



UNIVERZITET CRNE GORE
Elektrotehnički fakultet - Podgorica



Predrag Damjanović

**KREIRANJE MODELA ZA PRORAČUN CIJENA TROŠKOVA
NASTALIH PO OSNOVU KORIŠĆENJA ELEKTRIČNE ENERGIJE
POTROŠAČA RAZLIČITIH NAPONSKIH NIVOVA**

- Master rad -

Podgorica, 2021. godina

PODACI I INFORMACIJE O MAGISTRANDU

Ime i prezime: Predrag Damjanović

Datum i mjesto rođenja: 11.11.1988. godine, Sarajevo, Socijalistička Federativna Republika Jugoslavija

Naziv završenog osnovnog studijskog programa i godina završetka studija: Energetika i automatika, Elektroenergetski sistemi, 2012. godina

INFORMACIJE O MAGISTARSKOM RADU

Naziv postdiplomskog studija: Postdiplomske magistarske akademske studije iz oblasti elektroenergetskih sistema

Naslov rada: Kreiranje modela za proračun cijena troškova nastalih po osnovu korišćenja električne energije potrošača različitih naponskih nivoa

Fakultet: Elektrotehnički fakultet u Podgorici

UDK, OCJENA I ODBRANA MAGISTARSKOG RADA

Datum prijave magistarskog rada: 27.11.2017. godine

Datum sjednice Vijeća na kojoj je prihvaćena tema: 16.02.2018. godine

Komisija za ocjenu teme i podobnosti magistranda: Prof. dr Vladan Radulović, ETF Podgorica
Prof. dr Saša Mujović, ETF Podgorica
Prof. dr Zoran Miljanić, ETF Podgorica

Mentor: Prof. dr Saša Mujović, ETF Podgorica,

Komisija za ocjenu rada: Prof. dr Vladan Radulović, ETF Podgorica
Prof. dr Saša Mujović, ETF Podgorica
Prof. dr Zoran Miljanić, ETF Podgorica

Komisija za odbranu rada: Prof. dr Vladan Radulović, ETF Podgorica
Prof. dr Saša Mujović, ETF Podgorica
Prof. dr Zoran Miljanić, ETF Podgorica

Datum odbrane: 23.11.2021. godine

Datum promocije: __.__.____. godine

Izvod rada

Crna Gora je potpisivanjem Ugovora o osnivanju energetske zajednice prihvatila obavezu da, u skladu sa pravilima Evropske unije, izvrši reformu energetskog sektora. Reformom su djelatnosti elektroenergetskog sektora Crne Gore podijeljene na tržišne i regulisane. U tržišne djelatnosti spadaju proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom, dok su djelatnosti prenosa i distribucije električne energije ostale regulisane djelatnosti. Regulaciju vrši Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti, a kao glavno oruđe koristi metodologije kojima se utvrđuju prihodi za kompanije koje se bave ovim djelatnostima, kao i cijene po kojima se oni ubiraju.

Kako bi se proračunale ove cijene, u radu je napravljen model. Podlogu za model čine relacije nastale, na osnovu metodologija, putem matematičkih metoda i metoda modelovanja. Takođe, pomoću metode analize, u radu su utvrđeni i predlozi izmjena metodologija.

Model predstavlja sredstvo pomoću kojeg se proračunavaju cijene u Crnoj Gori po kojima kupci plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije, a on je napravljen kako bi se unaprijedili radni procesi u Agenciji. Takođe, u radu je zaključeno da se izmjenama metodologija u dijelu alokacije prihoda operatora prenosnog i distributivnog sistema na korisnike, mogu dobiti efikasnije i pravednije cijene.

Model je kreiran u dvije varijante. U prvoj varijanti, model je napravljen u skladu sa važećim metodologijama, i kao takav se koristi u Agenciji pri proračunu cijena za sve kategorije kupaca. Težilo se da on bude prost za korišćenje, da omogući provjeru dobijenih rezultata i simuliranje cijena pri promjeni ulaznih parametara, kao i prosto vršenje modifikacija u skladu sa budućim izmjenama metodologija. Model u drugoj varijanti je napravljen u skladu sa predloženim izmjenama dizajna alokacije, za koje je u radu zaključeno da su poželjne.

Ključne riječi: regulacija, elektroenergetski sektor, cijene

Abstract

By signing the Treaty establishing Energy Community, Montenegro has accepted the obligation to reform the energy sector in accordance with the rules of the European Union. The reform divided the activities of the electricity sector of Montenegro into market and regulated ones. Market activities include the production and supply of electrical energy, while the activities of transmission and distribution of electrical energy remained regulated. Regulation is performed by the Energy and Water regulatory agency of Montenegro, and as the main tool Agency uses methodologies to determine revenues for companies engaged in these activities, as well as the prices at which they are collected.

In order to calculate these prices, a model is made in this master's thesis. The basis for the model consists of relations created, based on methodologies, through mathematical methods and modeling methods. Also, using the method of analysis, changes in methodologies have been proposed.

The model represents a tool used to calculate the prices in Montenegro at which customers pay monthly costs arising from the use of electricity, and it is designed to improve the work processes in the Agency. Also, the paper concludes that more efficient and fairer prices can be obtained, by changing the methodologies in the part of allocating the revenues of the transmission and distribution system operators to the users.

The model was created in two versions. In the first version, the model is made in accordance with methodologies, and as such is used in the Agency when calculating prices for all categories of customers. It was tended to be easy to use, to enable verification of the obtained results and simulation of prices when changing input parameters, as well as to easily make modifications in accordance with future changes. The model in the second version is made in accordance with the proposed changes of the allocation design, which were concluded in the paper to be desirable.

Key words: regulation, electricity sector, prices

Sadržaj

Izvod rada	3
Abstract	4
Pojmovi i skraćenice	7
1. UVOD	8
2. REGULACIJA ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA	10
2.1. Regulacija energetskeg sektora Crne Gore	10
2.2. Regulatorna Agencija za energetiku	11
3. CIJENE I NAKNADE.....	13
3.1. Cijene električne energije	13
3.2. Cijene i naknade za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema	14
3.2.1. Cijene za korišćenje prenosnog sistema	14
3.2.2. Cijene i naknade za korišćenje distributivnog sistema	15
3.3. Cijene gubitaka	16
3.4. Naknade za rad operatora tržišta električne energije.....	17
3.5. Naknada za podsticanje obnovljivih izvora električne energije	17
4. ALOKACIJA PRIHODA OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA	19
4.1. Cijene i tarifni elementi po kojima se alociraju prihodi operatora sistema	19
4.1.1. Fiksne cijene i naknade.....	20
4.1.2. Cijene po snazi.....	20
4.1.3. Cijene po električnoj energiji.....	20
4.1.4. Podjela cijena po snazi i cijena po energiji	21
4.1.5. Izbor tipa cijene i tabelarni pregled tipova cijena.....	22
4.2. Alokacija prihoda operatora sistema - praksa	24
4.2.1. Alokacija prihoda operatora prenosnih sistema.....	24
4.2.2. Alokacija prihoda operatora distributivnih sistema.....	25
5. ALOKACIJA PRIHODA OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U CRNOJ GORI	28
5.1. Alokacija kod kupaca sa mjerenjem snage, priključenih na naponski nivo 110 kV, 35 kV, 10 kV i 0,4 kV	28
5.1.1. Alokacija do 31.12.2022. godine	28
5.1.2. Alokacija nakon 31.12.2022. godine.....	29
5.2. Alokacija kod kupaca bez mjerenja snage, priključenih na naponski nivo 0,4 kV	29
6. MATEMATIČKO MODELOVANJE PRORAČUNA CIJENA PO KOJIMA SE KUPCIMA OBRAČUNAVAJU TROŠKOVI NASTALI PO OSNOVU KORIŠĆENJA ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	30
6.1. Programski alat.....	30

6.2. Koncept i organizacija Modela.....	31
6.2.1. Radni list "0. LEGENDA".....	34
6.2.2. Radni listovi "1. EKONOMSKE VELIČINE" i "2. TEHNIČKE VELIČINE"	34
6.2.3. Radni listovi "3.1. CIJENE PROIZVOĐAČI", "3.2. CIJENE KUPCI" i "3.3. NAKNADE COTEE"	36
7. VELIČINE KOJE SE UNOSE U MODEL I FORMULE KOJE MODEL SADRŽI	40
7.1. Pregled veličina koje se unose u Model	40
7.2. Pregled formula sadržanih u Modelu.....	45
8. PREDLOZI ZA IZMJENE DIZAJNA ALOKACIJE U CRNOJ GORI	53
8.1. Predlozi izmjena kod kupaca sa mjerenjem snage, priključenih na naponski nivo 110 kV, 35 kV, 10 kV i 0,4 kV	53
8.2. Predlozi izmjena kod kupaca bez mjerenja snage, priključenih na naponski nivo 0,4 kV 54	
8.2.1. Fiksna naknada	54
8.2.2. Cijene po energiji.....	56
8.2.3. Cijene po snazi.....	56
8.3. Predlog izmjena metodologija	58
8.3.1. Predlozi izmjena Metodologije za OPS	58
8.3.1.1. Predlog novog člana 25	58
8.3.1.2. Predlog izmjena člana 5	61
8.3.2. Predlozi izmjena Metodologije za ODS.....	62
8.3.2.1. Predlog novog člana 21	62
8.3.2.2. Predlog izmjena člana 5	70
8.4. Analiza uticaja predloženog dizajna alokacije na kupce.....	70
9. IZMJENJENI MODEL ZA PRORAČUN CIJENA PO KOJIMA KUPCI U CRNOJ GORI PLAĆAJU MJESEČNE TROŠKOVE NASTALE PO OSNOVU KORIŠĆENJA ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	72
10. ZAKLJUČAK	77
LITERATURA	78

Pojmovi i skraćenice

Agencija – Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

CEDIS – Crnogorski elektrodistributivni sistem

CGES – Crnogorski elektroprenosni sistem

COTEE – Crnogorski operator tržišta električne energije

DS – Distributivni sistem

ENTSOE – Evropska mreža operatora prenosnih sistema električne energije (eng. European Network of Transmission System Operators for Electricity)

EPCG – Elektroprivreda Crne Gore

EU – Evropska Unija

EXCEL - program za tabelarne kalkulacije softverske kuće Microsoft

Kupac - kupac je pravno ili fizičko lice koje kupuje električnu energiju

MATLAB – okruženje za numeričke proračune i programski jezik softverske kuće MathWorks

Metodologija za COTEE – Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije

Metodologija za ODS – Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije

Metodologija za OPS – Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije

Metodologije – izraz se odnosi na sljedeće tri metodologije: Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije, Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije i Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije

ODS – Operator distributivnog sistema

OPS – Operator prenosnog sistema

RDP – Ukupni godišnji prihod energetskog subjekta utvrđen od strane Agencije

Model - Model za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije u skladu sa Metodologijama

Izmjenjeni model - Model za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije u skladu sa izmjenama predloženim ovim radom

Sheet - programska tablica u EXCEL-u, u koju mogu da se unesu vrijednosti raspoređene u redove i vrste i kojima se matematički može manipulirati korištenjem osnovnih i složenih aritmetičkih operacija i funkcija

Zakon – Zakon o energetici, Službeni list Crne Gore, broj 5/16, 51/17 i 82/20

1. UVOD

Električna energija predstavlja jedan od osnovnih segmenata savremenog društva. Njena primjena je široko rasprostranjena, odnosno ona je zastupljena u skoro svakoj ljudskoj djelatnosti. Snabdijevanje potrošača potrebnom energijom važan je preduslov privrednog razvoja čitavog društva i standarda stanovništva.

Pravovremeno obezbjeđivanje i isporuka potrošačima zahtijevanih količina električne energije, propisanog kvaliteta, neophodnog nivoa sigurnosti i pouzdanosti predstavlja osnovni zadatak elektroenergetskog sektora. U cijelom svijetu ovaj sektor prolazi kroz važne reforme u cilju liberalizacije i povećanja efikasnosti. Reforma, uobičajeno, podrazumijeva uvođenje konkurencije u djelatnosti proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom, kao i regulaciju djelatnosti prenosa i distribucije električne energije kao prirodnih monopola.

Prateći globalne trendove, izvršena je i reforma elektroenergetskog sektora Crne Gore, kod koga su izvorno sve djelatnosti (proizvodnja, prenos, distribucija i snabdijevanje električnom energijom) bile objedinjene unutar kompanije Elektroprivreda Crne Gore (u daljem tekstu: EPCG). Prirodni monopoli, kao što su poslovi prenosa i distribucije električne energije, moraju biti regulisani jer je njihova infrastruktura neophodna za funkcionisanje tržišta električne energije i mora biti dostupna svim korisnicima po istim unaprijed poznatim uslovima. Zbog toga su oni i izdvojeni iz EPCG u nove kompanije, i to:

- Crnogorski elektroprenosni sistem (u daljem tekstu: CGES) koji obavlja djelatnost prenosa električne energije, i
- Crnogorski elektrodistributivni sistem (u daljem tekstu: CEDIS) koji obavlja djelatnost distribucije električne energije.

Proizvodnjom i snabdijevanjem se i dalje bavi EPCG. Međutim, kako su u ovim djelatnostima stvoreni uslovi za konkurenciju i kako je otvoreno tržište, time je omogućeno i drugim investitorima da se bave ovim poslovima. Kao posljedica navedenog, od strane novih investitora izgrađeno je više vjetroelektrana, malih hidroelektrana i solarnih elektrana. Takođe, izdate su licence za više snabdjevača, ali je još uvijek aktivna samo EPCG u svojstvu snabdjevača.

Uvođenjem konkurencije i otvaranjem tržišta električne energije, javila se potreba za njegovim organizovanjem i upravljanjem. U cilju obavljanja ovih poslova, osnovan je Crnogorski operator tržišta električne energije (u daljem tekstu: COTEE).

Takođe, u skladu sa Zakonom o energetici (u daljem tekstu: Zakon), kao regulator energetskog sektora u Crnoj Gori, osnovana je Regulatorna agencija za energetiku (u daljem tekstu: Agencija). Glavno oruđe kojim Agencija vrši regulaciju djelatnosti prenosa i distribucije električne energije je Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije, odnosno Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije. Takođe, Agencija vrši i regulaciju COTEE pomoću Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije. Navedene tri metodologije Agencija je donijela u skladu sa Zakonom (u daljem tekstu: Metodologije).

Metodologijama je definisan postupak i način utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda (u daljem tekstu: RDP) koji predstavlja ukupni godišnji prihod energetskog subjekta utvrđen od strane Agencije. Takođe, metodologijama je definisana i alokacija RDP po tarifnim elementima (snaga,

energija, broj kupaca), a kao produkt alokacije dobijaju se cijene i naknade pomoću kojih energetski subjekti ubiraju regulatorno dozvoljene prihode.

Predmet ovog rada je kreiranje modela za proračun RDP, cijena i naknada, a koji je realizovan u dvije varijante. U prvoj varijanti model je napravljen u skladu sa važećim Metodologijama, i kao takav se koristi u Agenciji pri proračunu cijena za sve kategorije kupaca, prema Sporazumu koji je zaključen između Agencije i autora rada [17]. Potreba za ovim modelom je proizašla iz dosadašnjeg načina proračunavanja cijena, gdje je za jedan proračun bilo potrebno više Microsoft Excel fajlova sa mnoštvom međusobno povezanih stranica (sheet-ova). Navedeni način proračuna je bio komplikovan za korišćenje, provjere i vršenje izmjena. Model, koji je rezultat ovog rada, je prost za korišćenje, omogućuje provjeru dobijenih rezultata i simuliranje cijena pri promjeni ulaznih parametara. Takođe, model omogućuje budućim korisnicima jednostavno vršenje modifikacija u skladu sa izmjenama Metodologija.

Model u drugoj varijanti je napravljen u skladu sa Metodologijama u kojima bi bile implementirane izmjene za koje je u radu zaključeno da su poželjne. Navedene izmjene se odnose na odabir tarifnih elemenata po kojima se kupcima obračunava mjesečni trošak nastao po osnovu korišćenja električne energije, kao i na način proračuna cijena po odabranim tarifnim elementima.

Ovaj rad se sastoji od deset poglavlja i pregleda korištene literature.

Prvo poglavlje je "Uvod", u kojem je opisan predmet ovog rada i dat opis sadržaja svakog poglavlja pojedinačno.

U drugom poglavlju "Regulacija elektroenergetskog sektora" date su osnovne informacije o regulaciji, dok je poseban ostvrt dat na regulaciju elektroenergetskog sektora u Crnoj Gori, kao i na nadležno regulatorno tijelo.

Opis cijena i naknada po kojima se plaćaju troškovi nastali po osnovu korišćenja električne energije u Crnoj Gori, kao i njihovog dobijanja, dat je u trećem poglavlju "Cijene i naknade".

Četvrto poglavlje "Alokacija prihoda operatora prenosnog i distributivnog sistema" sadrži teoriju alokacije prihoda operatora na korisnike sistema, kao i primjere različitih načina alokacije po zemaljama. Alokacija prihoda operatora prenosnog i distributivnog sistema za sve kategorije kupaca u Crnoj Gori analizirana je u petom poglavlju "Alokacija prihoda operatora prenosnog i distributivnog sistema u Crnoj Gori".

Predmet šestog poglavlja "Matematičko modelovanje proračuna cijena po kojima se kupcima obračunavaju troškovi nastali po osnovu korišćenja električne energije" je prva varijanta modela za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije. U ovom poglavlju su opisani razlozi za pravljenje ovog modela, kao i njegov koncept i organizacija.

U sedmom poglavlju "Veličine koje se unose u model i formule koje model sadrži" dat je pregled veličina koje se unose u Model, kao i formule kojima se one obrađuju.

Osmo poglavlje "Predlozi za izmjene dizajna alokacije u Crnoj Gori" sadrži predloge izmjena Metodologija za utvrđivanje RDP operatora prenosnog i distributivnog sistema, dok je model za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije, usklađen sa predloženim izmjenama, predmet devetog poglavlja.

U desetom poglavlju predstavljeni su zaključci rada. Na kraju magistarskog rada je dat i spisak korišćene literature.

