluje u suprotnom smjeru od onoga što investicioni ciklus zahtijeva. Smanjena stopa povrata slabi kreditnu poziciju operatora, smanjuje predvidivost regulatornih novčanih tokova i

negativno utiče na percepciju kreditora o stabilnosti regulatornog okvira. U uslovima kada realizacija strateških projekata zahtijeva dugoročne i kapitalno intenzivne izvore finansiranja, svaki regulatorni signal koji umanjuje finansijsku atraktivnost operatora povećava cijenu eksternog finansiranja i može usporiti ili odložiti realizaciju investicija od javnog interesa.

Agencija za saradnju energetskih regulatora (ACER) u izvještaju o investicionoj evaluaciji, procjeni rizika i regulatornim podsticajima za energetske mrežne projekte iz 2023. godine eksplicitno konstatuje da regulatorni okviri moraju obezbjeđivati odgovarajuće podsticaje za realizaciju projekata od zajedničkog interesa, uključujući, u slučaju projekata sa povećanim rizikom, i eksplicitne dodatne WACC podsticaje. Smjer evropske regulatorne prakse je dakle suprotan od predložene izmjene: u trenutcima intenzivnih investicija, regulatorni okvir treba investiranje olakšavati, a ne dodatno otežavati smanjenjem dozvoljenog povrata.

Nacrt metodologije istovremeno uvodi i značajno prošireni skup novih troškova: troškove učešća na evropskim platformama za balansiranje, troškove jedinstvenog povezivanja dan-unaprijed i unutar dnevnog tržišta, troškove nominovanom operatoru tržišta električne energije, troškove garancija validnosti prekozonskog kapaciteta i troškove aktivnosti regionalnih koordinacionih centara. Operator koji preuzima sve složenije sistemske i tržišne obaveze, a čija je sposobnost finansiranja tih obaveza istovremeno regulatorno oslabljena nižim dozvoljenim povratom, nije u poziciji da te obaveze izvršava na odgovarajućem nivou.

Podsjećamo da se i važeća metodologija i nacrt nove metodologije zasnivaju na principima ravnoteže između interesa operatora i korisnika, stvaranja povoljnih uslova za investiranje u prenosni sistem i obezbjeđivanja dugoročne održivosti prenosnog sistema. Upravo je zadržavanje odnosa 50% : 50% rješenje koje je u većoj mjeri usklađeno s navedenim principima: obezbjeđuje uravnoteženiji tretman kapitala, veću regulatornu stabilnost i primjereniji nivo dozvoljenog povrata za djelatnost koja je od strateškog i sistemskog značaja za Crnu Goru.

Imajući u vidu navedeno, predlažemo da se u odredbi nacrta metodologije koja uređuje način utvrđivanja stope povrata na kapital zadrži postojeće rješenje iz važeće metodologije:

- **$VK_{UDIO} = 50\%$**
- **$D_{UDIO} = 50\%$.**

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Predloženi odnos vlasničkog i pozajmljenog kapitala od 40% : 60% u skladu je sa savremenom evropskom regulatornom praksom. U više evropskih država regulatorni modeli zasnivaju se na pretpostavci većeg udjela pozajmljenog kapitala radi podsticanja efikasnijeg finansiranja. Tako, na primjer, regulatorni model u Švajcarskoj primjenjuje odnos 40% vlasničkog i 60% pozajmljenog kapitala u obračunu WACC-a, dok norveški regulatorni okvir koristi gearing faktor od 60%, odnosno pretpostavljeni udio duga od 60% u ukupnoj kapitalnoj strukturi. Slični pristupi prepoznati su i u izvještajima CEER-a o regulatornim okvirima za evropske energetske mreže, gdje se kao ciljna regulatorna struktura navodi odnos 40% vlasničkog kapitala i 60% pozajmljenog kapitala. Navedena praksa potvrđuje da predložena kapitalna struktura predstavlja standardan regulatorni instrument za postizanje ravnoteže između finansijske održivosti operatora i zaštite interesa korisnika sistema.