2. REGULACIJA ELEKTROENERGETSKOG SEKTORA

Regulacija podrazumijeva skup mjera ekonomske politike i institucionalno kontrolisanih mehanizama za njeno sprovođenje. Potreba za uvođenjem ekonomske regulacije se javlja u situaciji kada ne postoji mogućnost za stvaranjem konkurentskih uslova na tržištu (prirodni monopol, javna dobra, nepostojanje tržišta i dr.) i kada treba spriječiti zloupotrebu tržišne moći od strane monopoliste ili dominantnog igrača na tržištu. [1]

Povod za uvođenje konkurencije u pojedinim segmentima elektroprivrede bilo je napuštanje dotadašnjeg stava ekonomske teorije da elektroprivredu na nivou grane treba posmatrati kao prirodni monopol. Ovaj preokret u ekonomskoj teoriji je doveo do toga da su u segmentu proizvodnje i snabdijevanja uvedeni konkurentski uslovi poslovanja, dok su mrežne djelatnosti (prenos, distribucija i sistemske operacije) i dalje ostale regulisane djelatnosti. [1]

Regulacija mrežnih djelatnosti u elektroprivredi, kao oblik državne intervencije, mora biti tako uspostavljena da istovremeno obezbjeđuje zaštitu interesa potrošača i kompanija. Da bi se postigla nezavisnost i transparentnost procesa, osnivaju se regulatorna tijela koja treba da na nepristrasan način uređuju odnose između svih zainteresovanih strana i da dosljedno primjenjuju metode ekonomske regulacije. Regulatorna tijela su u postupku usvajanja ekonomske regulacije suočena sa dvostrukim izazovom. Sa jedne strane, regulatorno tijelo treba da zaštiti kupce od previsokih cijena monopolskih usluga uz zadovoljavajući kvalitet usluge. Sa druge strane, regulator treba da štiti prava kompanija, obezbjeđujući im razuman povraćaj na uložena sredstva. [1]

2.1. Regulacija energetskog sektora Crne Gore

Regulacija energetskog sektora u Crnoj Gori započela je u uslovima postojanja potpunog monopola na tržištu električne energije od strane jedinstvenog elektroenergetskog privrednog društva EPCG, koje je u svojoj vertikalnoj strukturi objedinjavalo djelatnosti proizvodnje, prenosa, distribucije i snabdijevanja električnom energijom.

Crna Gora je potpisivanjem Ugovora o osnivanju energetske zajednice prihvatila obavezu da, u skladu sa pravilima Evropske unije - EU, izvrši reformu energetskog sektora [3]. Pod reformom se podrazumijeva:

- Uspostavljanje stabilnog regulatornog i tržišnog okvira koji može da privuče investicije u proizvodnju i mreže;
- Stvaranje integrisanog tržišta koje omogućava prekograničnu trgovinu i integraciju sa tržištem EU;
- Unapređivanje sigurnosti snabdijevanja kako bi se obezbjedilo stabilno i kontinuirano snabdijevanje energijom koje je neophodno za ekonomski razvoj i socijalnu stabilnost;
- Poboljšanje stanja životne sredine vezanog sa snabdijevanjem energijom u regionu i podsticanje korišćenja obnovljive energije i energetske efikasnosti; i
- Razvoj konkurencije na regionalnom nivou i iskorišćenje ekonomije obima. [4, 5]

Saglasno obavezama preuzetim navedenim ugovorom, u Crnoj Gori je do sada urađeno mnogo na reformi energetskog sektora, a najvažnije promjene su:

- Donošenje Zakona o energetici i podzakonskih akta usklađenih sa EU regulativom,
- Osnovana je Regulatorna Agencija za energetiku kao samostalna, neprofitna organizacija, koja je funkcionalno nezavisna od državnih organa i energetske subjekata, sa javnim ovlaštenjima u oblasti energetike,
- Izvršeno je potpuno razdvajanje prirodnih monopola od vertikalno integrisanog društva EPCG, i to: prenosnog sistema u novu kompaniju „Crnogorski elektroprenosni sistem AD Podgorica“ (CGES) 2009. godine [30] i distributivnog sistema u novu kompaniju „Crnogorski elektrodistributivni sistem DOO Podgorica“ (CEDIS) 2016. godine [31],
- Formiran je 2011. godine „Crnogorski operator tržišta električne energije DOO Podgorica“ (COTEE), kao nezavisni operator tržišta [33],
- Otvoreno je tržište električne energije.

2.2. Regulatorna Agencija za energetiku

Regulatornu Agenciju za energetiku osnovala je Skupština Republike Crne Gore 2004. godine, u skladu sa tada važećim Zakonom, kao samostalnu, neprofitnu organizaciju, koja je funkcionalno nezavisna od državnih organa i energetske subjekata, sa javnim ovlaštenjima u oblasti energetike. [2]

Nadležnost, zadaci i ciljevi Agencije utvrđeni su Zakonom. Regulatorna funkcija koja je povjerena Agenciji obuhvata normativnu regulaciju energetske sektora koja se sastoji u donošenju propisa, pravila i utvrđivanju procedura potrebnih za izvršavanje obaveza propisanih Zakonom i odobravanju pravila i metodologija koje utvrđuju energetske subjekti, ali i neposrednoj primjeni Zakona.

Regulatorna agencija za energetiku je 2007. godine, donijela podzakonski akt o regulisanju prihoda elektroenergetskih subjekata i cijena prema kojima se ovi prihodi ostvaruju. Na osnovu ovog akta, Agencija je donijela i Odluku o odobravanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za EPCG, i to posebno za djelatnosti proizvodnje, prenosa, distribucije i snabdijevanja električnom energijom. Navedeni prihodi su bili osnov za regulisane cijene za snabdijevanje kupaca, čime počinje ekonomska regulacija cijene električne energije i usluga prenosa, distribucije i snabdijevanja u Crnoj Gori. Kasnije, ekonomskom regulacijom obuhvaćena je i djelatnost operatora tržišta.

Od 2007. godine do danas više puta su mijenjani podzakonski akti kojima su regulisani prihodi subjekata i cijene prema kojima se ovi prihodi ostvaruju. Nakon uvođenja konkurencije i otvaranja tržišta u djelatnosti proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom, Agencija je prestala da reguliše prihode i cijene za ove djelatnosti, ali je nastavila da ih licencira i kontroliše. Sada Agencija reguliše prihode operatora tržišta, kao i mrežnih operatora (CGES i CEDIS) kao prirodnih monopola čija infrastruktura je neophodna za funkcionisanje tržišta električne energije i mora biti dostupna svim korisnicima po istim unaprijed poznatim uslovima, i to na osnovu tri metodologije koje je donijela Agencija:

- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Metodologija za OPS) [6],
- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije (u daljem tekstu: Metodologija za ODS) [7] i
- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije (u daljem tekstu: Metodologija za COTEE) [8].

Metodologijama je definisan postupak i način utvrđivanja RDP, koji predstavlja ukupni godišnji prihod energetskog subjekta utvrđen od strane Agencije. Takođe, metodologijama je definisana i alokacija RDP po tarifnim elementima (snaga, energija, broj kupaca), a kao produkt alokacije dobijaju se cijene i naknade pomoću kojih energetski subjekti ubiraju regulatorno dozvoljene prihode, a o čemu će biti više riječi u nastavku rada. Trenutno važeće metodologije, Agencija je utvrdila 2019. godine.

Napominje se da je Zakonom o komunalnim djelatnostima iz 2016. godine, Agenciji data nadležnost regulacije i komunalnih djelatnosti, zbog čega ona mijenja ime u Regulatornu Agenciju za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti. [32]

3. CIJENE I NAKNADE

Snabdijevači kupcima električne energije u Crnoj Gori, pored samog troška električne energije, obračunavaju i troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije, u formi mjesečnih računa. Obračun se vrši putem više cijena i naknada, i to:

1. cijena električne energije,
2. cijena za korišćenje prenosnog sistema ili cijena za korišćenje distributivnog sistema, zavisno od sistema na koji su kupci priključeni,
3. cijena gubitaka u mreži,
4. naknada za rad operatora tržišta i
5. naknada za podsticanje obnovljivih izvora električne energije.

Kupci su dužni snabdijevaču, sa kojim imaju zaključen ugovor o snabdijevanju, da izmire iznos obračunat po svim cijenama i naknadama na računu. Snabdijevač od naplaćenog novca zadržava samo onaj dio koji se odnosi na utrošenu električnu energiju, dok preostali novac prenosi relevantnim energetske subjektima: operatoru prenosnog sistema, operatoru distributivnog sistema, operatoru tržišta. Način utvrđivanja cijena i naknada će biti objašnjen u nastavku ovog poglavlja.

3.1. Cijene električne energije

Osnivanjem Agencije i uvođenjem regulacije u elektroenergetski sektor Crne Gore počinje da se vrši regulacija svih elektroenergetskih djelatnosti. Prvobitno, sve ove djelatnosti su bile objedinjene u sklopu kompanije EPCG, koja je na taj način funkcionisala kao vertikalno integrisana kompanija. Agencija je tako, pored djelatnosti prenosa i distribucije električne energije, vršila regulaciju i utvrđivala cijene/naknade i za djelatnost proizvodnje električne energije (cijenu električne energije) i djelatnost snabdijevanja električnom energijom (naknadu za snabdijevanje).

Transformacijom elektroenergetskog sektora, za razliku od prenosa i distribucije električne energije koje su ostale regulisane djelatnosti, djelatnosti proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom prestaju da se regulišu, odnosno uvode se konkurentski uslovi poslovanja i Agencija prestaje da utvrđuje cijene električne energije, dok se naknada za snabdijevanje ukida.

Agencija je tako prestala da utvrđuje cijene električne energije za 'velike kupce' (kupce priključene na prenosni sistem) nakon 31.12.2014. godine, dok je za 'manje' kupce (kupce priključene na distributivni sistem) prestala da utvrđuje cijene električne energije nakon 31.12.2016. godine. Takođe, nakon 31.12.2016. godine ukinuta je i naknada za snabdijevanje, i od tada se snabdijevač finansira isključivo iz cijene za električnu energiju.

Zakonom je definisano da nakon 01.01.2017. godine, snabdijevač koji je imao status javnog snabdijevača (EPCG) može mijenjati cijene električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva u skladu sa promjenama cijena na tržištu, uz ograničenja definisana Zakonom, čime je prekinuta direktna regulacija cijene električne energije u Crnoj Gori.

Opštim uslovima za snabdijevanje električnom energijom [27] je utvrđeno da se snabdijevanje vrši po tarifnim vremenima, i to na način da je kod kupaca koji:

- imaju ugrađena nova multifunkcionalna brojila, obračun tarife se vrši:
 - po višoj tarifi od 07 h do 23 h svim danima osim nedjeljom, i
 - po nižoj tarifi od 23 h do 07 h svim danima osim nedjeljom kada se niža tarifa obračunava od 00 h do 24 h.
- nemaju ugrađena nova multifunkcionalna brojila, obračun tarife se vrši:
 - po višoj tarifi u zimskom periodu računanja vremena od 07 h do 23 h svim danima osim nedjeljom, odnosno u ljetnjem periodu računanja vremena od 08 h do 24 h svim danima osim nedjeljom, i
 - po nižoj tarifi u zimskom periodu računanja vremena od 23 h do 07 h svim danima osim nedjeljom kada se obračunava od 00 h do 24 h, odnosno u ljetnjem periodu računanja vremena od 24 h do 08 h svim danima osim nedjeljom kada se obračunava od 00 h do 24 h.

Takođe, Opštim uslovima je utvrđeno da odnos između tarifnih elemenata za električnu energiju utrošenu u višoj i nižoj dnevnoj tarifi ne može biti veći od 3:1, a snabdijevač ga utvrđuje za pojedine kategorije kupaca ili tarifne grupe, uz uvažavanje odnosa količina električne energije koje određena kategorija kupaca preuzima u višoj i nižoj tarifi, na način da se utiče na uravnoteženje dijagrama potrošnje i da sa najvećom vjerovatnoćom ostvari prihod za plaćanje nabavljene električne energije. [27]

Kako cijena električne energije nije regulisana, već je snabdijevači utvrđuju na tržišnim principima, i kako je jasno da se trošak električne energije fakturiše po utrošenoj električnoj energiji [€/kWh], ona neće biti razmatrana u ovom radu u smislu davanja preporuka, ali će figurisati u modelu za proračun cijena u cilju dobijanja predstave ukupnog troška za korišćenje električne energije.

3.2. Cijene i naknade za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema

Proračun cijena po kojima se plaćaju usluge korišćenja prenosnog sistema električne energije definisan je Metodologijom za OPS, odnosno usluge distribucije električne energije Metodologijom za ODS. [6, 7]

3.2.1. Cijene za korišćenje prenosnog sistema

Operator prenosnog sistema je energetska subjekat koji obavlja djelatnost prenosa električne energije i odgovoran je za rad, održavanje i razvoj prenosnog sistema i njegovo povezivanje s drugim sistemima, kao i za obezbjeđenje dugoročne sposobnosti sistema da zadovolji zahtjeve za prenosom električne energije na ekonomski opravdan način. [9]

Postupak proračuna cijena za korišćenje prenosnog sistema započinje utvrđivanjem RDP operatora prenosnog sistema, koji predstavlja njegov ukupni godišnji prihod, a koji Agencija proračunava kao sumu ukupnih troškova poslovanja, amortizacije i povrata na sredstva. Na ovaj način dobijen RDP operatora prenosnog sistema, alocira se na korisnike prenosnog sistema putem cijena za korišćenje prenosnog sistema koje se obračunavaju po tarifnom elementu snaga.

U korisnike prenosnog sistema spadaju proizvođači i kupci koji su priključeni na prenosni sistem. Stoga, RDP jednim dijelom pokrivaju proizvođači priključeni na prenosni sistem, dok preostali dio pokrivaju kupci priključeni na prenosni sistem. Takođe, napominje se da se pod kupcima priključenim na prenosni sistem u ovom radu smatraju i distributivni sistemi priključeni na prenosni sistem.

Na kupce priključene na prenosni sistem, pripadajući dio RDP operatora prenosnog sistema se alocira putem cijene za korišćenje prenosnog kapaciteta. Ova cijena se, u skladu sa Metodologijom za OPS, obračunava po kombinaciji ugovorene snage i ostvarene snage do 31.12.2022. godine, nakon čega se prelazi na obračunavanje samo po ugovorenoj snazi (priključnoj snazi) [€/MW].

Preostali dio RDP operatora prenosnog sistema alocira se na proizvođače priključene na prenosni sistem putem dvije cijene: cijene za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače koja se obračunava po tarifnom elementu aktivna električna energija [€/MWh], kao i preko cijene za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače koja se obračunava po tarifnom elementu maksimalno raspoloživa aktivna snaga [€/MW]. Trošak za korišćenje prenosnog sistema koji se alocira na proizvođače naziva se još i G – komponenta, gdje G potiče od engleske riječi Generation - proizvodnja. Napominje se da su u okviru cijene za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače koja se obračunava po tarifnom elementu aktivna električna energija, pored troškova korišćenja sistema, uključeni i troškovi gubitaka u prenosnom sistemu koje pokrivaju proizvođači.

3.2.2. Cijene i naknade za korišćenje distributivnog sistema

Operator distributivnog sistema je energetska subjekat koji obavlja djelatnost distribucije električne energije i odgovoran je za rad, održavanje i razvoj distributivnog sistema na određenom području, njegovo povezivanje sa drugim sistemima i za obezbjeđenje dugoročne sposobnosti sistema da zadovolji potrebe za distribucijom električne energije na ekonomski opravdan način. [9]

Do kupaca priključenih na distributivni sistem električna energija prolazi pored distributivnog i kroz prenosni sistem, zbog čega ovi kupci plaćaju trošak korišćenja i prenosnog i distributivnog sistema. Kako su ovi kupci priključeni na distributivni sistem, oni ne plaćaju cijene za korišćenje prenosnog sistema, već samo cijene za korišćenje distributivnog sistema, ali u okviru kojih je uzet u obzir i pripadajući trošak korišćenja prenosnog sistema.

Postupak proračuna cijena za korišćenje distributivnog sistema započinje utvrđivanjem RDP operatora distributivnog sistema, koji predstavlja njegov ukupni godišnji prihod, a koji Agencija proračunava kao sumu ukupnih troškova poslovanja, amortizacije i povrata na sredstva. Suma na ovaj način dobijenog RDP operatora distributivnog sistema i pripadajućeg dijela troškova za korišćenje prenosnog sistema koji se odnosi na distribuciju kao korisnika prenosnog sistema, alocira se na korisnike distributivnog sistema putem cijena za korišćenje distributivnog sistema koje se obračunavaju po tarifnim elementima (snaga, energija, broj kupaca).

U korisnike distributivnog sistema spadaju proizvođači i kupci priključeni na distributivni sistem. Pod kupcima priključenim na distributivni sistem, u ovom radu, će se smatrati i zatvoreni distributivni sistemi priključeni na ovaj sistem. RDP jednim dijelom pokrivaju proizvođači priključeni na distributivni sistem, dok preostali dio pokrivaju kupci priključeni na distributivni sistem.

Na kupce priključene na distributivni sistem pripadajući troškovi (suma pripadajućeg dijela RDP operatora distributivnog sistema i dijela troškova za korišćenje prenosnog sistema koji se odnosi na

distribuciju kao korisnika prenosnog sistema) se alociraju putem cijena i naknada za korišćenje distributivnog kapaciteta. Kod kupaca sa mjerenjem snage korišćenje distributivnog sistema se, u skladu sa Metodologijom za ODS, naplaćuje po cijeni koja se obračunava po kombinaciji ugovorene i ostvarene snage do 31.12.2022. godine, nakon čega se prelazi na obračunavanje samo po ugovorenoj snazi (priključnoj snazi). Kod kupaca bez mjerenja snage, naplata se vrši po cijeni koja se obračunava po utrošenoj električnoj energiji [€/MW] i putem fiksne mjesečne naknade [€/kupcu].

Preostali dio RDP operatora distributivnog sistema alocira se na proizvođače priključene na distributivni sistem putem cijene za korišćenje distributivnog sistema za proizvođače, a koja se naplaćuje po tarifnom elementu aktivna električna energija [€/MWh] (G – komponenta). U okviru ove cijene, pored troškova korišćenja distributivnog sistema, uključeni su i troškovi gubitaka u distributivnom sistemu koje pokrivaju proizvođači.

3.3. Cijene gubitaka

Usljed prenosa i distribucije električne energije od proizvodnih objekata do kupaca, dolazi do neizbježne pojave gubitaka električne energije. Gubici se mogu podijeliti na netehničke i tehničke gubitke.

Tehnički gubici nastaju usljed fizičkih procesa pri prenosu i distribuciji električne energije. Oni u prenosnom sistemu nastaju usljed prenosa električne energije za potrebe potrošnje električne energije u Crnoj Gori, ali i usljed tranzita električne energije preko teritorije Crne Gore. U distributivnom sistemu ne postoji tranzit električne energije, pa tehnički gubici nastaju samo usljed distribucije električne energije kupcima priključenim na distributivni sistem. Tehnički gubici u 2019. godini u prenosnom sistemu su iznosili 2,13% (uključujući gubitke nastale usljed tranzita), dok su u distributivnom iznosili 13,1% [24].