38. „Novi član 16 — Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta i neadekvatnosti pružanja pomoćnih usluga

Predlažemo da se nakon člana 15 Nacrta Metodologije doda novi član 16 i da isti glasi:

„Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta i neadekvatnosti pružanja pomoćnih usluga

$$P_{t+n}^R = (P_{t+n}^{FCR} + P_{t+n}^{aFRR+} + P_{t+n}^{aFRR-} + P_{t+n}^{mFRR+} + P_{t+n}^{mFRR-}) + (P_{t+n}^{aFRR,akt+} + P_{t+n}^{aFRR,akt-} + P_{t+n}^{mFRR,akt+} + P_{t+n}^{mFRR,akt-})$$

P_{t+n}^R - Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta i neadekvatnosti pružanja pomoćnih usluga u godini $t+n$, a izražava se u €;

P_{t+n}^{FCR} - Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta za primarnu regulaciju u godini $t+n$, a izražava se u €;

P_{t+n}^{aFRR+} - Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na više u godini $t+n$, a izražava se u €;

P_{t+n}^{aFRR-} - Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na niže u godini $t+n$, a izražava se u €;

P_{t+n}^{mFRR+} - Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta za tercijarnu regulaciju na više u godini $t+n$, utvrđen u skladu u skladu sa članom 11, a izražava se u €;

- P_{t+n}^{mFRR-} - Prihod po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta za tercijarnu regulaciju na niže u godini $t+n$, utvrđen u skladu sa članom 11, a izražava se u €;
- $P_{t+n}^{aFRR,akt+}$ Prihod po osnovu penalizacije neadekvatnosti isporuke balansne energije sekundarne regulacije na više u godini $t+n$, a izražava se u €;
- $P_{t+n}^{aFRR,akt-}$ Prihod po osnovu penalizacije neadekvatnosti isporuke balansne energije sekundarne regulacije na niže u godini $t+n$, a izražava se u €;
- $P_{t+n}^{mFRR,akt+}$ Prihod po osnovu penalizacije neadekvatnosti isporuke balansne energije tercijarne regulacije na više u godini $t+n$, a izražava se u €;
- $P_{t+n}^{mFRR,akt-}$ Prihod po osnovu penalizacije neadekvatnosti isporuke balansne energije tercijarne regulacije na niže u godini $t+n$, a izražava se u €;
- n - 1, 2, ... k
- k - broj godina regulatornog perioda."

Obrazloženje:

Ovim predlogom se detaljnije razrađuje utvrđivanje iznosa penalizacije po osnovu neraspoloživosti potrebne rezerve ($P_{t+n}^{FCR}; P_{t+n}^{(aFRR+)}; P_{t+n}^{(aFRR-)}; P_{t+n}^{(mFRR+)}; P_{t+n}^{(mFRR-)}$), odnosno neadekvatnosti isporuke energije po osnovu aktivacije balansne energije ($P_{t+n}^{(aFRR,akt+)}; P_{t+n}^{(aFRR,akt-)}; P_{t+n}^{(mFRR,akt+)}; P_{t+n}^{(mFRR,akt-)}$). Naime, količine nabavljenih kapaciteta za regulaciju frekvencije i balansiranje sistema u LFC oblasti Crne Gore moraju biti dovoljne za stabilan i pouzdan rad sistema i određuju se u skladu sa propisom koji uređuje rad elektroprenosnog sistema, i iste će biti navedene u Energetkom bilansu za period 2026-2029. U godini podnošenja Zahtjeva za RDP, operator prenosnog sistema će Agenciji podnijeti studiju uz Zahtjev, izrađenu od strane relevantne institucije u oblasti elektroenergetike, koja će predstavljati osnov za utvrđivanje faktora oportunitetnog troška, koji pružaoci rezerve u Crnoj Gori imaju usljed neplasiranja energije na tržište zbog potreba pružanja rezerve snage. Takođe, istom studijom, predložiće se vrijednosti faktora očekivane pružene rezerve za svaku vrstu regulacije). Shodno tome, prihodi po osnovu neraspoloživosti zakupa kapaciteta pojedinačne rezerve ($P_{t+n}^{FCR}; P_{t+n}^{(aFRR+)}; P_{t+n}^{(aFRR-)}; P_{t+n}^{(mFRR+)}; P_{t+n}^{(mFRR-)}$) proračunavali bi se primjenom odnosnog faktora oportunitetnog troška i faktora očekivane pružene rezerve na potrebne količine rezerve uz cjenovni signal u vidu prosječnih dnevnih cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t .

Penalizacija po osnovu neadekvatne isporuke ($P_{t+n}^{aFRR,akt+}; P_{t+n}^{aFRR,akt-}; P_{t+n}^{mFRR,akt+}; P_{t+n}^{mFRR,akt-}$) je uvedena u cilju obezbjeđenja dodatne pouzdanosti realizacije.

Neadekvatnom isporukom u određenom satu smatra se isporuka prilikom koje isporučena energija u određenom procentu odstupa od naloga operatora za angažovanje sekundarne i tercijarne regulacije.“

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata iz razloga navedenih u odgovoru na primjedbu CGES broj 35.