Netehnički ili komercijalni gubici predstavljaju električnu energiju koja je izgubljena usljed neovlašćene potrošnje. Pod neovlašćenom potrošnjom misli se na električnu energiju koja je preuzeta na neovlašćen način, odnosno neovlašćena potrošnja se može okarakterisati kao "krađa" električne energije. Netehnički gubici u Crnoj Gori javljaju se samo u distributivnom sistemu. Proteklih godina ulaganjima u sistem i otkrivanjem neovlašćene potrošnje, CEDIS je uspio da smanji nivo netehničkih gubitaka, ali on je i dalje prilično visok. Netehnički gubici u 2019. godini iznosili su 4,67%, a izračunati su kao razlika između ukupnih gubitaka koji su iznosili 13,1% i tehničkih gubitaka 8,43% [24]. Ovaj vid gubitaka ne transponuje se u cijene koje plaćaju kupci, već ovi gubici predstavljaju trošak CEDIS-a koje on podmiruje tako što kupuje električnu energiju za pokrivanje ovih gubitaka iz sopstvenih sredstava.

Način proračuna cijena gubitaka nastalih pri prenosu i distribuciji električne energije definisan je Metodologijom za OPS i Metodologijom za ODS. Korisnici sistema plaćaju tehničke gubitke nastale u prenosnom sistemu bez gubitaka nastalih usljed tranzita, kao i tehničke gubitke nastale u distributivnom sistemu, a obračunavaju po utrošenoj električnoj energiji [kWh].

3.4. Naknade za rad operatora tržišta električne energije

Operator tržišta je energetski subjekat odgovoran za organizaciju i upravljanje tržištem električne energije, otkup električne energije od povlašćenih proizvođača i dalju prodaju snabdijevачima i kupcima samosnabdijevачima, kao i izdavanje garancija porijekla i vođenje registra istih. [9]

Način proračuna naknada za rad operatora tržišta električne energije definisan je Metodologijom za COTEE i počinje utvrđivanjem RDP operatora tržišta, koji predstavlja njegov ukupni godišnji prihod proračunat od strane Agencije kao suma troškova poslovanja, amortizacije i razumne dobiti. [8]

Na ovaj način dobijen RDP operatora tržišta se alocira na operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema, snabdijevачe, kupce samosnabdijevачe, snabdijevачe posljednjeg izbora i ranjivih kupaca, proizvođače, trgovce i kupce putem naknada koje plaćaju:

1. povlašćeni proizvođači [c€/kWh],
2. operator prenosnog sistema [€/mjesec],
3. operator distributivnog sistema [€/mjesec],
4. snabdijevачi, kupci samosnabdijevачi i snabdijevач posljednjeg izbora i ranjivih kupaca [c€/kWh],
5. kupci [€/mjesec/kupac],
6. proizvođači koji su balansno odgovorni [c€/kWh], i
7. trgovci električnom energijom [€/mjesec/trgovac].

Metodologijom za COTEE definisano je da snabdijevач koji je imao status javnog snabdijevачa (EPCG) ima pravo da naplaćuje naknadu za rad operatora tržišta od kupaca sve dok se primjenjuju Zakonom propisana ograničenja formiranja cijena. Agencija je, u skladu sa Zakonom, jer nijesu ispunjeni uslovi za postojanje likvidnog tržišta, ograničila rast cijena električne energije do stvaranja uslova za likvidno tržište, a najduže do 31.12.2022. godine [29]. Prestankom ovog ograničenja, ukida se naknada za rad operatora tržišta koju plaćaju kupci.

3.5. Naknada za podsticanje obnovljivih izvora električne energije

Proizvođači električne energije iz obnovljivih izvora, u skladu sa Zakonom, mogu steći status povlašćenog proizvođača kojim im se garantuje otkup električne energije po podsticajnim cijenama, koje su po pravilu veće od tržišnih cijena.

Operator tržišta kupuje električnu energiju proizvedenu od povlašćenih proizvođača i prodaje je snabdijevачima i kupcima samosnabdijevачima, koji su dužni da mu prenesu sredstva po osnovu izdatih faktura. Pomoću ovih sredstava, kao i sredstava dobijenih putem naknade za podsticanje obnovljivih izvora, operator tržišta kupuje električnu energiju od povlašćenih proizvođača.

Naknadu za podsticanje obnovljivih izvora električne energije utvrđuje Vlada Crne Gore u skladu sa Uredbom o naknadi za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije [18]. Naknada se utvrđuje u fiksnom godišnjem iznosu koji se fakturiše po utrošenoj električnoj energiji [kWh]. Ova naknada će biti implementirana u modelima za proračun cijena u cilju dobijanja predstave ukupnog troška za korišćenje električne energije. Međutim,

detaljna analiza i predlozi izmjena metodologija će biti usmjereni samo ka regulisanim djelatnostima
- prenosu i distribuciji električne energije.

4. ALOKACIJA PRIHODA OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA

Izučavajući literaturu iz oblasti regulacije prirodnih monopola u sektoru energetike, čini se da se mnogo veća pažnja poklanja “ekonomskom” dijelu regulacije, odnosno utvrđivanju prihoda regulisanih energetske subjekata, nego “tehničkom” dijelu regulacije pod kojim se podrazumijeva alokacija navedenih prihoda na korisnike sistema, a što je jedna od tema kojima se bavi ovaj rad.

Alokacija podrazumijeva raspodjelu prihoda regulisanih energetske subjekata na tarifne elemente kako bi se dobile cijene ili naknade putem kojih se korisnicima obračunavaju i naplaćuju usluge korišćenja sistema. Kako bi se lakše razumjelo šta je alokacija, u nastavku je naveden primjer iste: prihod energetske subjekta od 1.000.000 € se alokira na tarifni element električna energija u iznosu od 1.000.000 kWh putem cijene od 1 €/kWh ($1.000.000 \text{ €} / 1.000.000 \text{ kWh} = 1 \text{ €/kWh}$).

Pojam cijena i tarifa, iako se često smatraju sinonimima, nemaju isto značenje. Pod cijenom se podrazumijeva jedinična vrijednost nekog proizvoda ili usluge na tržištu, dobijena djelovanjem zakona ponude i potražnje. Za razliku od cijene, pod tarifom se podrazumijeva administrativno (regulatorno) utvrđena vrijednost nekog obračunskog elementa proizvoda ili usluge. Primjenom tarifa na utrošene količine se indirektno dobijaju cijene za svakog kupca, koje se po pravilu međusobno razlikuju zbog različitog obima i strukture potrošnje. [34] Kako se u crnogorskoj legislativi koriste oba termina, u ovom radu će se oni smatrati sinonimima, pri čemu će se obično koristiti izraz cijene, prvenstveno zato što je Zakonom definisano da se one utvrđuju Metodologijama.

Način alociranja prihoda operatora prenosnog i distributivnog sistema na korisnike sistema različit je u svim elektroenergetskim sistemima. Kako svi sistemi imaju svoje specifičnosti, ne postoji jedno rješenje koje se smatra pravilnim za sve sisteme. Takođe, metodološka rješenja se moraju mijenjati, pogotovo ako se ima u vidu razvoj tehnologije, kako sa aspekta proizvodnje, tako i sa aspekta potrošnje (npr. distribuirani izvori, intermitentni izvori, električna vozila, smart sistemi). Cilj je pronaći, trenutno, najoptimalni dizajn alokacije, ali uvijek imajući viziju u kojem pravcu se treba mijenjati u budućnosti, uvijek vodeći računa o trendovima iz ove oblasti.

4.1. Cijene i tarifni elementi po kojima se alokiraju prihodi operatora sistema

Izvorno, cijene na koje je alocirani prihod operatora sistema su obično bile volumetrijske, odnosno alokacija prihoda se vršila prema utrošenoj električnoj energiji (kWh). Vremenom, alokacija se znatno usložnjava i sve više počinje da se vrši i po drugim veličinama – tarifnim elementima, a sve u cilju postizanja što pravednije alokacije i povećanja efikasnosti. Alokacija po bilo kom tarifnom elementu nosi određene prednosti i nedostatke, što će biti analizirano u nastavku rada.

Osnovna podjela cijena, u zavisnosti od tarifnih elemenata po kojima se vrši alokacija, je na sljedeća tri tipa [19, 20, 26]:

1. fiksne cijene,
2. cijene po snazi i
3. cijene po električnoj energiji.

U nastavku će biti opisani navedeni tipovi cijena pojedinačno.

4.1.1. Fiksne cijene i naknade

Fiksne cijene i naknade se obično izražavaju u €/mjerno mjesto i važe za prost, stabilan i predvidiv tip alociranja prihoda.

Ove cijene ne zavise od snage koji su angažovali korisnici sistema, kao ni od električne energije koju su potrošili, zbog čega one predstavljaju siguran vid finansiranja operatora sistema. S druge strane, fiksne cijene ne odražavaju troškove nastale usljed korišćenja sistema, zato što korisnici plaćaju istu fiksnu cijenu nezavisno od snage koji su angažovali. Iz navedenog proizilazi da fiksne cijene ne podstiču na racionalnije korišćenje sistema, jer one ne podstiču korisnike sistema da smanjuju svoje potrebe za snagom, kako bi imali manji trošak po ovom osnovu. Takođe, ovaj tip cijena omogućuje korisnicima da lako predvide troškove, a operatorima sistema prihode. [19, 20]

4.1.2. Cijene po snazi

Cijene po snazi mogu se izraziti u €/kW, a dijele se na one koje se obračunavaju po ostvarenoj snazi i na one koje se obračunavaju po ugovorenoj snazi.

Kada se primjenjuju cijene koje se obračunavaju po ostvarenoj snazi, trošak korišćenja sistema se obračunava po ostvarenoj maksimalnoj snazi i to obično na mjesečnom nivou. U slučaju kada se primjenjuju cijene koje se obračunavaju po ugovorenoj snazi, korisnicima je obično limitirana maksimalna snaga koju mogu da angažuju, a po kojoj se obračunava trošak korišćenja sistema.

Cijene po snazi dobro reflektuju troškove nastale usljed korišćenja sistema na korisnike, čime se podstiče na efikasnost. Drugim riječima, one podstiču kupce da upravljaju svojom potrošnjom na način da smanjuju svoje potrebe za snagom, kako bi imali manji trošak za korišćenje sistema. Tako kupci npr. ne uključuju istovremeno uređaje veće snage, koriste efikasnije uređaje i slično, čime oslobađaju dio kapaciteta u sistemu. Operatori ovaj kapacitet mogu dodijeliti drugim kupcima, a što dovodi do smanjenja investicija u nove kapacitete. [19,20,21]

Nedostatak ovog tipa cijena je njegova kompleksnost, a iz čega proizilazi da je manje prihvatljiv za korisnike sistema. Takođe, ovaj tip cijena zahtijeva i mjernu opremu (npr. pametna brojlara, limitatore i sl.). Za razliku od fiksnih cijena, cijene po snazi karakteriše manja predvidljivost troškova kod korisnika sistema sa jedne strane, a prihoda operatora sistema sa druge strane.

4.1.3. Cijene po električnoj energiji

Izvorno, cijene po električnoj energiji su bile najzastupljeniji tip cijena po kojima se vršila alokacija prihoda operatora sistema, a izražavaju se u €/kWh.

U slučaju kada se primjenjuju cijene ovog tipa, troškovi po osnovu korišćenja sistema ne zavise od snage koji su angažovali korisnici, već samo od energije koju su potrošili, zbog čega oni nijesu stimulisani da upravljaju svojom potrošnjom na način da smanjuju svoje potrebe za snagom. Naime,

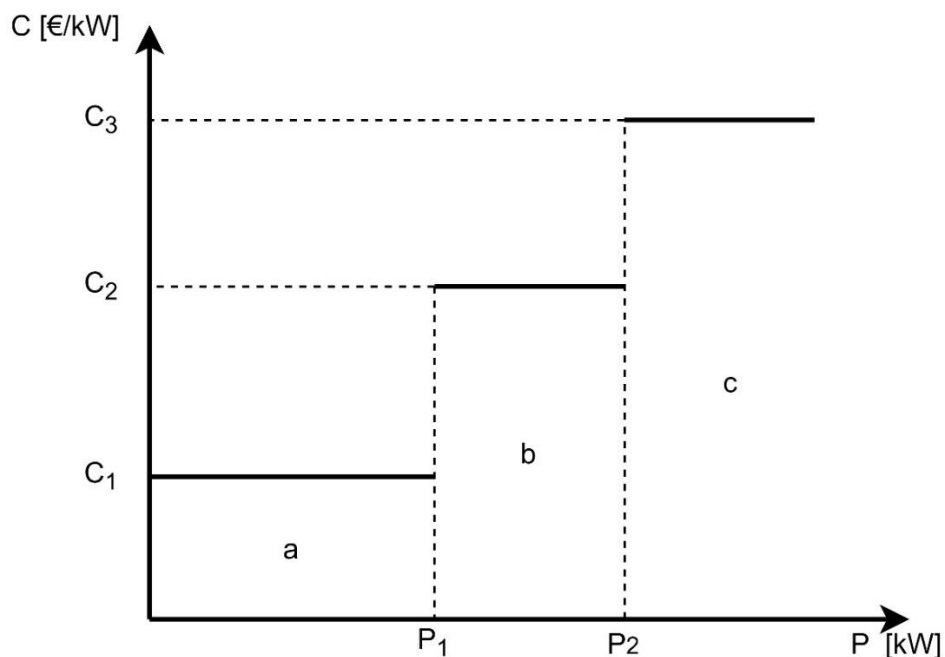
ove cijene ne odražavaju troškove korišćenja sistema, a zbog čega one i ne podstiču na racionalnije korišćenje sistema. Takođe, korisnici u periodima kada ne koriste električnu energiju, neće plaćati ni korišćenje sistema, iako je operator sistema dužan da u svakom trenutku obezbjedi kupcima snagu u vrijednosti priključne snage. Imajući u vidu navedeno, kao i činjenicu da su korisnici sistema tradicionalno navikli na ovaj tip cijene, ona je i najprihvatljivija za njih. [19, 21]

Kako ove cijene zavise samo od količine utrošene električne energije, a koja može znatno da varira od planirane na osnovu koje se cijena proračunava iz ekonomskih, klimatskih ili drugih razloga, one predstavljaju i najnesigurniji tip alokacije sa aspekta ubiranja prihoda operatora sistema. [19]

4.1.4. Podjela cijena po snazi i cijena po energiji

Cijene po snazi se mogu podijeliti na dva podtipa cijena, i to na linearne i nelinearne cijene. Za razliku od cijena po snazi, cijene po energiji se mogu podijeliti i na, pored navedena dva podtipa, treći podtip - cijene zavisne od vremena. [20]

Kada se primjenjuju linearne cijene (eng. "flat rate"), korisnici plaćaju istu jediničnu cijenu nezavisno od ostvarene snage ili potrošene električne energije. Za razliku od linearnih cijena, kod nelinearnih cijena (eng. "non-linear") korisnici plaćaju različite cijene zavisno od ostvarene snage ili potrošene električne energije. Primjer nelinearnih cijena - rastuće blok cijene (IBT, eng. Increasing Block Tariffs) prikazan je na grafiku 1, na kojem se mogu uočiti tri bloka cijena: a, b i c. Kupci koji ostvare snagu u opsegu $0 < P \leq P_1$ plaćaju je po cijeni C_1 (blok a), oni koji ostvare snagu u opsegu $P_1 < P \leq P_2$ plaćaju je po cijeni C_2 (blok b), a ukoliko ostvare snagu $P > P_2$ plaćaju je po cijeni C_3 (blok c). Sličan grafik bi se mogao napraviti i za obračun po energiji, kada bi po x-osi, umjesto snage, figurisala energija. [20]



Grafik 1. Primjer rastućih blok cijena

Ovaj tip cijena podstiče kupce da koriste snagu (električnu energiju) efikasnije, jer cijena raste sa povećanjem ostvarene snage (utrošene električne energije). Dugoročno, zbog povećanja

efikasnosti, ovaj tip cijene dovodi do smanjenja ulaganja u prenosne i distributivne sisteme ukoliko se blokovi naprave zavisno od ostvarene snage, odnosno do smanjenja potrebe za električnom energijom u slučaju kada su blokovi napravljeni sa podjelom u zavisnosti od potrošene električne energije. Problem kod rastućih blok cijena je utvrđivanje granica, koje može direktno da potegne pitanja socijalnog aspekta i aspekta fer alokacije.

Imajući u vidu da socijalni aspekt korišćenja električne energije, u većini slučajeva, nije u nadležnosti regulatora, već u nadležnosti države (organa vlade i sl.), regulatori ipak vode računa o istom. S tog aspekta uvijek će biti "izuzetaka", a jedan od njih će biti prikazan na primjeru primjene nelinearnih – rastućih blok cijena dva različita tipa domaćinstava.

Prvi tip domaćinstva čini npr. porodica u kojoj su roditelji zaposleni, a djeca idu u vaspitno-obrazovne ustanove (vrtiće, škole i sl.) ili su zaposlena, dok drugi tip čini domaćinstvo sačinjeno od supružnika koji su penzioneri. Oba tipa domaćinstva žive npr. u stanu u kojem za grijanje/hlađenje nemaju alternativu, već koriste isključivo električnu energiju. Za prvi tip domaćinstva se pretpostavlja da će boraviti znatno manje u stambenom prostoru zbog odlaska na posao, u školu, na rekreaciju u slobodnom vremenu, i slično, dok se za drugi tip domaćinstva pretpostavlja da većinu vremena provodi u stambenom objektu. Može se zaključiti da će drugi tip domaćinstva ostvariti veću snagu, odnosno potrošiti više električne energije od prvog tipa domaćinstva, zbog čega je velika vjerovatnoća da će ovaj tip domaćinstva plaćati potrošenu električnu energiju u okviru "blokova" sa većim cijenama. Problem je izraženiji ukoliko se pretpostavi da drugi tip domaćinstva ima manje prihode od prvog. Napominje se da se obično prvi "blok" dizajnira tako da prosječno domaćinstvo može da zadovolji osnovne potrebe za električnom energijom.

Takođe, kako su u svim blokovima različite cijene, to znači da kupci koji su u okviru iste kategorije plaćaju istu uslugu po različitim cijenama, a što povlači pitanje da li se sa rastućim blok cijenama postiže fer alokacija prihoda.

Cijene po energiji mogu biti, pored linearnog i nelinearnog tipa cijena, i tipa cijene zavisne od vremena (eng. Time of Use - ToU). Ove cijene se dodatno mogu podijeliti na statičke i dinamičke cijene. Statičke cijene su unaprijed definisane za različite periode, kao što su različiti periodi dana (npr. dnevna/noćna tarifa), nedjelje (npr. radni/neradni dani) ili godine (npr. zima/ljeto). Kada su u pitanju dinamičke cijene, operatori sistema obično dan unaprijed obavještavaju kupce o periodima kada će cijene biti veće, kao i o samim iznosima cijena. Napredovanjem tehnologije – mjernih sistema, uređaja i slično, pretpostavlja se da će dinamičke cijene biti sve zastupljenije. [20]

4.1.5. Izbor tipa cijene i tabelarni pregled tipova cijena

Kako bi se dizajnirala najoptimalnija alokacija prihoda operatora sistema na korisnike za predmetni sistem, ne mora se odabrati primjena samo jednog tipa cijene. Naime, kako bi se postigao željeni efekat, moguće je odabrati različite tipove cijena i tarifne elemente po kojima se obračunavaju u zavisnosti od sistema (prenosni ili distributivni), naponskog nivoa ili kategorije kupaca. U slučaju da postoji više prenosnih ili distributivnih sistema unutar jednog elektroenergetskog sektora, moguće je definisati različit dizajn za svaki sistem pojedinačno.