39. Novi član 17 — Način utvrđivanja prihoda po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta i neadekvatnosti pružanja pomoćnih usluga

Predlažemo da se nakon člana 15 Nacrta Metodologije doda i novi član 17 i da isti glasi:

„Način utvrđivanja prihoda po osnovu penalizacije neraspoloživosti kapaciteta i neadekvatnosti pružanja pomoćnih usluga

Član 17

(1) Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta primarne regulacije za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{FCR} = k_{FCR} * R_{t+n}^{FCR} * (1 - FR_{t+n}^{FCR}) * C_{t+n}^{band\ HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- P_{t+n}^{FCR} - *prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta za primarnu regulaciju u godini t+n, a izražava se u €;*
- FR_{t+n}^{FCR} - *Faktor očekivane pružene rezerve primarne regulacije (FCR) koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija*
- k_{FCR} - *Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve primarne regulacije, koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija*
- R_{t+n}^{FCR} - *Potrebni kapacitet primarne regulacije za svaki obračunski interval za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad*

elektroprenosnog sistema ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW

- $C_{t+n}^{band\ HU}$ - *Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu t+n za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t*
- h_{t+n} - *Broj sati u godini t + n*
- n - *1, 2, ...k*
- k - *broj godina regulatornog perioda.*

(2) Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta sekundarne regulacije na više za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{aFRR+} = k_{aFRR+} * R_{t+n}^{aFRR+} * (1 - FR_{t+n}^{aFRR+}) * C_{t+n}^{band\ HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- P_{t+n}^{aFRR+} - *Penalizacija po osnovu neraspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju u godini t+n, a izražava se u €;*
- FR_{t+n}^{aFRR+} - *Faktor očekivane pružene rezerve primarne regulacije (aFRR+) koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija*
- k_{aFRR+} - *Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve primarne regulacije, koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija*
- R_{t+n}^{aFRR+} - *Potrebni kapacitet sekundarne regulacije na više za svaki obračunski interval za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroprenosnog sistema ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW*
- $C_{t+n}^{band\ HU}$ - *Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu t+n za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t*
- h_{t+n} - *Broj sati u godini t + n*
- n - *1, 2, ...k*
- k - *broj godina regulatornog perioda.*

(3) Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta sekundarne regulacije na niže za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{aFRR-} = k_{aFRR-} * R_{t+n}^{aFRR-} * (1 - FR_{t+n}^{aFRR-}) * C_{t+n}^{band HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- P_{t+n}^{aFRR-} - Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta za sekundarnu regulaciju na niže u godini $t+n$, a izražava se u €;
- FR_{t+n}^{aFRR-} - Faktor očekivane pružene rezerve sekundarne regulacije na niže (aFRR-) koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija
- k_{aFRR-} - Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve sekundarne regulacije na niže, koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija
- R_{t+n}^{aFRR-} - Potrebni kapacitet sekundarne regulacije na niže za svaki obračunski interval za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroenergetskog sistema ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW
- $C_{t+n}^{band HU}$ - Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- h_{t+n} - Broj sati u godini $t+n$
- n - 1, 2, ...k
- k - broj godina regulatornog perioda.

(4) Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta tercijarne regulacije na više za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{mFRR+} = k_{mFRR+} * R_{t+n}^{mFRR+} * (1 - FR_{t+n}^{mFRR+}) * C_{t+n}^{band HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- P_{t+n}^{mFRR+} - Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta za tercijarnu regulaciju na više u godini $t+n$, a izražava se u €;
- FR_{t+n}^{mFRR+} - Faktor očekivane pružene rezerve tercijarne regulacije na više (mFRR+) koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija

- k_{mFRR+} - Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve tercijarne regulacije na više, koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija
- R_{t+n}^{mFRR+} - Potrebni kapacitet tercijarne regulacije na više za svaki obračunski interval za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroprenosnog sistema ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW
- $C_{t+n}^{band HU}$ - Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- h_{t+n} - Broj sati u godini $t+n$
- n - 1, 2, ... k
- k - broj godina regulatornog perioda.

(5) Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta tercijarne regulacije na niže za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{mFRR-} = k_{mFRR-} * R_{t+n}^{mFRR-} * (1 - FR_{t+n}^{mFRR-}) * C_{t+n}^{band HU} * h_{t+n}$$

gdje je:

- P_{t+n}^{mFRR-} - Prihod od penalizacije po osnovu neraspoloživosti kapaciteta za tercijarnu regulaciju na niže u godini $t+n$, a izražava se u €;
- FR_{t+n}^{mFRR-} - Faktor očekivane pružene rezerve tercijarne regulacije na niže ($mFRR-$) koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija
- k_{mFRR-} - Faktor oportunitetnog troška pružaoca rezerve tercijarne regulacije na niže, koji predlaže operator prenosnog sistema obračunat na osnovu relevantne studije koju podnosi operator prenosnog sistema, a odobrava Agencija
- R_{t+n}^{mFRR-} - Potrebni kapacitet tercijarne regulacije na niže za svaki obračunski interval za svaku godinu planiran energetske bilansom, utvrđen na osnovu propisa kojim se uspostavljaju smjernice za rad elektroprenosnog sistema ili procijenjen od strane operatora za godine regulatornog perioda za koje nije planiran energetske bilansom, koji se izražava u MW
- $C_{t+n}^{band HU}$ - Prosječna dnevna cijena fjučersa band energije za godinu $t+n$ za cjenovnu zonu Mađarske na EEX berzi u periodu januar-jun u godini t
- h_{t+n} - Broj sati u godini $t+n$

- n** - 1, 2, ...k
k - broj godina regulatornog perioda.

(6) Prihod od penalizacije neadekvatnosti po osnovu isporuke sekundarne regulacije na više za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{aFRR,akt+} = O_{t+n}^{aFRR+} * |S_{t+n}^{aFRR,akt+}| * F_{t+n}^{aFRR,akt} * h_{t+n}$$

- Prihod od penalizacije kao posljedica neadekvatnog odgovora prilikom*
- $P_{t+n}^{aFRR,akt+}$** - aktivacije balansne energije sekundarne regulacije na više u godini t+n, a izražava se u €;
- O_{t+n}^{aFRR+}** - Očekivani udio neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije sekundarne regulacije na više.
Planirana vrijednost aktivirane balansne energije sekundarne regulacije na više
- $S_{t+n}^{aFRR,akt+}$** - za koju se računa vrijednost posledica neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije sekundarne regulacije na više, a izražava se u €;
- $F_{t+n}^{aFRR,akt}$** - Očekivani prosječni faktor ugovorne kazne zbog neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije sekundarne regulacije na više.
- h_{t+n}** - Broj sati u godini t + n
- n** - 1, 2, ...k
- k** - broj godina regulatornog perioda.

(7) Prihod od penalizacije neadekvatnosti po osnovu isporuke sekundarne regulacije na niže za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{aFRR,akt-} = O_{t+n}^{aFRR-} * |S_{t+n}^{aFRR,akt-}| * F_{t+n}^{aFRR,akt} * h_{t+n}$$

$P_{t+n}^{aFRR,akt-}$	-	Prihod od penalizacije neadekvatnosti prilikom aktivacije balansne energije sekundarne regulacije na niže u godini $t+n$, a izražava se u €;
O_{t+n}^{aFRR-}	-	Očekivani udio neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije sekundarne regulacije na niže Planirana vrijednost aktivirane balansne energije sekundarne regulacije na niže
$S_{t+n}^{aFRR,akt-}$	-	za koju se računa vrijednost posljedica neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije sekundarne regulacije na niže, a izražava se u €;
$F_{t+n}^{aFRR,akt}$	-	Očekivani prosječni faktor ugovorne kazne zbog neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije aFRR
h_{t+n}	-	Broj sati u godini $t+n$
n	-	1, 2, ...k
k	-	broj godina regulatornog perioda.

(8) Prihod od penalizacije neadekvatnosti po osnovu isporuke tercijarne regulacije na više za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{mFRR,akt+} = O_{t+n}^{mFRR+} * |S_{t+n}^{mFRR,akt+}| * F_{t+n}^{mFRR,akt} * h_{t+n}$$

$P_{t+n}^{mFRR,akt+}$	-	Prihod od penalizacije neadekvatnosti prilikom aktivacije balansne energije tercijarne regulacije na više u godini $t+n$, a izražava se u €;
O_{t+n}^{mFRR+}	-	Očekivani udio neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije tercijarne regulacije na više. Planirana vrijednost aktivirane balansne energije tercijarne regulacije na više za
$S_{t+n}^{mFRR,akt+}$	-	koju se računa vrijednost posljedica neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije tercijarne regulacije na više, a izražava se u €;
$F_{t+n}^{mFRR,akt}$	-	Očekivani prosječni faktor ugovorne kazne zbog neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije mFRR
h_{t+n}	-	Broj sati u godini $t+n$
n	-	1, 2, ...k
k	-	broj godina regulatornog perioda.