Radi lakšeg pregleda, u tabeli 1 dat je prikaz prednosti i mana prethodno opisanih tipova cijena.

Tabela 1. Prednosti i mane tipova cijena (a) i podtipova cijena (b)

a)

Tip cijena	fiksne	po snazi		po energiji
		po ostvarenoj	po ugovorenoj	
Prednosti	<ul style="list-style-type: none"> - Proste - Stabilne - Predvidive 	<ul style="list-style-type: none"> - Podstiču na racionalno korišćenje sistema - Reflektuju troškove korišćenje sistema 	<ul style="list-style-type: none"> - Podstiču na racionalno korišćenje sistema - Reflektuju troškove korišćenje sistema u ograničenoj mjeri 	<ul style="list-style-type: none"> - Prihvatljive za korisnike
Mane	<ul style="list-style-type: none"> - Ne reflektuju troškove korišćenja sistema - Ne podstiču na racionalno korišćenje sistema 	<ul style="list-style-type: none"> - Kompleksnost - Potrebna mjerna oprema kao npr. pametna brojila, limitatori i sl. - Nepredvidivost ostvarenja - Manja prihvatljivost za korisnike 	<ul style="list-style-type: none"> - Kompleksnost - Potrebna mjerna oprema kao npr. pametna brojila, limitatori i sl. - Nepredvidivost ostvarenja - Manja prihvatljivost za korisnike 	<ul style="list-style-type: none"> - Ne reflektuju troškove korišćenja sistema - Nesigurnost prihoda operatora sistema

b)

Podtip cijena	linearne	nelinearne	zavisne od vremena
Prednosti	<ul style="list-style-type: none"> - Proste - Prihvatljive za korisnike 	<ul style="list-style-type: none"> - Mogu biti dizajnirane tako da se postižu razni ciljevi 	<ul style="list-style-type: none"> - Podstiču na racionalno korišćenje sistema - Reflektuju fiksne troškove - Smanjuju zagušenja
Mane	<ul style="list-style-type: none"> - Ne reflektuju troškove 	<ul style="list-style-type: none"> - Kompleksnost 	<ul style="list-style-type: none"> - Predviđena vršna vremena se ne poklapaju sa stvarnim

4.2. Alokacija prihoda operatora sistema - praksa

Alokacija prihoda operatora sistema na korisnike se razlikuje između zemalja, ali i unutar zemalja koje imaju više prenosnih i/ili distributivnih sistema. Ni za jedan dizajn alokacije se ne može reći da je samo on pravilan, jer svaki dizajn ima svoje prednosti i mane, i isti se prilagođava specifičnostima sistema.

U nekim zemljama alokacija se vrši, pored cijena koje plaćaju potrošači, i putem cijena koje plaćaju proizvođači. Postoje razlike i u tipovima cijena koje se primjenjuju, tako da se u nekim sistemima primjenjuje samo jedan tip cijena, a nasuprot njima postoje sistemi gdje se primjenjuje kombinacija dva ili tri tipa cijena (fiksne cijene, cijene po energiji, cijene po snazi).

Takođe, prihod operatora sistema koji se alokira u cijene, ne proračunava se na isti način u različitim zemljama/sistemima. Naime, prihod je obično sačinjen od kapitalnih i operativnih troškova. Kapitalni troškovi (eng. capital expenditures - CAPEX) podrazumijevaju ulaganja u osnovna sredstva za rad kompanije kao što su npr. trafostanice, dalekovodi i slično, dok operativni troškovi (eng. operating expenses - OPEX) podrazumijevaju tekuće troškove koji se javljaju u kompaniji kao npr. troškovi plata, poreza, osiguranja ili slično.

Pored ovih troškova, prihod može da obuhvata i troškove za pokrivanje gubitaka električne energije, ali oni mogu biti i alocirani putem posebnih cijena, kao i troškove nastale usljed priključenja novih korisnika na sistem, odnosno proizvođača i potrošača. Takođe, cijene mogu dijelom ili u potpunosti da sadrže troškove usluga balansiranja, ali iste mogu da se pokrivaju putem i drugih mehanizama. [39] Balansiranje je proces kojim se, smanjenjem ili povećanjem proizvodnje i/ili potrošnje električne energije u realnom vremenu, održava balans između proizvodnje i potrošnje u realnom vremenu. [40]

4.2.1. Alokacija prihoda operatora prenosnih sistema

Alokacija prihoda operatora prenosnih sistema obično je prostija u odnosu na distributivne sisteme iz više razloga.

Prenosni sistem ima manje naponskih nivoa na kojima su priključeni korisnici od distributivnog sistema, a zbog čega je i alokacija na korisnike sistema prostija. U Crnoj Gori svi korisnici prenosnog sistema su priključeni na 110 kV naponski nivo. Međutim, granica između prenosnog i distributivnog sistema se razlikuju po zemljama, tako da npr. naponski nivo 110 kV u nekim zemljama nije dio prenosnog sistema, već je dio distributivnog sistema.

Kako su korisnici prenosnog sistema po pravilu veći potrošači, oni obično imaju ugrađene uređaje koji, pored mjerenja električne energije, registruju i snagu. Takođe, kako se radi o mnogo manjem broju potrošača u odnosu na one koji su priključeni na distributivni sistem, kod njih je obično uveden i pametni sistem mjerenja. Iz navedenog se zaključuje da kod ovih potrošača obično postoji infrastruktura koja omogućuje primjenu, pored cijene po energiji, cijene po snazi.

Alokacija prihoda operatora prenosnih sistema obično se vrši putem cijena po električnoj energiji i cijena po snazi. Primjena fiksnih cijena nije rasprostranjena, vjerovatno, zato što ima relativno malo potrošača priključenih na prenosni sistem, pa u slučaju da ova naknada nije velika, njen značaj je vrlo mali. Kako su na prenosni sistem obično priključeni potrošači koji se po veličini

znatno razlikuju (prema snazi koju angažuju i energiji koju potroše), nije prikladno da plaćaju iste fiksne cijene, pogotovo ukoliko su one velike.

Analizom Izvještaja o cijenama za korišćenje prenosnih sistema električne energije u Evropi [35], urađenog od strane Evropske mreže operatora prenosnih sistema električne energije (u daljem tekstu: ENTSOE), može se zaključiti da od 36 posmatranih zemalja sedam ima samo cijene po energiji (Albanija, Bugarska, Kipar, Danska, Estonija, Mađarska, Rumunija), jedna ima samo cijene po snazi (Holandija), dok sve preostale imaju kombinaciju ove dvije cijene, uključujući i Crnu Goru.

Takođe, iz Izvještaja se vidi da od 36 posmatranih zemalja, 17 zemalja alocira prihode operatora prenosnih sistema samo na potrošače, dok preostale zemlje ih alociraju, pored potrošača, i na proizvođače priključene na prenosni sistem, među kojima i Crna Gora.

U nastavku su opisane osnovne karakteristike alokacije na primjeru više zemalja:

- Holandija

Korišćenje prenosnog sistema u Holandiji plaćaju svi korisnici priključeni na prenosni sistem: potrošači, proizvođači i drugi priključeni sistemi. Alokacija prihoda operatora prenosnog sistema vrši se putem cijene po snazi. U zavisnosti od naponskog nivoa i od trajanja vremena korišćenja prenosnog sistema, obračun se vrši po višoj ili nižoj cijeni. [41, 42]

- Italija

U Italiji regulator utvrđuje cijene za korišćenje prenosnog sistema, koje plaćaju samo potrošači [35]. Alokacija prihoda operatora prenosnog sistema vrši se putem cijene po energiji i cijene po snazi. [38]

- Norveška

Operatori prenosnih sistema dizajniraju alokaciju prihoda u skladu sa nacionalnom legislativom. Alokacija se vrši pomoću cijene po energiji i fiksne cijene. Korišćenje prenosnog sistema plaćaju i proizvođači i potrošači priključeni na prenosni sistem. [36]

Iako norveški operator prenosnog sistema STATNETT navodi da se alokacija dijelom vrši putem fiksne cijene, a koja se izražava u GWh za proizvođače i u MW za potrošače, ona u skladu sa podijelom cijena u ovom radu, koja je preuzeta iz relevantne literature, ne spada u fiksnu cijenu. Takođe, ENTSOE u svom Izvještaju [35] nije naveo da se u Norveškoj primjenjuju fiksne cijene, već samo cijene po energiji i cijene po snazi.

- Rumunija

Rumunski regulator utvrđuje cijene za korišćenje prenosnog sistema. Korišćenje prenosnog sistema plaćaju i proizvođači i potrošači priključeni na prenosni sistem, a alokacija prihoda operatora prenosnog sistema se vrši samo putem cijene po energiji. [37]

4.2.2. Alokacija prihoda operatora distributivnih sistema

Alokacija prihoda operatora distributivnih sistema varira između zemalja, ali i između različitih sistema unutar iste zemlje. Neke zemlje, kao npr. Crna Gora, imaju samo jednog operatora

distributivnog sistema, dok neke imaju više operatera, pa tako npr. Njemačka ima čak 883 operatera distributivnog sistema. [22]

U nastavku su opisane osnovne karakteristike alokacije na primjeru više zemalja:

- Švedska

U Švedskoj regulator ne utvrđuje dizajn alokacije prihoda operatera distributivnog sistema, ali postoji legislativa o utvrđivanju istog. Svaki operater distributivnog sistema utvrđuje koji će tip cijena koristiti. Neki operateri omogućuju i biranje između različitih tipova cijena, što je mogućnost koja proizilazi iz činjenice da u Švedskoj operateri distributivnog sistema dostavljaju kupcima račun za korišćenje distributivnog sistema, dok račun za utrošenu električnu energiju dostavlja snabdijevač. U većini slučajeva, računi za manje kupce čine kombinacija fiksne cijene (zavisne od ugrađenog osigurača) i cijene po energiji, dok su računi za veće kupce obično sačinjeni od fiksne cijene, cijene po ugovorenoj snazi i cijene po energiji. [19, 21]

- Norveška

Operateri distributivnih sistema dizajniraju alokaciju, tako da moraju ostati u okviru prihoda dozvoljenog od strane regulatornog tijela. Cijene za manje kupce su obično sačinjene od fiksne cijene i cijene po energiji. Kupci koji prelaze limitiranu snagu i limit očekivane godišnje potrošnje, pored fiksne cijene i cijene po energiji, plaćaju i cijene po ostvarenoj snazi. [19]

- Holandija

U Holandiji su od 2009. godine u potpunosti implementirane cijene po snazi. Navedeno je urađeno iz dva razloga:

1. Zaključeno je da troškovi za korišćenje distributivnog sistema uglavnom zavise od snage, a ne od energije;
2. Zbog uštede na administrativnim procesima, s obzirom da nijesu potrebni volumetrijski podaci (podaci o energiji), zbog čega je obračun pojednostavljen.

Uvođenjem cijena po snazi, procijenjeno je da dolazi do smanjenja troškova čitavog sektora u iznosu od 100 miliona eura godišnje.

Kao posljedica uvođenja ovih cijena, kupci sa malom potrošnjom električne energije u odnosu na njihovu snagu plaćaju značajno veće iznose računa, dok kupci sa velikom potrošnjom u odnosu na njihovu snagu su benefitirali i plaćaju manje iznose računa. [19]

- Portugal

Cijene zavisne od vremena se već duži vremenski period primjenjuju u Portugalu. Planiran je prelazak sa statičkih na dinamičke cijene zavisne od vremena, zbog čega je napravljena cost-benefit analiza koja je pokazala da u slučaju prelaska, benefit prevazilazi trošak. Cijene i periodi kod statičkih cijena zavisnih od vremena unaprijed su definisani za obračunski period, dok kod dinamičkih cijena zavisnih od vremena cijene se mijenjaju u realnom vremenu u zavisnosti od zagušenja (npr. satno, dnevno ili čak češće). Statičke cijene zavisne od vremena dugoročno premještaju potrošnju iz perioda vršnog opterećenja u periode van vršnog opterećenja, dok dinamičke aktivno uključuju korisnike i promovišu fleksibilnost sa potrošačke strane. [19]

- Velika Britanija

Izučavajući britanski sistem regulacije energetskeg sektora, može se zaključiti da je on vrlo specifičan i kompleksan. Ni alokacija ne predstavlja izuzetak, a ono se vrši za 27 grupa korisnika kombinacijom cijene (ne primjenjuju se sve navedene cijene za svakog korisnika):

- po energiji (kWh),
- fiksno (brojilo/dnevno),
- po snazi dnevno (kVA/dnevno),
- po reaktivnoj energiji (kVARh), i
- po prekoračenoj snazi dnevno (kVA/dnevno). [19]

- Rumunija

Rumunski regulator utvrđuje cijene za operatore distributivnih sistema, kojih ima osam. Cijene u Rumuniji se mogu smatrati specifičnim slučajem, jer su one za sve kategorije volumetrijske, odnosno alokacija se vrši putem cijena po energiji. [20]

- Italija

U Italiji su se počele primjenjivati rastuće blok cijene 1970-ih godina, a bile su u upotrebi sve do 2017. godine od kada se alokacija vrši putem:

- fiksnih cijena (mjernom mjestu/godišnje),
- cijena po energiji (kWh), i
- cijena po snazi (kW/godišnje). [19, 20, 23]

5. ALOKACIJA PRIHODA OPERATORA PRENOSNOG I DISTRIBUTIVNOG SISTEMA U CRNOJ GORI

U ovom poglavlju opisan je dizajn alokacije u Crnoj Gori. Kako se dizajn razlikuje u zavisnosti od kategorije kupaca, u nastavku će biti opisan za svaku kategoriju pojedinačno.

Kategorije kupaca, sa aspekta alokacije, se prvenstveno dijele po naponskim nivoima, i to na kupce priključene na: 110 kV, 35 kV, 10 kV i 0,4 kV. Kupci koji su priključeni na 0,4 kV dijele se na one kod kojih se snaga ne mjeri i one kod kojih se snaga mjeri.

5.1. Alokacija kod kupaca sa mjerenjem snage, priključenih na naponski nivo 110 kV, 35 kV, 10 kV i 0,4 kV

Alokacija kod kupaca sa mjerenjem snage, odnosno kod kupaca priključenih na naponske nivoe 110 kV, 35 kV, 10 kV i 0,4 kV (sa mjerenjem snage) se vrši na isti način i biće opisana u okviru ovog poglavlja. Zavisno od naponskog nivoa na koji su priključeni, kupci plaćaju korišćenje prenosnog sistema (110 kV) ili distributivnog sistema (35 kV, 10 kV i 0,4 kV). Ovim kupcima korišćenje prenosnog/distributivnog sistema se obračunava po kombinaciji ugovorene i ostvarene snage do 31.12.2022. godine, nakon čega se obračun vrši samo po ugovorenoj snazi (priključnoj snazi).

5.1.1. Alokacija do 31.12.2022. godine

Do prelaska na priključnu snagu, alokacija se vrši po kombinaciji ugovorene snage i ostvarene snage. Obračunavanje se vrši po ostvarenoj (izmjerenoj) snazi, ukoliko kupac angažuje snagu u okviru dozvoljenih odstupanja $\pm 30\%$. Ako kupac angažuje snagu manju od ugovorene za 30%, obračun se vrši na nivou ugovorene snage sa dozvoljenim odstupanjem. U slučaju da kupac angažuje snagu veću od ugovorene za više od 30%, obračun se vrši po ugovorenoj snazi uvećanoj za dozvoljeno odstupanje, dok će se razlika između ostvarene i ugovorene snage sa dozvoljenim odstupanjem obračunava u dvostrukom iznosu.

Radi lakšeg razumijevanja, uslovi za obračun kod ovih grupa kupaca prikazani su u Tabeli 2, gdje je:

P_{os} – ostvarena snaga,

P_{ug} – ugovorena snaga, i

C – cijena.

Tabela 2. Uslovi za obračun po ugovorenoj snazi kod kupaca priključenih na 110 kV

Uslov	$P_{os} < 70\%P_{ug}$	$70\%P_{ug} \leq P_{os} \leq 130\%P_{ug}$	$P_{os} > 130\%P_{ug}$
Obračun	$C * 70\%P_{ug}$	$C * P_{os}$	$C * 130\%P_{ug} + 2 * C * (P_{os} - 130\%P_{ug})$

Ako je maksimalna snaga ostvarena u periodu niže tarife, za potrebe obračuna korigovaće se faktorom B. Faktor B se za prenosni sistem računa kao količnik minimalne i maksimalne snage petnaestominutnog opterećenja ostalih korisnika, dok se za distributivni sistem računa kao količnik minimalne i maksimalne snage petnaestominutnog opterećenja distributivnog sistema. Ako je korigovana snaga niža od maksimalne snage ostvarene u periodu više dnevne tarife, obračun će se vršiti po snazi ostvarenoj u višoj dnevnoj tarifi.

5.1.2. Alokacija nakon 31.12.2022. godine

Nakon 31.12.2022. godine, alokacija kod ove grupe kupaca vršiće se po ugovorenoj (priključnoj) snazi, s tim da ako je maksimalna snaga ostvarena u periodu niže dnevne tarife korigovana sa faktorom B viša od maksimalne snage ostvarene u periodu više dnevne tarife, obračun će se vršiti sa priključnom snagom korigovanom sa faktorom B. Proračun ovog faktora se vrši na isti način kao što je već navedeno za alokaciju za period prije 31.12.2022. godine.

5.2. Alokacija kod kupaca bez mjerenja snage, priključenih na naponski nivo 0,4 kV

Kupci priključeni na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri plaćaju korišćenje distributivnog sistema putem fiksne naknade i cijene za angažovani kapacitet koja se obračunava po utrošenoj električnoj energiji.

Fiksna naknada obračunava se po kupcu/mjesečno putem tri različite naknade koje se primjenjuju u zavisnosti od odobrene-priključne snage (termin iz Metodologija):

- odobrena-priključna snaga ≤ 8 kW,
- $8 \text{ kW} < \text{odobrena-priključna snaga} \leq 16$ kW, i
- $16 \text{ kW} < \text{odobrena-priključna snaga} \leq 34,5$ kW.

Cijena za angažovani kapacitet za predmetnu kategoriju kupaca obračunava se po utrošenoj električnoj energiji. Takođe, ova cijena je različita zavisno od tarifnog vremena, pri čemu razlika između više i niže tarife ne može biti veća od 3:1.

6. MATEMATIČKO MODELOVANJE PRORAČUNA CIJENA PO KOJIMA SE KUPCIMA OBRAČUNAVAJU TROŠKOVI NASTALI PO OSNOVU KORIŠĆENJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Predmet ovog poglavlja je prva varijanta modela za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije, od dvije varijante obrađene u ovom radu. Ovim modelom, prvenstveno, se proračunavaju cijene korišćenja distributivnog sistema, cijene korišćenja prenosnog sistema i cijene gubitaka, na način kako je to definisano Metodologijama.

Dosadašnji način proračunavanja cijena u Agenciji zahtijevao je više Microsoft Excel fajlova sa mnoštvom stranica (sheet-ova) unutar kojih su polja povezana putem linkova. Ovakav način proračuna je bio izuzetno komplikovan za korišćenje, provjere i vršenje izmjena. Zbog toga je i proizašla potreba za novim modelom, koji bi trebalo da bude prost za korišćenje, da omogući provjeru dobijenih rezultata i simuliranje cijena pri promjeni ulaznih parametara. Takođe, bilo je neophodno da ovaj model omogući budućim korisnicima prosto vršenje modifikacija u skladu sa budućim izmjenama Metodologija.

U cilju unapređenja radnih procesa u Agenciji, a kao jedan od proizvoda ove magistarske teze, napravljen je novi model, koji je u potpunosti u skladu sa važećim Metodologijama. Ovaj model se od 01.01.2020. godine koristi u Agenciji pri proračunu cijena za sve kategorije kupaca, u skladu sa Sporazumom koji je zaključen između Agencije i autora rada 08.06.2019. godine [17]. U Sporazumu, model nosi naziv: „Program za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije“.

Prilikom pravljenja modela nijesu korišteni prethodno upotrebljavani proračuni cijena ili bilo koja druga dokumentacija, osim javno dostupnih Metodologija. Njegovoj izradi se pristupilo sa velikom odgovornošću, jer se on, suštinski, koristi da bi se rasporedili iznosi reda veličina 100 miliona eura (100 M€) po tarifnim elementima (kWh, kW, broj kupaca) u euro cente (c€), pa bi i najmanja greška mogla da ima vrlo velike posljedice.

6.1. Programski alat

Jedan od prvih koraka je bilo utvrđivanje programskog alata u kojem će model biti napravljen. Prvenstveno, planirano je da se model izradi u programskom jeziku MATLAB, uključujući korisnički interfejs.

Naime, prilikom korišćenja, inženjeri u model unose tehničke podatke, dok ekonomisti unose ekonomske podatke. U poređenju sa ekonomskim, tehničkih podataka ima mnogo manje, lakši su za utvrđivanje i unos, a i ne zahtijevaju značajniju obradu. Ovaj model, u najvećoj mjeri, koriste ekonomisti, prilikom čega obrađuju i unose mnoštvo podataka. Pored ovoga, oni koriste model i za analize, testiranja novih metodoloških rješenja, prognoziranja kretanja cijena i slično.

Za Metodologije na osnovu kojih je napravljen model, može se reći da su „žive“, odnosno one se periodično mijenjaju. Ne postoji metodologija za koju se može reći da je završena i da više nema potrebe za njenim izmjenama, zbog čega model mora biti pogodan za modifikacije i ekonomistima

koji obično nemaju znanje iz oblasti programiranja. Ukoliko bi model bio napravljen u MATLABU ili bilo kojem drugom programskom jeziku, oni bi vrlo teško mogli da vrše izmjene. Takođe, prirodno je za očekivati da bi model za razne analize i testiranja mogao koristiti i menadžment Agencije, a koji opet može biti raznih struka, kojima programski jezici ne moraju biti bliski.

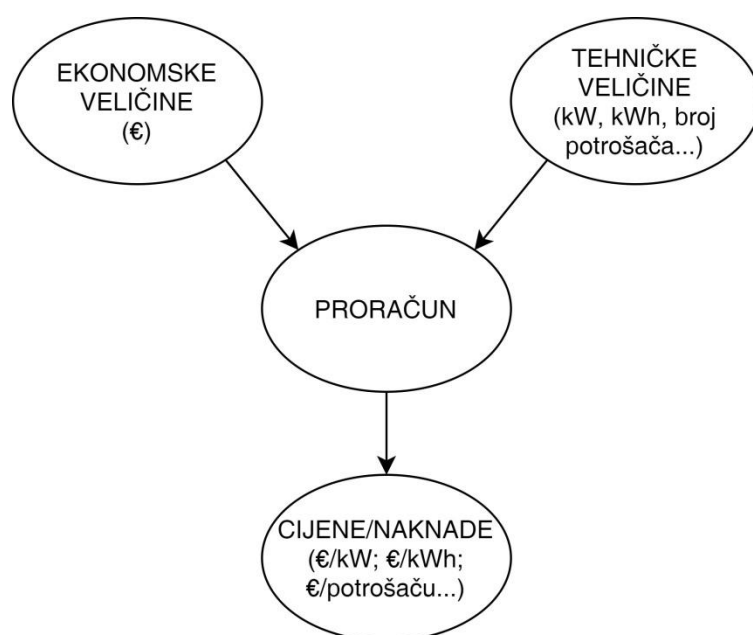
Kada je za proračun potrebno unijeti mnoštvo podataka, a što je pri predmetnom proračunu slučaj, Excel se pokazao kao veoma pogodan alat. Naime, jednom unešeni podaci u Excel se vrlo pouzdano memorišu i nije ih potrebno naknadno unositi, prilikom ponovnog pokretanja modela. Takođe, napominje se da je Excel, kao dio Microsoft Office programskog paketa, već instaliran na svim računarima, zbog čega nije potrebna bilo kakva dodatna instalacija.

Stoga se, kao najprihvatljivije rješenje, nametnulo da se model napravi u EXCEL-u, što je i urađeno za model iz Sporazuma [17].

Tehnički gledano, prilikom njegove izrade nije vršeno programiranje, zbog čega njegov naziv iz Sporazuma („Program za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije“) možda i nije najprilagodniji, zbog čega će se u ovom radu model nazivati: „Model za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije“ (u daljem tekstu: Model).

6.2. Koncept i organizacija Modela

Postupak utvrđivanja cijena i naknada po kojima kupci plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije se odvija tako što se utvrde ekonomske veličine koje se raspoređuju po utvrđenim tehničkim veličinama - tarifnim elementima. U skladu sa navedenim postupkom, napravljen je osnovni koncept po kojem je izrađen Model, a što je i prikazano na dijagramu 1.

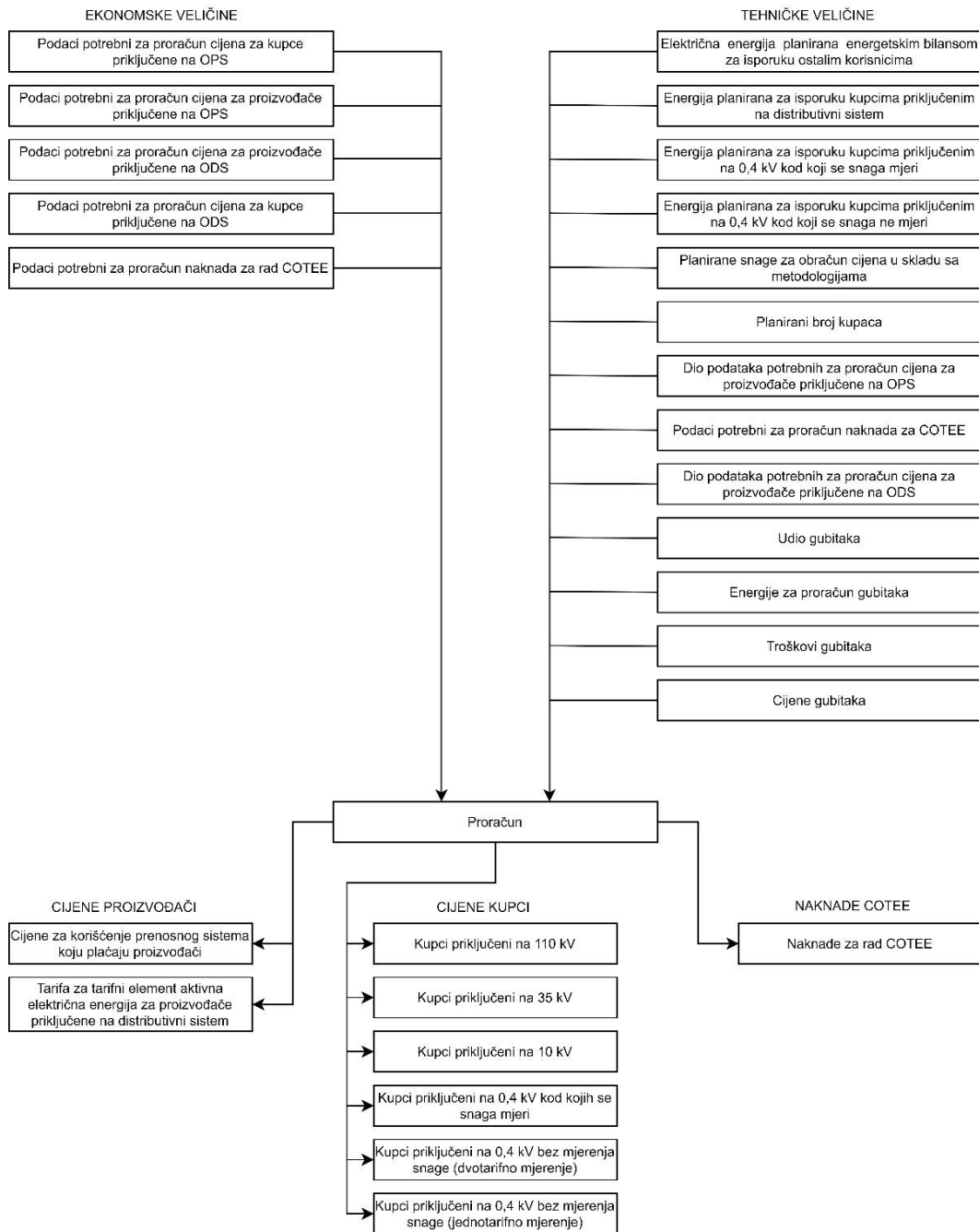


Dijagram 1: Osnovni dijagram Modela

Agencija vrši regulaciju energetske subjektata po regulatornim periodima koji traju najmanje jednu kalendarsku godinu. U početnom periodu regulacije elektroenergetskog sektora u Crnoj Gori, regulatorni period je obično trajao jednu godinu, dok se sada obično utvrđuje u trajanju od tri godine. Regulatorna godina se trenutno poklapa sa kalendarskom godinom, ali to nije uvijek bio slučaj. Praksa je da se nakon dužeg perioda regulacije, kada regulator dobro upozna energetske subjekte, regulatorni period produži na pet ili više godina. Takođe, regulatorne godine međusobno nijesu direktno povezane u smislu veličina koje se unose i dobijenih rezultata.

Iz navedenih razloga, odlučeno je da se Model napravi za jednu regulatornu godinu, odnosno da se za svaku pojedinačnu regulatornu godinu koristi zaseban Model. Pod zasebnim Modelom se misli da se pri utvrđivanju cijena za višegodišnji regulatorni period, identična kopija Modela koristi za svaku godinu pojedinačno. Može se zaključiti da izmjena trajanja regulatornog perioda ne utiče na primjenjivost Modela. Takođe, korišćenje Modela je značajno prostije, jer nije potrebno definisanje svih veličina i formula za sve regulatorne godine pojedinačno (npr. indeksiranje veličina po godinama). Navedenim pristupom, omogućeno je i prosto testiranje i vršenje izmjena Modela u budućnosti, jer je svaku izmjenu potrebno unijeti samo za jednu godinu. Takođe, ovim pristupom, smanjena je i mogućnost greške pri unosu podataka, odnosno ukoliko dođe do greške, istu je lakše pronaći.

S obzirom da postoji mnogo tehničkih i ekonomskih veličina koje je potrebno unijeti u Modelu, kao i mnogo cijena i naknada koje se u njemu proračunavaju, neophodno je bilo napraviti organizaciju, odnosno grupisanje svih podataka i formula, što je i prikazano na dijagramu 2.



Dijagram 2: Detaljni dijagram Modela

Prema prethodno navedenom konceptu, Model je organizovan u šest radnih listova (eng. sheet):

- 0. LEGENDA
- 1. EKONOMSKE VELIČINE
- 2. TEHNIČKE VELIČINE
- 3.1. CIJENE PROIZVOĐAČI
- 3.2. CIJENE KUPCI
- 3.3. NAKNADE COTEE

U nastavku će biti riječi o svakom radnom listu pojedinačno.

6.2.1. Radni list "0. LEGENDA"

Prvi radni list, nazvan "0. LEGENDA", sadrži informacije o Modelu: naziv, osnovne informacije, sadržaj, ime autora, definicije tipova polja, ključ i godinu izrade.

U cilju lakšeg korišćenja i bolje preglednosti, sva polja u Modelu su podijeljena na tri tipa, i to:

- polja u koja se unose podaci,
- proračunska polja - polja u koja se ne unose podaci i
- polja koja sadrže tekst.

Svaki tip polja označen je drugom bojom kao što je prikazano na tabeli 3.

Tabela 3. Tipovi polja po bojama

Polja u koja se unose podaci označena su ovom bojom
Proračunska polja - polja u koja se ne unose podaci označena su ovom bojom
Polja koja sadrže tekst

Korisniku je omogućeno da unosi podatke samo u "polja u koja se unose podaci", a koja su označena plavom bojom. U polja koja sadrže formule se ne unose podaci prilikom korišćenja Modela, ona su nazvana proračunskim poljima i označena su narandžastom bojom. Poljima koja sadrže tekst nije dodijeljena određena boja, već su ta polja u osnovnoj boji polja u Excel-u, tj. u bijeloj boji. Nijanse predmetnih boja mogu se vidjeti u Tabeli 3.

Korisnik može da unosi podatke samo u polja koja su za to predviđena, jer je Model zaključan za sve ostale radnje, a sve u cilju minimizacije mogućnosti za grešku (npr. slučajno brisanje formule, linka, slučajne izmjene formule, unošenje vrijednosti u polja koja za to nijesu predviđena, i sl.). Ukoliko se ukaže potreba za izmjenama Modela iz bilo kojeg razloga, korisnik će morati da otključa Model koristeći ključ naveden u ovom predmetnom radnom listu.

6.2.2. Radni listovi "1. EKONOMSKE VELIČINE" i "2. TEHNIČKE VELIČINE"

U skladu sa prethodno utvrđenim konceptom, za unos ekonomskih i tehničkih veličina utvrđena su dva radna lista, i to: "1. EKONOMSKE VELIČINE" i "2. TEHNIČKE VELIČINE". Pored polja za unos, ovi radni listovi sadrže i proračunska polja sa formulama napravljenim u skladu sa Metodologijama. Vrijednosti proračunate u ovim poljima predstavljaju ulazne veličine za proračun krajnjih cijena i naknada.

Prilikom rada na ovim radnim listovima, težilo se da oni organizuju na što prostiji način, zbog čega su oni podijeljeni u cjeline u skladu sa njihovim sadržajem. Svakoj cjelini je dat naziv u skladu sa podacima koje one sadrže, a sve su dodatno podijeljene u četiri kolone nazvane:

- oznaka metodologija,
- oznaka model,
- iznos,
- jedinica.

Primjer prikaza dijela jedne cjeline prikazan je na tabeli 4.

Tabela 4. Primjer prikaza dijela cjeline

Dio podataka potrebnih za proračun cijena za proizvođače priključene na OPS			
Oznaka - Metodologije	Oznaka - Model	Iznos	Jedinica
E^{proiz}_{t+n}	Eproiztn	3.500.000	MWh
E^{ost}_{t+n}	Eostn	3.500.000	MWh

Prilikom pravljenja formula u Modelu, za sve promjenjive koje čine formule i koje se koriste više puta, unijeti su nazivi u skladu sa Metodologijama. U slučaju da nijesu dati nazivi promjenljivima, prilikom pravljenja formula morali bi se praviti "linkovi" koje je vrlo teško pratiti, posebno pri kompleksnijim proračunima. Formule napravljene putem linkova su značajno teže za čitanje i razumijevanje od onih kojima su dodijeljeni nazivi za promjenjive, pogotovo ako linkovi vode na promjenjive u više radnih listova, a što je u ovom slučaju nezaobilazno. Takođe, u slučaju linkovanja, bilo kakva izmjena formula zahtijevala bi značajan trud, npr. ako se jedna promjenjiva koristi na više mjesta, link bi se morao promijeniti na svakom pojedinačnom mjestu, a usljed čega bi se povećala mogućnost greške. Poznavalac Metodologija može na prvi pogled prepoznati formule ukoliko su one unešene tako što su promjenljivima dodijeljeni nazivi, a što nije slučaj ukoliko su formule pravljene putem linkova. Stoga, može se zaključiti da dodijeljivanjem naziva promjenljivima dobijamo formule koje su jednostavnije, razumljivije i lakše za izmjene i kontrole.

Izuzetak u Modelu predstavlja mali broj promjenljivih kojima nijesu dodijeljeni nazivi, jer nemaju naziv u Metodologijama ili se koriste samo kao međukorak za dobijanje druge promjenjive. Naime, dodjeljivanje naziva je ocjenjeno kao nepotrebno i nešto što bi dodatno opteretilo Model, jer se ove promjenjive obično koriste u formulama koje se nalaze u neposrednoj blizini polja u kojima su one unijete, zbog čega su u ovom slučaju one korištene u formulama putem "linkova".

Nedostatak Excela u pogledu dodijeljivanja naziva za promjenjive u skladu sa Metodologijama je što su nazivi promjenljivih u Metodologijama dosta kompleksni, i takve ih u većini slučajeva nije moguće unijeti u Excel. Naime, najveća prepreka je što većina promjenljivih u Metodologijama sadrži "natpise" i "podpise" (eng. "Superscript" i "Subscript"), a koje Excel ne podržava pri dodijeljivanju naziva. Primjer nadpisa i podpisa bi bio: X_z^y , gdje je y - nadpis, a z – podpis. Kako bi se prevazišao navedeni problem, pri organizaciji radnih listova napravljene su i prve dvije kolone nazvane "Oznaka - Metodologija" i "Oznaka - Model". U koloni "Oznaka - Metodologija" navedeni su nazivi identični onim u Metodologijama, a koji se u većini slučajeva, iz prethodno navedenih razloga, ne mogu u toj formi koristiti za dodijeljivanje naziva promjenljivih u Excel-u. U drugoj koloni - "Oznaka - Model", su modifikovani nazivi iz prve kolone na način da se mogu koristiti za dodijeljivanje naziva promjenljivima u Excel-u. Modifikacije su vršene tako što su nadpisi i podpisi pisani velikim i malim slovima, respektivno. Iako su nazivi promjenljivih izmjenjeni na navedeni način u odnosu na one iz Metodologija, promjenjive, kao i formule koje one sačinjavaju, vrlo lako se mogu prepoznati i čitati. Takođe, kako se svaki pojedinačni Model odnosi na jednu regulatornu godinu, nije bilo potrebno vršiti indeksaciju promjenljivih po godinama (npr. X_i gdje je $i=1:n$), niti duplirati sve promjenjive/formule za svaku regulatornu godinu, zbog čega je Model značajno uprošćen.