(9) Prihod od penalizacije neadekvatnosti po osnovu isporuke tercijarne regulacije na niže za svaku godinu regulatornog perioda izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$P_{t+n}^{mFRR,akt-} = O_{t+n}^{mFRR-} * |S_{t+n}^{mFRR,akt-}| * F_{t+n}^{mFRR,akt} * h_{t+n}$$

- Prihod od penalizacije kao posljedica neadekvatnog odgovora prilikom*
- $P_{t+n}^{mFRR,akt-}$ - *aktivacije balansne energije tercijarne regulacije na niže u godini t+n, a izražava se u €;*
- O_{t+n}^{mFRR-} - *Očekivani udio neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije tercijarne regulacije na niže.
Planirana vrijednost aktivirane balansne energije tercijarne regulacije na niže*
- $S_{t+n}^{mFRR,akt-}$ - *za koju se računa vrijednost posljedica neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije tercijarne regulacije na niže, a izražava se u €;*
- $F_{t+n}^{mFRR,akt}$ - *Očekivani prosječni faktor ugovorne kazne zbog neadekvatnog odgovora pri aktivaciji balansne energije mFRR*
- h_{t+n} - *Broj sati u godini t + n*
- n - *1, 2, ...k*
- k - *broj godina regulatornog perioda."*

Obrazloženje:

Kao u prethodnom komentaru."

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata iz razloga navedenih u odgovoru na primjedbu CGES broj 35.

40. „Član 22 — Uvođenje podsticaja za operatore skladišta

Nacrtom metodologije, u članu 22, propisano je da operatori skladišta plaćaju cijenu $Caks_{t+n}^{P+S}$ po maksimalno raspoloživoj aktivnoj snazi (€/MW/mjesec), zajedno sa proizvođačima električne energije u okviru kategorije P+S.

Predlažemo da se za operatore baterijskih skladišta električne energije tarifa $Caks_{t+n}^{P+S}$ utvrđuje primjenom koeficijenta olakšice 0,5, tj. na nivou od 50% cijene koja se primjenjuje na proizvođače električne energije iste snage. Predložena olakšica može se implementirati dodavanjem sljedećeg stava u član 22:

„Za operatore skladišta električne energije cijena $Caks_{t+n}^{P+S}$ množi se koeficijentom 0,5."

Obrazloženje:

Operator skladišta koristi prenosni sistem u oba smjera, odnosno pri punjenju preuzima energiju iz sistema, a pri pražnjenju je vraća u sistem. Za razliku od klasičnog proizvođača, baterijsko skladište ima simetričnu snagu punjenja i pražnjenja i kontinuirano pruža sistemsku uslugu ravnoteženja, smanjenja vršnog opterećenja i olakšavanja integracije obnovljivih izvora sa varijabilnom proizvodnjom.

Iako nacrt metodologije ispravno svrstava operatore skladišta u kategoriju P+S kao poseban tarifni subjekt, primjena pune cijene C_{aks}^{P+S} ne odražava dvosmjernu prirodu korišćenja mreže niti sistemsku vrijednost koju baterijsko skladište donosi mreži i svim njenim korisnicima. Kapacitet mreže koji je potreban za pražnjenje skladišta identičan je kapacitetu koji se koristi pri punjenju, to jest radi se o istim fizičkim elementima mreže u suprotnom smjeru toka. Mreža ne treba biti dvostruko dimenzionisana zbog prisustva skladišta, što znači da puna kapacitetska naknada obračunata na maksimalnu snagu objekta prevazilazi stvarno opterećenje koje skladište nameće mreži.

Uvođenjem koeficijenta olakšice 0,5 postiže se tarifni tretman koji je razmjeran stvarnom doprinosu skladišta dimenzionisanju mreže, uz istovremeno zadržavanje odgovarajuće naknade za korišćenje prenosnih kapaciteta. Predložena olakšica neposredno je utemeljena na tri principa iz člana 2 nacrta metodologije: principu nediskriminacije skladištenja energije (stav 11), principu podsticanja energetske efikasnosti (stav 7) i principu stvaranja povoljnih uslova za investiranje (stav 5). Pored navedenog, u skladu je i sa Uredbom (EU) 2019/943 o unutrašnjem tržištu električne energije, u verziji izmijenjenoj Uredbom (EU) 2024/1747, koja eksplicitno zabranjuje tarifne mehanizme koji stvaraju prepreke za ravnopravno učešće skladišta u tržištu i u pružanju sistemskih usluga.

Predložena izmjena je metodološki konzistentna i ne zahtijeva uvođenje novih tarifnih kategorija ni novih mehanizama obračuna, odnosno zahtijeva isključivo dopunu jednog stava u članu 22.”

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata iz razloga navedenih u odgovoru na primjedbu NVO Udruženja Obnovljivih Izvora Energije Crne Gore broj 6.