Kako Model povezuje Metodologiju za operatora prenosnog sistema i Metodologiju za operatora distributivnog sistema, javio se problem kako imenovati veličine koje imaju istu oznaku u obje metodologije. Navedeno je prevaziđeno na način što je na kraju pomenutih oznaka dodat indeks OPS ili ODS, u zavisnosti da li se odnosi na operatora prenosnog ili operatora distributivnog sistema.

Kolona nazvana "Iznos" se sastoji od polja u koja se unose podaci i od proračunskih polja. Polja u koja se unose podaci se jasno razlikuju od proračunskih polja zbog različito dodijeljenih boja, kao što je prethodno objašnjeno. Takođe, to su jedina polja u Modelu koja su "otključana" za unos podataka. Važno je napomenuti da je jedna od prednosti Excel-a što pouzdano memoriše sve prethodno unijete podatke, a kojih je u Modelu značajan broj. Takođe, napominje se da su sve veličine unijete u Modelu čisto pokaznog karaktera.

Model nije predviđeno da koriste osobe koje ne poznaju predmetne oblasti, već isključivo zaposleni u Agenciji koji se bave ovom tematikom. Jedan od ciljeva Modela je bio da korisnici mogu vrlo lako da koriste Model bez bilo kakvog dodatnog uputstva ili obuke. Navedeno je postignuto, pored prethodno navedene koncepcije, unošenjem detaljnog naziva/opisa svakog iznosa. Kako su detaljni nazivi često vrlo dugački, oni nijesu unošeni u polja, jer bi tada radni listovi bili znatno veći i vizuelno komplikovani, već su oni unošeni u formi komentara. Pri korišćenju Modela, korisnik ukoliko nije siguran koju veličinu treba da unese, može samo da "pređe" mišem preko posmatranog polja, i u formi komentara će se pokazati detaljan naziv/opis predmetne veličine. Primjer komentara je prikazan je na slici 1.

Dio podataka potrebnih za proračun cijena za proizvođače priključene na OPS			
Oznaka - Metodologije	Oznaka - Model	Iznos	
$E^{Proiz}t+n$	Eproiztn	3.500.000	DamjanovicP: proizvodnja električne energije za regulatornu godinu, planirana energetske bilansom za svaku godinu regulatornog perioda
$E^{OS}t+n$	Eostn	3.500.000	
$K^{Popex}t+n$	KPopextn	0,50	
$MK^{Proiz}t+n$	MKProiztn	1.000	MW
$G^{Pdv}t+n$	GPdvtn	40.000	MWh
$G^{Pts}t+n$	GPtstn	10.000	MWh

Slika 1. Primjer komentara u Modelu

6.2.3. Radni listovi "3.1. CIJENE PROIZVOĐAČI", "3.2. CIJENE KUPCI" i "3.3. NAKNADE COTEE"

Rezultati proračuna u Modelu, odnosno cijene i naknade, sadržani su u radnim listovima "3.1. CIJENE PROIZVOĐAČI", "3.2. CIJENE KUPCI" i "3.3. NAKNADE COTEE". Pomoću ovih cijena i naknada ubiraju se kompletni regulatorno dozvoljeni prihodi koji se transponuju u cijene regulisanih kompanija, odnosno operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i operatora tržišta.

Regulatorno dozvoljeni prihodi koji se transponuju u cijene ne predstavljaju ukupne prihode regulisanih kompanija, i oni su dobijeni tako što su od ukupnih prihoda oduzeti ostali prihodi. U ostale prihode spadaju npr. prihodi od iznajmljivanja optičkih vlakana u zaštitnim užadima, prihod od aukcija kapaciteta, i sl.

Operatori ubiraju regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuju u cijene preko:

1. Operator prenosnog sistema

- cijene za korišćenje prenosnog sistema koje plaćaju proizvođači priključeni na prenosni sistem, koja je sadržana u radnom listu "3.1. CIJENE PROIZVOĐAČI",

- cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta koju plaćaju ostali korisnici, koja je sadržana u radnom listu "3.2. CIJENE KUPCI". U ostale korisnike spadaju: kupci i kupci samosnabdijevači čiji su objekti priključeni na prenosni sistem, operatori distributivnih sistema i operatori zatvorenih distributivnih sistema priključeni na prenosni sistem,
 - cijene za pokrivanje dozvoljenih gubitaka u prenosnom sistemu koju plaćaju ostali korisnici, koja je sadržana u radnom listu "3.2. CIJENE KUPCI".
2. Operator distributivnog sistema
- cijena za angažovanje distributivnog sistema koje plaćaju proizvođači priključeni na distributivni sistem, koje su sadržane u radnom listu "3.1. CIJENE PROIZVOĐAČI",
 - cijena za angažovanje distributivnog kapaciteta koju plaćaju ostali korisnici, koje su sadržane u radnom listu "3.2. CIJENE KUPCI". U ostale korisnike spadaju: kupci i kupci samosnabdijevači priključeni na distributivni sistem, operator prenosnog sistema kada energiju preuzima za sopstvene potrebe, operatori zatvorenih distributivnih sistema i kupci–proizvođači,
 - cijena za pokrivanje dozvoljenih gubitaka u distributivnom sistemu koju kupci priključeni na distributivni sistem, koje su sadržane u radnom listu "3.2. CIJENE KUPCI".
3. Operator tržišta električne energije
- naknada koje se primjenjuje na: operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema, snabdijevače, kupce samosnabdijevače, snabdijevača posljednjeg izbora i ranjivih kupaca, proizvođače i trgovce, koje su sadržane u radnom listu "3.3. NAKNADE COTEE".

Radni list "3.2. CIJENE KUPCI" sadrži i podatke o cijenama električne energije, a koje nijesu regulisane, već ih utvrđuju snabdijevači. Cijene električne energije mogu da se unesu kako bi se stvorila slika o svim troškovima nastalim po osnovu korišćenja električne energije, a što je pogodno za analize i praćenje kretanja cijena.

Pored navedenih cijena i naknada, kupci u Crnoj Gori plaćaju i podsticanje obnovljivih izvora putem cijena koje utvrđuje Vlada Crne Gore. Ove cijene se utvrđuju u skladu sa Uredbom o naknadi za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije, a one suštinski predstavljaju strateško opredjeljenje Vlade da se podstiču obnovljivi izvori energije.

Na slici 2 prikazani su primjeri cijena proračunatih putem Modela, gdje je pod a) prikazan primjer cijena koje plaćaju proizvođači, pod b) je prikazan primjer cijena koje plaćaju kupci priključeni na 110 kV, dok su pod c) i d) prikazani primjeri cijena koje plaćaju kupci priključeni na 0,4 kV kod kojih se ne mjeri snaga sa dvotarifnim mjerenjem, odnosno jednotarifnim mjerenjem, respektivno. Primjeri za kupce priključene na naponske nivoe 35 kV, 10 kV i 0,4 kV kod kojih se snaga mjeri nijesu prikazani zato što su oni vizuelno slični primjeru prikazanom za kupce priključene na 110 kV naponski nivo.

Cijene za korišćenje prenosnog sistema koju plaćaju proizvođači			
oznaka metodologija	oznaka program	iznos	jedinica
Cke^{Proiz}_{t+n}	n/a	1,2455	€/MWh
Cks^{Proiz}_{t+n}	n/a	112,50	€/MW/mjesec

Tarifa za tarifni element aktivna električna energija za proizvođače priključene na distributivni sistem			
oznaka metodologija	oznaka program	iznos	jedinica
$Ck^{3SPROIZ}_{t+n}$	n/a	0,0022	€/MWh
$Ck^{10PROIZ}_{t+n}$	n/a	0,0151	€/MWh
$Ck^{0,4PROIZ}_{t+n}$	n/a	0,0000	€/MWh

a)

Kupci priključeni na 110 kV		
Obračunski elementi	Dnevni period	Tarifa
Aktivna energija	VT	4,8413
	MT	2,4206
Reaktivna energija	VT	0,9683
	MT	0,4841
Angažovanje prenosnog kapaciteta		1,0063
Gubici u prenosnom sistemu	VT	0,0969
	MT	0,0484

b)

Kupci priključeni na 0,4 kV sa dvotarifnim mjerenjem		
Obračunski elementi	Dnevni period	Tarifa
Aktivna energija	VT	4,6706
	MT	2,3353
Angažovanje distributivnog kapaciteta	VT	3,9523
	MT	1,9762
		0,7624
		1,5249
		3,2880
Gubici u distributivnom sistemu	VT	0,7026
	MT	0,3513
*Naknada za rad operatora tržišta		0,0147

c)

Kupci priključeni na 0,4 kV sa jednotarifnim mjerenjem		
Obračunski elementi	Dnevni period	Tarifa
Aktivna energija	JT	3,7571
Angažovanje distributivnog kapaciteta	JT	3,2113
		0,7624
		1,5249
		3,2880
Gubici u distributivnom sistemu	JT	0,5721
*Naknada za rad operatora tržišta		0,0147

d)

Slika 2. Primjeri cijena proračunatih putem Modela

Takođe, ovi radni listovi sadrže kontrole grešaka koje su napravljene u svakom radnom listu pojedinačno. Kako se vizuelno ne bi opterećivao Model i kako se kontrole koriste samo ukoliko postoji neka greška, one su "skrivenne" (opcija skrivanja u Excel-u, eng. Hide), ali je naznačeno gdje se nalaze kako bi se mogle lako "otkriti" (opcija otkrivanja u Excel-u, eng. Unhide). Svaki radni list ima sumarni pokazatelj kontrola koji, ukoliko nema grešaka kod bilo koje od napravljenih kontrola, ispisuje na početku radnog lista tekst "KONTROLA: U redu." na zelenoj pozadini, a ukoliko postoji greška kod bilo koje kontrole ispisuje tekst "KONTROLA: Greška! Pogledati kontrolu!" na crvenoj pozadini. Na slici 3 prikazan je primjer sumarnog pokazatelja kontrola u slučaju kada nije registrovana greška, kao i u slučaju kada je registrovana greška.

Ukoliko sumarni pokazatelj kontrola pokazuje da postoji greška, potrebno je otkriti kontrole, i vidjeti kod koje je došlo do odstupanja. Odstupanje se lako može utvrditi, jer rezultat svake kontrole treba da je nula. Ukoliko je rezultat neke kontrole različit od nule, potrebno je utvrditi razlog odstupanja, a da bi se taj proces olakšao težilo se da kontrole naprave u istoj vrsti gdje se nalazi veličina koja se kontroliše.

KONTROLA: U redu.

Cijene za korišćenje prenosnog sistema koju plaćaju proizvođači			
oznaka metodologija	oznaka program	iznos	jedinica
$Cke^{Proiz_{t+n}}$	n/a	1,2455	€/MWh
$Cks^{Proiz_{t+n}}$	n/a	112,50	€/MW/mjesec

a)

KONTROLA: Greška! Pogledati kontrolu!

Cijene za korišćenje prenosnog sistema koju plaćaju proizvođači			
oznaka metodologija	oznaka program	iznos	jedinica
$Cke^{Proiz_{t+n}}$	n/a	1,2455	€/MWh
$Cks^{Proiz_{t+n}}$	n/a	112,50	€/MW/mjesec

b)

Slika 3. Prikaz sumarnog pokazatelja kontrola kada nije registrovana greška (a) i kada je registrovana greška (b)

7. VELIČINE KOJE SE UNOSE U MODEL I FORMULE KOJE MODEL SADRŽI

Prema prethodno navedenoj podjeli polja, broj polja u koja se unose podaci je 106, broj proračunskih polja je 172, dok je broj polja koja sadrže tekst 278. Iz navedenog se može zaključiti da je potrebno unijeti 106 podataka koji se obrađuju preko 172 proračunska polja (formule) da bi se proračunale cijene po kojima se kupcima obračunavaju troškovi nastali po osnovu korišćenja električne energije, što govori o samoj obimnosti i kompleksnosti proračuna cijena, pa samim tim i Modela.

U nastavku biće dat pregled veličina koje se unose i većine formula korišćenih u Modelu.

7.1. Pregled veličina koje se unose u Model

Kako je prethodno navedeno, u cilju proračuna cijena, potrebno je unijeti 106 veličina, a koje su prikazane u tabeli 5.

Ova tabela sadrži oznake veličina u skladu sa Metodologijama, koje se unose u Model, kao i prilagođene oznake veličina koje figurišu u Modelu. Određeni broj veličina koje se unose, a koje su potrebne za proračun, nema definisanu oznaku u Metodologijama, ili se ta veličina koristi u međukoracima. Takođe, manjem broju veličina koje se koriste samo jednom (u jednoj formuli), obično u polju koje se nalazi u neposrednoj blizini, nijesu dodijeljene oznake u Modelu.

Pored navedenog, tabela sadrži i jedinice za sve veličine koje imaju jedinicu, kao i tekstualni opis svih veličina.

Tabela 5. Veličine koje se unose u Model

R.B.	Oznaka Metodologije	Oznaka Model	Jedinica	Opis
1	At+n	AtnPS	€	Trošak amortizacije OPS
2	PSt+n	PStnPS	€	Povrat na sredstva OPS
3	TPut+n	TPmutnPS	€	Troškovi poslovanja na koje se može uticati OPS
4	TPnut+n	TPnutnPS	€	Troškovi poslovanja na koje se ne može uticati OPS
5	n/a	OPPS	€	Ostali prihodi OPS
6	n/a	KAPS	€	Korekcija troška amortizacije OPS
7	n/a	KPStnPS	€	Korekcija povrata na sredstva OPS
8	n/a	KTPnutn	€	Korekcija troškova poslovanja na koje se ne može uticati OPS
9	n/a	KOPPS	€	Korekcija ostalih prihoda OPS
10	α	α PS	n/a	Parametar α OPS
11	OPakt+n	OPaktn	€	Utvrđeni ostali prihodi po osnovu alokacije kapaciteta OPS
12	n/a	KOPaktn	€	Korekcija utvrđenih ostalih prihoda po osnovu alokacije kapaciteta OPS
13	KFRost+n	KFRostn	€	Korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na ostale korisnike OPS
14	C_e^{ut+n}	CeutnPS	€/MWh	Utvrđena cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka OPS
15	K^{TPgt+n}	KTPgtnPS	€	Korekcije troškova gubitaka, utvrđene u skladu sa pravilima kojima se reguliše način utvrđivanja korekcija OPS
16	ROvn	ROvn	n/a	Relativni odnos više i niže dnevne tarife za aktivnu energiju

17	$K^{FREPROIZt+n}$	KFREPROIZtn	€	Korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na proizvođače u dijelu odstupanja proizvedene električne energije proizvodnih objekata u odnosu na plan
18	$K^{FRSPROIZt+n}$	KFRSPROIZtn	€	Korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na proizvođače, nastala uslijed odstupanja maksimalno raspoloživih aktivnih snaga proizvodnih objekata u odnosu na plan
19	$\sum V_{ikdv}^{t+n}$	$\sum V_{ikdv}^{t+n}$	€	Vrijednost postojećeg interkonektora na kraju godine t+n-2, kao i vrijednost novog interkonektora čije je stavljanje u upotrebu planirano za godinu t+n-1
20	$\sum V_{dvel}^{t+n}$	$\sum V_{dvel}^{t+n}$	€	Vrijednost postojećeg priključnog dalekovoda elektrane na kraju godine t+n-2, kao i vrijednost novog priključnog dalekovoda elektrane čije je stavljanje u upotrebu planirano za godinu t+n-1 u trafostanici operatora
21	$\sum V_{tsikdv}^{premt+n}$	$\sum V_{tsikdv}^{premt+n}$	€	Dio ukupne vrijednosti odnosno trafostanice prenosnog sistema na kraju godine t+n-2 srazmjeran učešću prenosne moći priključenog interkonektora u ukupnoj prenosnoj moći svih dalekovoda priključenih u toj trafostanici
22	$\sum V_{tsdvel}^{premt+n}$	$\sum V_{tsdvel}^{premt+n}$	€	Dio ukupne vrijednosti odnosno trafostanice prenosnog sistema na kraju godine t+n-2 srazmjeran učešću prenosne moći priključnog dalekovoda elektrane u ukupnoj prenosnoj moći svih dalekovoda priključenih u toj trafostanici
23	V^{dv}^{t+n}	V^{dv}^{t+n}	€	Ukupna vrijednost dalekovoda u prenosnom sistemu Crne Gore na kraju godine t+n-2, kao i vrijednost dalekovoda čije je stavljanje u upotrebu planirano za godinu t+n-1
24	V^{ts}^{t+n}	V^{ts}^{t+n}	€	Ukupna vrijednost trafostanica u prenosnom sistemu Crne Gore na kraju godine t+n-2, kao i vrijednost trafostanica čije je stavljanje u upotrebu planirano za godinu t+n-1
25	A^{t+n}	$A^{t+n}DS$	€	Trošak amortizacije ODS
26	P^{St+n}	$P^{St+n}DS$	€	Povrat na sredstva ODS
27	T^{Put+n}	$T^{Put+n}DS$	€	Troškovi poslovanja na koje se može uticati ODS
28	T^{Pnut+n}	$T^{Pnut+n}DS$	€	Troškovi poslovanja na koje se ne može uticati ODS
29	n/a	OPDS	€	Ostali prihodi ODS
30	n/a	KtnPS	€	Korekcije ODS
31	α	αDS	n/a	Parametar α ODS
32	$C_e^{ut}^{t+n}$	$C_e^{ut}^{t+n}DS$	€/MWh	Utvrđena cijena električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka ODS
33	T^{mt}^{t+n}	T^{mt}^{t+n}	€	Utvrđeni troškovi materijala ODS
34	T^{put}^{t+n}	T^{put}^{t+n}	€	Utvrđeni troškovi proizvodnih usluga ODS
35	n/a	kljuc35	n/a	Ključ za alokaciju troška na 35 kV
36	n/a	kljuc10	n/a	Ključ za alokaciju troška na 10 kV
37	n/a	kljuc04	n/a	Ključ za alokaciju troška na 0,4 kV
38	$G^{35PROIZt+n}$	$G^{35PROIZt+n}$	n/a	Učešće vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema za povezivanje proizvođača priključenih na 35 kV naponski nivo sa distributivnim sistemom u ukupnoj vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema prema posljednjoj procjeni prihvaćenoj od strane Agencije
39	$G^{10PROIZt+n}$	$G^{10PROIZt+n}$	n/a	Učešće vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema za povezivanje proizvođača priključenih na 10 kV naponski nivo sa distributivnim sistemom u ukupnoj vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema prema posljednjoj procjeni prihvaćenoj od strane Agencije
40	$G^{04PROIZt+n}$	$G^{04PROIZt+n}$	n/a	Učešće vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema za povezivanje proizvođača priključenih na 0,4 kV naponski nivo sa distributivnim sistemom u ukupnoj vrijednosti osnovnih sredstava operatora distributivnog sistema prema posljednjoj procjeni prihvaćenoj od strane Agencije
41	T^{Pt+n}	T^{Pt+n}	€	Troškovi poslovanja COTEE
42	A^{t+n}	A^{t+n}	€	Amortizacija COTEE

43	RD _{t+n}	RDOT _{t+n}	€	Razumna dobit COTEE
44	n/a	OPOT _{t+n}	€	Ostali prihodi COTEE
45	n/a	KOT _{t+n}	€	Korekcija COTEE
46	n/a	MK110KUP _{t+n}	kW	Snaga svih kupaca priključenih na prenosni sistem (bez distributivnog sistema)
47	MK ^{35KUP} _{t+n}	MK35KUP _{t+n}	kW	Zbir priključnih snaga svih kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo; (ili u skladu sa prelaznim odredbama: godišnja ugovorena snaga svih korisnika priključenih na 35 kV naponski nivo)
48	MK ^{10KUP} _{t+n}	MK10KUP _{t+n}	kW	Zbir priključnih snaga svih kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo; (ili u skladu sa prelaznim odredbama: godišnja ugovorena snaga svih korisnika priključenih na 10 kV naponski nivo)
49	MK ^{sm04KUP} _{t+n}	MKsm04KUP _{t+n}	kW	Priključna snaga kupaca koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga mjeri; (ili u skladu sa prelaznim odredbama: godišnja ugovorena snaga svih kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga mjeri)
50	MK ^D _{t+n}	MKD _{t+n}	kW	Priključna snaga operatora distributivnog sistema priključenog na prenosni sistem; (ili u skladu sa prelaznim odredbama: godišnja ugovorena snaga operatora distributivnog sistema priključenog na prenosni sistem)
51	BK ^{snm0,4 8} _{t+n}	BK8kw	n/a	Broj kupaca koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga ne mjeri i kojima je odobrena-priključna snaga ≤ 8kW u skladu sa pravilima koja uređuju funkcionisanje distributivnog sistema električne energije
52	BK ^{snm0,4 16} _{t+n}	BK8_16kW	n/a	Broj kupaca koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga ne mjeri i kojima je odobrena-priključna snaga > 8kW i ≤ 16kW u skladu sa pravilima koja uređuju funkcionisanje distributivnog sistema električne energije
53	BK ^{snm0,4 34,5} _{t+n}	BK16_345kW	n/a	Broj kupaca koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga ne mjeri i kojima je odobrena-priključna snaga > 16kW i ≤ 34,5kW u skladu sa pravilima koja uređuju funkcionisanje distributivnog sistema električne energije
54	E ^{proiz} _{t+n}	Eproiz _{t+n}	MWh	Proizvodnja električne energije za regulatornu godinu, planirana energetske bilansom za svaku godinu regulatornog perioda
55	MK ^{Proiz} _{t+n}	MKProiz _{t+n}	MW	Maksimalno raspoloživa snaga svih proizvodnih objekata priključenih na prenosni sistem
56	G ^{pdt} _{t+n}	GPd _{t+n}	MWh	Dio gubitaka u dalekovodima za koje naknadu plaćaju proizvođači priključeni na prenosni sistem
57	G ^{pts} _{t+n}	GPt _{t+n}	MWh	Dio gubitaka u transformacijama za koje naknadu plaćaju proizvođači priključeni na prenosni sistem
58	E ^{PP} _{t+n}	EPP _{t+n}	kWh	Količina proizvedene električne energije od strane povlašćenih proizvođača, računata kao prosjek ostvarene u godini t-2 i t-1 i planirane energetske bilansom za godinu t+1 i t+2
59	E ^S _{t+n}	ES _{t+n}	kWh	Količina električne energije za potrebe kupaca priključenih na distributivni i prenosni sistem računata kao prosjek ostvarene u godini t-2 i t-1 i planirane energetske bilansom za godinu t+1 i t+2
60	E ^P _{t+n}	EP _{t+n}	kWh	Količina proizvedene električne energije, osim električne energije proizvedene od strane povlašćenih proizvođača, računata kao prosjek ostvarene u godini t-2 i t-1 i planirane energetske bilansom za godinu t+1 i t+2
61	E ^S _{t+n}	EJSt _{t+n}	kWh	Količina električne energije za potrebe domaćinstava i malih kupaca koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva računata kao prosjek ostvarene u godini t-2 i t-1 i planirane energetske bilansom za godinu t+1 i t+2
62	BK	BK	n/a	Broj kupaca iz kategorije domaćinstva i malih kupaca koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva, računat kao prosjek broja kupaca u godini t-2 i t-1 i planiranog broja za godinu t+1 i t+2

63	BT	BT	n/a	Broj trgovaca koji realizuju interne transakcije, računat kao prosjek broja trgovaca koji su bili registrovani u godini t-2 i t-1 i planiranog broja za godinu t+1 i t+2
64	$E^{35PROIZ}_{t+n}$	E35PROIZtn	MWh	Proizvedena električna energija od strane proizvođača priključenih na 35 kV naponski nivo planirana energetske bilansom
65	$E^{10PROIZ}_{t+n}$	E10PROIZtn	MWh	Proizvedena električna energija od strane proizvođača priključenih na 10 kV naponski nivo planirana energetske bilansom
66	$E^{0,4PROIZ}_{t+n}$	E04PROIZtn	MWh	Proizvedena električna energija od strane proizvođača priključenih na 0,4 kV naponski nivo planirana energetske bilansom
67	$Gg^{35PROIZ}_{t+n}$	Gg35PROIZtn	MWh	Dio odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača priključenih na 35 kV naponski nivo
68	$Gg^{10PROIZ}_{t+n}$	Gg10PROIZtn	MWh	Dio odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača priključenih na 10 kV naponski nivo
69	$Gg^{0,4PROIZ}_{t+n}$	Gg04PROIZtn	MWh	Dio odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača priključenih na 0,4 kV naponski nivo
70	gp	gp	n/a	Opravdana stopa gubitaka u prenosnom sistemu
71	gd	gd	n/a	Opravdana stopa gubitaka u distributivnom sistemu
72	n/a	n/a	n/a	Udio odobrenih gubitaka na 35 kV naponskom nivou u ukupnim opravdanim gubicima u distributivnom sistemu, prema studiji gubitaka
73	n/a	n/a	n/a	Udio odobrenih gubitaka na 10 kV naponskom nivou u ukupnim opravdanim gubicima u distributivnom sistemu, prema studiji gubitaka
74	n/a	n/a	n/a	Udio odobrenih gubitaka na 0,4 kV naponskom nivou u ukupnim opravdanim gubicima u distributivnom sistemu, prema studiji gubitaka
75	n/a	EelDS	kWh	Proizvodnja elektrana priključenih na distributivni sistem
76	n/a	n/a	MWh	Električna energija planirana energetske bilansom, za isporuku iz prenosnog sistema na mjestima isporuke ostalim korisnicima - viša tarifa
77	n/a	n/a	MWh	Električna energija planirana energetske bilansom, za isporuku iz prenosnog sistema na mjestima isporuke ostalim korisnicima - niža tarifa
78	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 35 kV - viša tarifa
79	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 35 kV - niža tarifa
80	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 10 kV - viša tarifa
81	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 10 kV - niža tarifa
82	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 0,4 kV kod kojih se mjeri snaga - viša tarifa
83	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 0,4 kV kod kojih se mjeri snaga - niža tarifa
84	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 0,4 kV sa dvotarifnim mjerenjem - viša tarifa
85	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 0,4 kV sa dvotarifnim mjerenjem - niža tarifa
86	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 0,4 kV sa jednotarifnim mjerenjem (1/2)
87	n/a	n/a	kWh	Električna energija planirana za isporuku kupcima priključenim na 0,4 kV sa jednotarifnim mjerenjem (1/2)
88	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 110 kV - viša tarifa
89	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 110 kV - niža tarifa
90	n/a	n/a	c€/kVarh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 110 kV - viša tarifa

91	n/a	n/a	c€/kVArh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 110 kV - niža tarifa
92	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 35 kV - viša tarifa
93	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 35 kV - niža tarifa
94	n/a	n/a	c€/kVArh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 35 kV - viša tarifa
95	n/a	n/a	c€/kVArh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 35 kV - niža tarifa
96	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 10 kV - viša tarifa
97	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 10 kV - niža tarifa
98	n/a	n/a	c€/kVArh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 10 kV - viša tarifa
99	n/a	n/a	c€/kVArh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 10 kV - niža tarifa
100	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 0,4 kV sa mjerenjem snage - viša tarifa
101	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 0,4 kV sa mjerenjem snage - niža tarifa
102	n/a	n/a	c€/kVArh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 0,4 kV sa mjerenjem snage - viša tarifa
103	n/a	n/a	c€/kVArh	Cijena reaktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 0,4 kV sa mjerenjem snage - niža tarifa
104	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 0,4 kV sa dvotarifnim mjerenjem - viša tarifa
105	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 0,4 kV sa dvotarifnim mjerenjem - niža tarifa
106	n/a	n/a	c€/kWh	Cijena aktivne električne energije za analizu kod kupaca priključenih na 0,4 kV sa jednotarifnim mjerenjem

7.2. Pregled formula sadržanih u Modelu

Cijene se od unešenih veličina proračunavaju pomoću 172 proračunska polja. Sva proračunska polja sadrže formule koje se mogu svrstati u tri kategorije, i to formule koje su:

- sadržane u Metodologijama,
- opisane u Metodologijama,
- potrebne da bi se proračunali ulazni podaci za formule iz prethodne dvije kategorije, odnosno formule koje predstavljaju međukorake/pomoćne korake.

U tabeli 6 prikazano je 97 najbitnijih formula koje prvenstveno pripadaju u prve dvije od prethodno navedenih kategorija, dok ostala proračunska polja obično pripadaju trećoj grupi (međukoraci/pomoćni koraci). Formule su prikazane u obliku kakav je u Metodologijama, odnosno ukoliko se radi o formulama koje su opisane u Metodologijama, dat je poziv na njihov opis. Takođe, u tabeli su sadržane i formule u prilagođenom obliku u kojem su unešene u Model, kao i tekstualni opis istih.

Tabela 6. Prikaz formula

R. B.	Formula Metodologije	Formula Model	Opis
1	Tekstualno opisano u čl. 18 Metodologije za PS	$TAK_{TUTn} = A_{tn}PS + P_{Stn}PS + (TP_{mutn}PS + TP_{nutn}PS) * (1 - \alpha_{PS}) - OP_{PS} - (K_{APS} + K_{PStn}PS + K_{TPnutn} - K_{OPPS})$	Naknada za angažovanje prenosnog kapaciteta
2	Tekstualno opisano u čl. 18 Metodologije za PS	$K_{tn}PS = K_{APS} + K_{PStn}PS + K_{TPnutn} + K_{OPPS} + K_{FR}e_{Proiztn} + K_{FR}R_{Proiztn} + K_{FR}R_{ostn}$	Odgovarajuće korekcije kategorija troškova i prihoda
3	$TAK_{t+n}^{Kup} = TAK_{t+n}^{TUT} - TAK_{t+n}^{Popex-} - TAK_{t+n}^{Pcapex}$	$TAK_{Kuptn} = TAK_{TUTn} - TAK_{Popextn} - TAK_{Pcapextn}$	Dio troškova koje pokrivaju ostali korisnici, koji se nadoknađuju preko tarifnog elementa aktivna snaga
4	Tekstualno opisano u čl. 25 Metodologije za PS	$T_{totn}PS = NOP_{Stn} * 12$	Troškovi koji se odnose na naknadu za rad operatora tržišta koju plaća Operator prenosnog sistema
5	$TP_{g_{t+n}}^{os} = TP_{g_{t+n}} - TP_{g_{t+n}}^{Proiz}$	$TP_{gOStn} = TP_{gTUTn}PS - TP_{gProiztn}$	Troškovi gubitaka koje plaćaju ostali subjekti = troškovi gubitaka u prenosnom sistemu - troškovi gubitaka koje plaćaju proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem
6	$TP_{g_{t+n}} = C_{e_{t+n}}^{ut} * \frac{g_p}{100 - g_p} * E_{t+n}^{os}$	$TP_{gtn}PS = C_{euttn}PS * g_p / (1 - g_p) * E_{ostn}$	Troškovi gubitaka u prenosnom sistemu
7	$TP_{g_{t+n}}^{TUT} = TP_{g_{t+n}} * (1 - \alpha_{t+n}) - K_{t+n}^{TPg}$	$TP_{gTUTn}PS = TP_{gtn}PS * (1 - \alpha_{PS}) - K_{TPgtn}PS$	Troškovi gubitaka koji se transponuju u cijene
8	$C_{g_{t+n}}^{os} = \frac{TP_{g_{t+n}}^{os}}{E_{t+n}^{os}}$	$C_{gOStn}PS = TP_{gOStn} / E_{ostn} * 100 / 1000$	Cijena gubitaka koju plaćaju ostali subjekti
9	$TAK_{t+n}^{Proiz} = TAK_{t+n}^{Popex-} + TAK_{t+n}^{Pcapex} + TP_{g_{t+n}}^{Proiz}$	$TAK_{Proiztn} = TAK_{Popextn} + TAK_{Pcapextn} + TP_{gProiztn}$	Dio naknade za angažovanje prenosnog kapaciteta koja se raspoređuje na proizvođače električne energije priključene na prenosni sistem
10	$TAK_{t+n}^{Popex-} = TAK_{t+n}^{opex-} * K_{t+n}^{Popex-}$	$TAK_{Popextn} = TAK_{opextn} * K_{popextn}$	Dio troškova poslovanja na koje se može uticati i na koje se ne može uticati, iz člana 21 ove metodologije, koji se alokira na proizvođače
11	$TP_{g_{t+n}}^{Proiz} = (C_{t+n}^{Pdv} + G_{t+n}^{Pts}) * C_{e_{t+n}}^{ut}$	$TP_{gProiztn} = (GP_{dvt} + GP_{tstn}) * C_{euttn}PS$	Dio troškova gubitaka iz člana 27 stav 1 ove metodologije koji se alokira na proizvođače
12	$TAK_{t+n}^{Pcapex} = K_{t+n}^{Pcapex} * TAK_{t+n}^{capex}$	$TAK_{Pcapextn} = K_{Pcapextn} * TAK_{capextn}$	Učešće proizvođača u pokrivanju dijela utvđenog povrata na sredstva i amortizacije za korišćenje kapaciteta prenosnog sistema
13	$TAK_{t+n}^{opex-} = (TP_{u_{t+n}} + TP_{nu_{t+n}} - Tot_{t+n}) * (1 - \alpha_{t+n}) - K_{t+n}^{TPnu-} - (OP_{t+n}^- - K_{t+n}^{OP-})$	$TAK_{opextn} = (TP_{mutn}PS + TP_{nutn}PS - T_{totn}PS) * (1 - \alpha_{PS}) - (K_{TPnutn} - 0) - ((OP_{PS} - OP_{aktn}) - (K_{OPPS} - K_{OPaktn}))$	Troškovi poslovanja na koje se može uticati i na koje se ne može uticati koji se transponuju u cijene

14	$TAK_{t+n}^{capex} = (PS_{t+n} - K_{t+n}^{PS}) + (A_{t+n} - K_{t+n}^A) - (OP_{t+n}^{ak} - K_{t+n}^{OPak})$	$TAK_{capextn} = (PStnPS - KPStnPS) + (AtnPS - KAPStn) - (OPaktn - KOPaktn)$	Troškovi amortizacije i povrat na sredstva koji se transponuju u cijene iz člana 19 stav 2 ove metodologije
15	$K_{t+n}^{Pcapex} = \frac{\left(\sum V_{ikdv_{t+n}} * \frac{E_{t+n}^{proiz}}{E_{t+n}^{proiz} + E_{t+n}^{os}} + \sum V_{dvel_{t+n}} + \sum V_{tsikdv_{t+n}}^{prem} + \sum V_{tsdvel_{t+n}}^{prem} \right)}{V_{dv_{t+n}} + V_{ts_{t+n}}}$	$K_{pcapextn} = \frac{(\sum V_{ikdv_{t+n}} * E_{t+n}^{proiz}) / (E_{t+n}^{proiz} + E_{ostn}) + \sum V_{dvel_{t+n}} + \sum V_{tsikdv_{t+n}}^{prem} + \sum V_{tsdvel_{t+n}}^{prem}}{V_{dv_{t+n}} + V_{ts_{t+n}}}$	Faktor učešća proizvođača u pokrivanju dijela utvrđenih kapitalnih troškova za korišćenje kapaciteta prenosnog sistema
16	$TPg_{t+n}^{35PROIZ} = Gg_{t+n}^{35PROIZ} * Ce_{t+n}^{ut}$	$TPg_{35PROIZtn} = Gg_{35PROIZtn} * Ce_{t+n}^{ut} * DS$	Dio troškova gubitaka koji se alocira na proizvođače priključene na 35 kV naponski nivo
17	$TPg_{t+n}^{10PROIZ} = Gg_{t+n}^{10PROIZ} * Ce_{t+n}^{ut}$	$TPg_{10PROIZtn} = Gg_{10PROIZtn} * Ce_{t+n}^{ut} * DS$	Dio troškova gubitaka koji se alocira na proizvođače priključene na 10 kV naponski nivo
18	$TPg_{t+n}^{0,4PROIZ} = Gg_{t+n}^{0,4PROIZ} * Ce_{t+n}^{ut}$	$TPg_{04PROIZtn} = Gg_{04PROIZtn} * Ce_{t+n}^{ut} * DS$	Dio troškova gubitaka koji se alocira na proizvođače priključene na 0,4 kV naponski nivo
19	Tekstualno opisano u čl. 19 Metodologije za DS	$TAKKUPdptn = AtnDS + PStnDS + (TPmutnDS + TPnutnDS + TPgtnDS) * (1 - \alpha_{DS}) - OPDS - KtnDS + TAKkupTUTPS - TPgtnDS$	Naknada za angažovanje distributivnog kapaciteta i dio troškova za angažovanje prenosnog kapaciteta koji se odnosi na distribuciju kao korisnika prenosnog sistema
20	$TPg_{t+n} = Ce_{t+n}^{ut} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n}$	$TPgtnDS = Ce_{t+n}^{ut} * DS * (g_d / (1 - g_d) * E_{odsNeto}) / 1000$	Troškovi poslovanja na koje se djelimično može uticati
21	$TPg_{t+n}^{PD} = Ce_{t+n}^{ut} * \frac{g_p}{100 - g_p} * E_{t+n}^{pd}$	$TPgPDtn = Ce_{t+n}^{ut} * DS * (g_p / (1 - g_p) * E_{pd}) / 1000$	Pripadajući dio troškova gubitaka u prenosnom sistemu koji se alocira na operatore distributivnih sistema
22	$TAK_{t+n}^s = TAK_{t+n}^{Kup} * \frac{MK_{t+n}^D}{MK_{t+n}}$	$TAKkupTUTPS = (TAKkuptn + TottnPS - KFRostn) * MKDtn / MKtn$	Dio troškova za korišćenje prenosnog kapaciteta koji se alocira na korisnike prenosnog sistema izuzev proizvođača, uključujući i troškove koji se odnose na rad operatora tržišta i korekcije fakturisane realizacije
23	Tekstualno opisano u čl. 20 Metodologije za DS	$TAK35TUTmtn = TAKTUT35tn - (TottnDS * kljuc35)$	Naknada iz člana 19 stav 1 ove metodologije umanjena za troškove koji se odnose na rad operatora tržišta, koja se raspoređuje na 35 kV naponski nivo
24	Tekstualno opisano u čl. 20 Metodologije za DS	$TAK10TUTmtn = TAKTUT10tn - (TottnDS * kljuc10)$	Naknada iz člana 19 stav 1 ove metodologije umanjena za troškove koji se odnose na rad operatora tržišta, koja se raspoređuje na 10 kV naponski nivo
25	Tekstualno opisano u čl. 20 Metodologije za DS	$TAK04TUTmtn = TAKTUT04tn - (TottnDS * kljuc04)$	Naknada iz člana 19 stav 1 ove metodologije umanjena za troškove koji se odnose na rad operatora tržišta, koja se raspoređuje na 0,4 kV naponski nivo
26	Tekstualno opisano u čl. 20 Metodologije za DS	$TottnDS = 12 * NODStn$	Troškovi koji se odnose na rad operatora tržišta
27	Tekstualno opisano u čl. 19 Metodologije za DS	$TAKTUT35tn = TAKKUPdptn * kljuc35$	Troškovi iz člana 19 stav 6, alocirani na 35 kV naponski nivo primjenom odredbi iz stava 7 istog člana
28	Tekstualno opisano u čl. 19 Metodologije za DS	$TAKTUT10tn = TAKKUPdptn * kljuc10$	Troškovi iz člana 19 stav 6, alocirani na 10 kV naponski nivo primjenom odredbi iz stava 7 istog člana