41., Član 24. stav 1 i 2 — preciziranja obračunskih elemenata

Predloženi Član 24. stav 1 i 2 Nacrta Metodologije glase:

“Troškovi iz člana 23 ove metodologije TAK_{t+n}^{OK} alociraju se na ostale korisnike na osnovu proporcionalnog učešća maksimalne snage pojedinačnog korisnika priključenog na prenosni sistem u sumi maksimalnih snaga ostalih korisnika.

Cijena za angažovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$C_{t+n}^{OK} = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{OK} + (Tot_{t+n} - K_{t+n}^{FRok+s}) * (1 + FK)}{MK_{t+n}}$$

gdje je:

- TAK_{t+n}^{OK} - dio troškova koje pokrivaju ostali korisnici, koji se alociraju po aktivnoj snazi, (€);
- Tot_{t+n} - troškovi koji se odnose na naknadu za rad subjekta odgovornog za organizaciju i upravljanje tržištem električne energije, (€)
- K_{t+n}^{FRok+s} - korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na ostale korisnike, (€);
- MK_{t+n} - suma maksimalnih snaga ostalih korisnika, (MW)
- FK - faktor za kvalitet iz člana 5 stav 4 ove metodologije”

Predlažemo da se isti mijenjaju i glase:

Troškovi iz člana 23 ove metodologije TAK_{t+n}^{OK} alociraju se na ostale korisnike na osnovu proporcionalnog učešća planirane maksimalne snage pojedinačnog korisnika priključenog na prenosni sistem u planiraniranoj sumi prosjeka mjesečnih maksimalnih snaga ostalih korisnika.

“Cijena za angažovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$C_{t+n}^{OK} = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{OK} + (Tot_{t+n} - K_{t+n}^{FRok+s}) * (1 + FK)}{MK_{t+n}}$$

gdje je:

- TAK_{t+n}^{OK} - dio troškova koje pokrivaju ostali korisnici, koji se alociraju po aktivnoj snazi, (€);
- Tot_{t+n} - troškovi koji se odnose na naknadu za rad subjekta odgovornog za organizaciju i upravljanje tržištem električne energije, (€)
- K_{t+n}^{FRok+s} - korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na ostale korisnike, (€);
- MK_{t+n} - **suma prosjeka mjesečnih maksimalnih snaga ostalih korisnika planiranih Energetskim bilansom za godinu $t+n$, (MW)**
- FK - faktor za kvalitet iz člana 5 stav 4 ove metodologije“

Obrazloženje:

Izmjena člana je predložena u cilju preciziranja obračunskih elemenata za utvrđivanje cijena za angažovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike.“

Stav Agencije:

Primjedba se prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

42. „Član 31 — Reaktivna električna energija

Predlažemo uvođenje člana 31 koji glasi:

Prekomjerno preuzeta reaktivna električna energija

„(1) Prekomjerno preuzeta reaktivna električna energija predstavlja razliku između stvarno preuzete, tj. izmjerene reaktivne energije i reaktivne energije koja odgovara faktoru snage $\varphi = 0,95$, odnosno prekomjerno preuzeta reaktivna energija se utvrđuje kao razlika između stvarno preuzete reaktivne energije i količine koja se utvrđuje kao 33% preuzete (izmjerene) aktivne električne energije, za isti period.

(2) Prekomjerno preuzetu reaktivnu energiju kupci plaćaju po tarifnim stavovima koji iznose 20% od cijene aktivne energije za domaćinstva (osnovni tarifni model), koju utvrđuje

snabdjevač koji je imao status javnog snabdjevača, dok kupci koji energiju preuzimaju sa faktorom snage $\varphi \geq 0,95$ ne plaćaju reaktivnu energiju.

(3) Krajnji kupac koji po nalogu operatora prenosnog ili operatora distributivnog sistema električne energije isključuje svoje uređaje za kompenzaciju reaktivne energije, ne plaća prekomjerno preuzetu reaktivnu energiju za period u kojem su uređaji za kompenzaciju bili isključeni.

(4) Prihod od prekomjerno preuzete reaktivne električne energije, za sve godine regulatornog perioda, planira se na osnovu prosječno ostvarenog prihoda u posljednjoj godini prethodnog regulatornog perioda i svim godinama tekućeg regulatornog perioda za koje postoje konačni podaci.

(5) Prihod od prekomjerno preuzete reaktivne električne energije pripada operatoru prenosnog sistema."

Obrazloženje:

S obzirom na to da novim Zakonom o energetici („Sl. list CG”, br. 28/2025 i 3/2026) više nije predviđena Metodologija za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema, a shodno Zakonu o prekograničnoj razmjeni električne energije i gasa („Sl. list CG”, br. 2/2026) postojeća metodologija ostaje na snazi samo prelazno, neophodno je prilagoditi regulatorni okvir kako bi se izbjegla pravna praznina. Konkretno, rješenja koja se odnose na cijenu prekomjerno preuzete reaktivne energije treba integrisati u Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema, budući da ovaj akt ostaje jedini propis kojim se direktno reguliše alokacija troškova na korisnike.

U skladu sa novim zakonskim rješenjima, nefrekvencijske pomoćne usluge će se nabavljati po tržišnim principima ili putem regulisanih naknada koje CGES isplaćuje pružaocima, dok je operator istovremeno odgovoran za razvoj sistema i ugradnju sopstvenih postrojenja za kompenzaciju. Zbog toga se predlaže da prihodi od prekomjerno preuzete reaktivne energije u potpunosti pripadaju operatoru prenosnog sistema, koji bi ih koristio za plaćanje pružaocima nefrekvencijskih usluga, čime bi se dosadašnja praksa podjele prihoda zamijenila rješenjem usklađenim sa EU EIP-om. Ovim modelom se obezbjeđuje da prihod prati trošak i osigurava finansijska održivost uz zadržavanje postojećih naknada, čime se direktno izbjegava povećanje mrežarina i tarifa za sve korisnike sistema."

Stav Agencije

Primjedba se djelimično prihvata.

Odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije.

43. Član 30 — Uvođenje naknade za injektiranje energije iz distributivnog sistema u prenosni sistem

Nacrtom metodologije nije predviđena naknada za injektiranje električne energije u prenosni sistem iz distributivnog sistema i zatvorenih distributivnih sistema.

***Predlažemo** da se u metodologiju uvede tarifni element kojim se injektiranje električne energije u prenosni sistem iz distributivnog sistema i zatvorenih distributivnih sistema naplaćuje po cijeni Cke_{t+n}^{P+S} iz člana 30 stav 1 ove metodologije, ili da se uvede posebna tarifa prilagođena specifičnostima tog energetskeg toka.*

Obrazloženje:

Ubrzana integracija distribuiranih proizvođača električne energije iz obnovljivih izvora, naročito solarnih elektrana priključenih na distributivni sistem i zatvorene distributivne sisteme, generiše nove energetske tokove koji do donošenja ovog nacrta metodologije nisu bili sistemski prisutni u crnogorskom elektroenergetskom sistemu. U periodima niske potrošnje na distributivnom nivou, višak energije koji distribuirani proizvođači ne mogu plasirati na lokalnom nivou injektira se prema gore, kroz transformacije sa niženaponskih nivoa na naponske nivoe kojima upravlja operator prenosnog sistema.

Ovaj energetski tok ima dva direktna i mjerljiva efekta na prenosni sistem. Prvo, uzrokuje dodatne gubitke usljed transformacija u smjeru koji nije bio dimenzionišući pri planiranju prenosne mreže, klasična dimenzionizacija prenosne mreže polazi od toka energije od visokog prema niskom naponskom nivou, dok reverzni tok generiše gubitke koji nisu obračunati u postojećem tarifnom modelu. Drugo, u periodima izraženog injektiranja može uticati na naponske prilike i preopterećenost pojedinih elemenata prenosne mreže, što povećava operativne troškove i troškove remedijalnih mjera.

Nacrt metodologije u članu 25 propisuje alokaciju troškova opravdanih gubitaka na proizvođače priključene direktno na prenosni sistem, operatore skladišta i ostale korisnike. Distribuirani proizvođači koji energiju injektiraju u prenosni sistem posredno, kroz distributivni sistem, nisu obuhvaćeni tom alokacijom. Posljedica je da troškove gubitaka uzrokovanih njihovim injektiranjem u cjelini snose ostali korisnici prenosnog sistema, čime se narušava

princip „korisnik plaća“ iz člana 2 nacrtu, koji nalaže da troškove sistema snosi onaj ko ih prouzrokuje.

Uvođenje ove naknade nije kazneni mehanizam prema distribuiranim obnovljivim izvorima, već pravično i tehnički opravdano usklađivanje tarifnog okvira sa stvarnim karakteristikama energetske tokove koji nastaju ubrzanom integracijom obnovljivih izvora. ACER u Izvještaju o tarifnim metodologijama elektroenergetskih mreža u Evropi za 2025. godinu konstatuje da tradicionalni tarifni modeli koji nisu predviđali reverzne energetske tokove postaju neadekvatni u uslovima visoke penetracije distribuiranih obnovljivih izvora i da je njihovo prilagođavanje neophodan korak ka troškovno reflektivnim tarifama.”

Stav Agencije:

Primjedba se djelimično prihvata.

Kao opravdano se ocjenjuje naplaćivanje angažovanje kapaciteta u dijelu predaje električne energije u prenosni sistem od strane zatvorenih distributivnih sistema. U skladu sa navedenim, odgovarajuće izmjene će biti izvršene u konačnom tekstu metodologije, kao i metodologije kojom se propisuje utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i cijena, rokova i uslova za korišćenje distributivnog sistema električne energije.

Primjedba u dijelu naplaćivanja angažovanja kapaciteta u dijelu predaje električne energije u prenosni sistem od strane distributivnog sistema se ne prihvata. Naime, praksa ukazuje da energija koja se prelijeva iz distributivnog u prenosni sistem ne naplaćuje. Takođe, treba imati u vidu da elektrane priključene na distributivni sistem smanjuju troškove prenosnog sistema, jer se velika količina električne energije proizvedene od strane ovih elektrana troši direktno u distributivnom sistemu, te za istu količinu se smanjuje električna energija prenešena kroz prenosni sistem, a posljedično se smanjuju i snage u prenosnom sistemu.

44. „Član 38 - Prestanak važenja

Predlažemo da se u članu 38 doda stav 2 i da isti glasi:

“(2) Danom stupanja na snagu ove metodologije prestaju da važe odredbe člana 13, člana 24 i člana 31 Metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije (“Službeni list CG”, br. 71/2022 i 37/2026).”

Obrazloženje:

Odredbama člana 38 stav 2 utvrđuje se stavljanje van snage pojedinih odredbi Metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije (“Službeni list CG”, br. 71/2022 i 37/2026).

Zakonom o energetici ("Službeni list CG", br. 28/2025 i 3/2026) više nije predviđeno donošenje posebne metodologije za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije. Shodno Zakonu o prekograničnoj razmjeni električne energije i gasa ("Službeni list CG", br. 2/2026), postojeća metodologija ostaje na snazi u prelaznom periodu, do usvajanja uslova za pružaoce usluga balansiranja. Međutim, dio materije koji se odnosi na utru sa djvđivanje troškova obezbjeđenja sistemskih usluga na korisnike sistema, a koji je do sada bio uređen navedenom metodologijom, integriše se u ovu metodologiju kako bi se izbjegla pravna praznina i obezbijedila konzistentnost regulatornog okvira.

Konkretno, odredbe čl. 13, 24, i 31 navedene metodologije uređivale su pitanja koja su sadržinski preuzeta i na odgovarajući način razrađena u ovoj metodologiji.

Stav Agencije:

Primjedba se ne prihvata.

Članom 7 tačka 69 Zakona o energetici je propisano da su pomoćne usluge usluge potrebne za rad prenosnog ili distributivnog sistema električne energije, uključujući pomoćne usluge balansiranja i nefrekvencijske pomoćne usluge, izuzev upravljanja zagušenjima.

Član 87 stav 1 tačka 35 Zakona o energetici propisuje obavezu operatora prenosnog sistema da utvrdi i dostavi Agenciji na odobrenje pravila kojima se uređuje pružanje nefrekvencijskih pomoćnih usluga u prenosnom sistemu, čiji je sadržaj propisan članom 88 stav 2 ovog zakona. Nadalje, članom 255 Zakona o energetici je propisana obaveza operatora prenosnog sistema da uskladi opšta akta sa odredbama ovog zakona u roku od 12 mjeseci od dana stupanja na snagu zakona, dok je članom 244 st. 1 i 2 zakona propisano da će se podzakonski akti za sprovođenje zakona donijeti u roku od 12 mjeseci od dana stupanja na snagu zakona, kao i da će do donošenja podzakonskih akata primjenjivati podzakonski akti koji su važili do stupanja na snagu zakona, ako nijesu u suprotnosti sa zakonom.

Takođe, ističemo da je članom 308 stav 4 Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa propisano da će se do donošenja propisa iz člana 228 st. 1 i 2 ovog zakona primjenjivati Metodologija za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", br. 71/22 i 37/23) i Odluka o utvrđivanju cijena za pomoćne usluge i usluge balansiranja za period 01.01.2023. - 31.12.2025. godine ("Službeni list CG", broj 131/22).

S obzirom na navedeno, Agencija će Metodologiju za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije staviti van snage kada operator prenosnog sistema donese prethodno navedene akte.

**REGULATORNA AGENCIJA ZA ENERGETIKU
I REGULISANE KOMUNALNE DJELATNOSTI**