			člana
29	Tekstualno opisano u čl. 19 Metodologije za DS	TAKTUT04tn=TAKKUPdptn*klju c04	Troškovi iz člana 19 stav 6, alocirani na 0,4 kV naponski nivo primjenom odredbi iz stava 7 istog člana
30	$TAK_{t+n}^{35TUTPROIZ} = TAK_{t+n}^{35TUT} \cdot G_{t+n}^{35PROIZ}$	TAK35TUTPROIZtn=TAK35TUT mtn*G35PROIZtn	Naknada iz člana 19 stav 2 tačka 1 ove metodologije koja se raspoređuje na proizvođače električne energije priključene na 35 kV naponski nivo
31	$TAK_{t+n}^{10TUTPROIZ} = TAK_{t+n}^{10TUT} \cdot G_{t+n}^{10PROIZ}$	TAK10TUTPROIZtn=TAK10TUT mtn*G10PROIZtn	Naknada iz člana 19 stav 2 tačka 1 ove metodologije koja se raspoređuje na proizvođače električne energije priključene na 10 kV naponski nivo
32	$TAK_{t+n}^{0,4TUTPROIZ} = TAK_{t+n}^{0,4TUT} \cdot G_{t+n}^{0,4PROIZ}$	TAK04TUTPROIZtn=TAK04TUT mtn*G04PROIZtn	Naknada iz člana 19 stav 2 tačka 1 ove metodologije koja se raspoređuje na proizvođače električne energije priključene na 40 kV naponski nivo
33	$TAK_{t+n}^{35KUP} = TAK_{t+n}^{TUT 35} - TAK_{t+n}^{35TUTPROIZ}$	TAK35KUPtn=TAKTUT35tn- TAK35TUTPROIZtn	Troškovi iz člana 19 stav 6 ove metodologije alocirani na kupce priključene na 35 kV naponski nivo u skladu sa stavom 7 istog člana, koji se transponuju u tarife
34	$TAK_{t+n}^{10KUP} = TAK_{t+n}^{TUT 10} - TAK_{t+n}^{10TUTPROIZ}$	TAK10KUPtn=TAKTUT10tn- TAK10TUTPROIZtn	Troškovi iz člana 19 stav 6 ove metodologije alocirani na kupce priključene na 10 kV naponski nivo u skladu sa stavom 7 istog člana, koji se transponuju u tarife
35	$TAK_{t+n}^{0,4KUP} = TAK_{t+n}^{TUT 0,4} - TAK_{t+n}^{0,4TUTPROIZ}$	TAK04KUPtn=TAKTUT04tn- TAK04TUTPROIZtn	Troškovi iz člana 19 stav 6 ove metodologije alocirani na kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo u skladu sa stavom 7 istog člana, koji se transponuju u tarife
36	Tekstualno opisano u čl. 12 Metodologije za COTEE	RDPTUNtn=TPOTtn+AOTtn+RD OTtn-OPOTtn-KOTtn	Naknada za rad operatora tržišta, odnosno prihod koji se transponuje u naknade
37	$RD_{t+n}^{BO} = RD_{t+n}^{TUN} \cdot 50\%$	RDPTUNtn=RDPTUNtn*0,5	dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču balansnog obračuna
38	$RD_{t+n}^{VR} = RD_{t+n}^{TUN} \cdot 15\%$	RDPTUNtn=RDPTUNtn*0,15	dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču voznih redova
39	$RD_{t+n}^{PP} = RD_{t+n}^{TUN} \cdot 35\%$	RDPTUNtn=RDPTUNtn*0,35	dio prihoda koji se odnosi na servisiranje električne energije od povlašćenih proizvođača
40	$RD_{t+n}^{OPSBO} = RD_{t+n}^{BO} \cdot 40\%$	RDPTUNtn=RDPTUNtn*0,4	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču balansnog obračuna a koji se transponuje na operatora prenosnog sistema
41	$RD_{t+n}^{ODSBO} = RD_{t+n}^{BO} \cdot 20\%$	RDPTUNtn=RDPTUNtn*0,2	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču balansnog obračuna a koji se transponuje na operatora distributivnog sistema
42	$RD_{t+n}^{SBO} = RD_{t+n}^{BO} \cdot 20\%$	RDPTUNtn=RDPTUNtn*0,2	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču balansnog obračuna a koji se transponuje na snabdijevače, kupce samosnabdijevače,

43	$RDP_{t+n}^{PBO} = RDP_{t+n}^{BO} * 20\%$	$RDPPBO_{tn} = RDPBO_{tn} * 0,2$	snabdijevača poslednjeg izbora i ranjivih kupaca Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču balansnog obračuna a koji se transponuje na proizvođače koji su balansno odgovorni
44	$RDP_{t+n}^{OPSVR} = RDP_{t+n}^{VR} * 40\%$	$RDPOPSVR_{tn} = RDPVR_{tn} * 0,4$	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču voznih redovaa koji se transponuje na operatora prenosnog sistema
45	$RDP_{t+n}^{ODSVR} = RDP_{t+n}^{VR} * 20\%$	$RDPODSVR_{tn} = RDPVR_{tn} * 0,2$	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču voznih redovaa koji se transponuje na operatora distributivnog sistema
46	$RDP_{t+n}^{SVR} = RDP_{t+n}^{VR} * 15\%$	$RDPSVR_{tn} = RDPVR_{tn} * 0,15$	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču voznih redov koji se transponuje na snabdijevače, kupce samosnabdijevače, snabdijevača poslednjeg izbora i ranjivih kupaca
47	$RDP_{t+n}^{PVR} = RDP_{t+n}^{VR} * 15\%$	$RDPPVR_{tn} = RDPVR_{tn} * 0,15$	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču voznih redova koji se transponuje na proizvođače koji su balansno odgovorni
48	$RDP_{t+n}^{TVR} = RDP_{t+n}^{VR} * 10\%$	$RDPTVR_{tn} = RDPVR_{tn} * 0,1$	Dio prihoda koji se odnosi na aktivnosti koje se tiču voznih redova koji se transponuje na trgovce
49	$MK_{t+n}^{0,AKUP} = MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP} - MK_{t+n}^{10KUP}$	$MK04KUP = MKD_{tn} - MK35KUP_{tn} - MK10KUP_{tn}$	Snaga kupaca priključenih na naponski nivo 0,4 kV
50	$UMK_{t+n}^{snm 0,AKUP} = \frac{MK_{t+n}^{0,AKUP} - MK_{t+n}^{sm 0,AKUP}}{MK_{t+n}^D}$	$UMK_{snm 04KUP} = (MK04KUP - MK_{sm 04KUP_{tn}}) / MKD_{tn}$	Udio snaga kupaca koji su priključeni na 0,4kV naponski nivo, kod kojih se snaga ne mjeri, u ukupnoj priključnoj snazi distributivnog sistema
51	$K_{t+n}^{Popex-} = \frac{E_{t+n}^{proiz}}{E_{t+n}^{proiz} + E_{t+n}^{os}}$	$K_{popextn} = E_{proiztn} / (E_{proiztn} + E_{ostn})$	Koeficijent koji odražava obavezu proizvođača za upravljanje, eksploataciju i održavanje sredstava operatora
52	Tekstualno opisano u čl. 24 Metodologije za DS	$Gg35PROIZ_{tn} * 1000 / (gd / (1 - gd) * E_{odsNeto})$	Udio odobrenih gubitaka na 35kV naponskom nivou u ukupnim opravdanim gubicima u distributivnom sistemu, prema studiji gubitaka, umanjen za dio odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača priključenih na 35 kV naponski nivo
53	Tekstualno opisano u čl. 24 Metodologije za DS	$Gg10PROIZ_{tn} * 1000 / (gd / (1 - gd) * E_{odsNeto})$	Udio odobrenih gubitaka na 10kV naponskom nivou u ukupnim opravdanim gubicima u distributivnom sistemu, prema studiji gubitaka, umanjen za dio odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača priključenih na 10 kV naponski nivo
54	Tekstualno opisano u čl. 24 Metodologije za DS	$Gg04PROIZ_{tn} * 1000 / (gd / (1 - gd) * E_{odsNeto})$	Udio odobrenih gubitaka na 0,4kV naponskom nivou u ukupnim opravdanim gubicima u distributivnom sistemu, prema studiji gubitaka, umanjen za dio odobrenih gubitaka koji su prouzrokovani korišćenjem sistema od strane proizvođača priključenih na 0,4 kV naponski nivo

55	Tekstualno opisano u čl. 9 Metodologije za DS	$E_{pd} = E_{odsNeto} * 1 / (1 - g_d) - E_{elDS}$	električna energija, planirana energetskim bilansom za svaku kalendarsku godinu regulatornog perioda za isporuku iz prenosnog sistema na mjestima isporuke distributivnom sistemu
56	$E_{t+n}^{35'} = E_{t+n}^{35} + U_G^{D35} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{35}}{E_{t+n}^{35} + E_{t+n}^{10'} + E_{t+n}^{0,4'}}$	$E_{35i} = E_{35} + U_{gd_35} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{35} / (E_{35} + E_{10i} + E_{04i})$	n/a
57	$E_{t+n}^{10'} = E_{t+n}^{10} + U_G^{D10} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{10}}{E_{t+n}^{10} + E_{t+n}^{0,4'}}$	$E_{10i} = E_{10} + U_{gd_10} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{10} / (E_{10} + E_{04i})$	n/a
58	$E_{t+n}^{10''} = E_{t+n}^{10'} + U_G^{D35} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{10'}}{E_{t+n}^{35} + E_{t+n}^{10'} + E_{t+n}^{0,4'}}$	$E_{10ii} = E_{10i} + U_{gd_35} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{10i} / (E_{35} + E_{10i} + E_{04ii})$	n/a
59	$E_{t+n}^{0,4'} = E_{t+n}^{0,4} + E_{t+n}^{0,4''} = E_{t+n}^{0,4'} + U_G^{D10} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{0,4'}}{E_{t+n}^{10} + E_{t+n}^{0,4'}} + U_G^{D0,4} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n}$	$E_{04i} = E_{04} + U_{gd_04} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn}$	n/a
60	$E_{t+n}^{0,4''} = E_{t+n}^{0,4'} + U_G^{D10} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{0,4'}}{E_{t+n}^{10} + E_{t+n}^{0,4'}}$	$E_{04ii} = E_{04i} + U_{gd_10} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{04i} / (E_{10} + E_{04i})$	n/a
61	$E_{t+n}^{0,4'''} = E_{t+n}^{0,4''} + U_G^{D35} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{0,4''}}{E_{t+n}^{35} + E_{t+n}^{10'} + E_{t+n}^{0,4''}}$	$E_{04iii} = E_{04ii} + U_{gd_35} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{04ii} / (E_{35} + E_{10i} + E_{04iii})$	n/a
62	$TPg_{t+n}^{35} = C_{e_{t+n}^{ut}} * \left[\frac{g_p}{100 - g_p} * E_{t+n}^{pd} * \frac{E_{t+n}^{35'}}{E_{t+n}^{35'} + E_{t+n}^{10''} + E_{t+n}^{0,4'''}} + U_G^{D35} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{35}}{E_{t+n}^{35} + E_{t+n}^{10'} + E_{t+n}^{0,4''}} \right]$	$TPg_{35} = C_{e_{trn}DS} / 1000 * ((g_p / (1 - g_p)) * 1) * E_{pd} * E_{35i} / (E_{35i} + E_{10ii} + E_{04iii}) + U_{gd_35} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{35} / (E_{35} + E_{10i} + E_{04i})$	Utvrđeni troškovi gubitaka koje pokrivaju kupci priključeni na naponski nivo 35 kV
63	$TPg_{t+n}^{10} = C_{e_{t+n}^{ut}} * \left[\frac{g_p}{100 - g_p} * E_{t+n}^{pd} * \frac{E_{t+n}^{10''}}{E_{t+n}^{35'} + E_{t+n}^{10''} + E_{t+n}^{0,4'''}} + U_G^{D35} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{10'}}{E_{t+n}^{35} + E_{t+n}^{10'} + E_{t+n}^{0,4''}} + U_G^{D10} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{10}}{E_{t+n}^{10} + E_{t+n}^{0,4'}} \right]$	$TPg_{10} = C_{e_{trn}DS} / 1000 * (g_p / (1 - g_p)) * E_{pd} * E_{10ii} / (E_{35i} + E_{10ii} + E_{04iii}) + U_{gd_35} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{10i} / (E_{35} + E_{10i} + E_{04ii}) + U_{gd_10} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{10} / (E_{10} + E_{04i})$	Utvrđeni troškovi gubitaka koje pokrivaju kupci priključeni na naponski nivo 10 kV
64	$TPg_{t+n}^{0,4} = C_{e_{t+n}^{ut}} * \left[\frac{g_p}{100 - g_p} * E_{t+n}^{pd} * \frac{E_{t+n}^{0,4'''}}{E_{t+n}^{35'} + E_{t+n}^{10''} + E_{t+n}^{0,4'''}} + U_G^{D35} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{0,4'}}{E_{t+n}^{35} + E_{t+n}^{10'} + E_{t+n}^{0,4''}} + U_G^{D10} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} * \frac{E_{t+n}^{0,4'}}{E_{t+n}^{10} + E_{t+n}^{0,4'}} + U_G^{D0,4} * \frac{g_d}{100 - g_d} * E_{t+n} \right]$	$TPg_{04} = C_{e_{trn}DS} / 1000 * (g_p / (1 - g_p)) * E_{pd} * E_{04iii} / (E_{35i} + E_{10ii} + E_{04iii}) + U_{gd_35} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{04ii} / (E_{35} + E_{10i} + E_{04i}) + U_{gd_10} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn} * E_{04i} / (E_{10} + E_{04i}) + U_{gd_04} * g_d / (1 - g_d) * E_{trn}$	Utvrđeni troškovi gubitaka koje pokrivaju kupci priključeni na naponski nivo 0,4 kV
65	$C_{g_{t+n}^i} = \frac{TPg_{t+n}^i}{E_{t+n}^i}$	$C_{g35tn} = TPg_{35} * 100 / E_{35}$	Cijena opravdanih gubitaka za kupce priključene na 35 kV naponski nivo

66	$Cg_{t+n}^i = \frac{TPg_{t+n}^i}{E_{t+n}^i}$	$Cg_{10tn} = TPg_{10} * 100 / E_{10}$	Cijena opravdanih gubitaka za kupce priključene na 10 kV naponski nivo
67	$Cg_{t+n}^i = \frac{TPg_{t+n}^i}{E_{t+n}^i}$	$Cg_{04tn} = TPg_{04} * 100 / E_{04}$	Cijena opravdanih gubitaka za kupce priključene na 04 kV naponski nivo
68	$VT_g = RO_{vng} * NT_g$	$VTg_{35} = RO_{vn} * NTg_{35}$	Viša dnevna tarifa za aktivnu energiju na 35 kV
69	$NT_g = \frac{Cg_{t+n}^i}{A_{ntg} + RO_{vng} * A_{vtg}}$	$NTg_{35} = Cg_{35tn} / (E_{16} + RO_{vn} * D_{16})$	Niža dnevna tarifa za aktivnu energiju na 35 kV
70	$VT_g = RO_{vng} * NT_g$	$VTg_{10} = RO_{vn} * NTg_{10}$	Viša dnevna tarifa za aktivnu energiju na 10 kV
71	$NT_g = \frac{Cg_{t+n}^i}{A_{ntg} + RO_{vng} * A_{vtg}}$	$NTg_{10} = Cg_{10tn} / (E_{18} + RO_{vn} * D_{18})$	Niža dnevna tarifa za aktivnu energiju na 10 kV
72	$VT_g = RO_{vng} * NT_g$	$VTg_{04} = RO_{vn} * NTg_{04}$	Viša dnevna tarifa za aktivnu energiju na 04 kV
73	$NT_g = \frac{Cg_{t+n}^i}{A_{ntg} + RO_{vng} * A_{vtg}}$	$NTg_{04} = Cg_{04tn} / (E_{32} + RO_{vn} * D_{32})$	Niža dnevna tarifa za aktivnu energiju na 04 kV
74	$Cke_{t+n}^{Proiz} = \frac{(TAK_{t+n}^{Popex-} + TPg_{t+n}^{Proiz} - KFR_{t+n}^{Proiz})}{E_{t+n}^{Proiz}}$	$(TAK_{Popextn} + TPg_{Proiztn} - KFR_{Proiztn}) / E_{Proiztn}$	Cijena za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače koja se naplaćuje po osnovu tarifnog elementa aktivna električna energija
75	$Cks_{t+n}^{Proiz} = \frac{1}{12} * \frac{(TAK_{t+n}^{Pcapex} - KFR_{t+n}^{Proiz})}{MK_{t+n}^{Proiz}}$	$(TAK_{Pcapextn} - KFR_{Proiztn}) / MK_{Proiztn} / 12$	Cijena za korišćenje prenosnog sistema za proizvođače koja se naplaćuje po osnovu tarifnog elementa maksimalno raspoloživa aktivna snaga
76	$Ck_{t+n}^{35PROIZ} = \frac{TAK_{t+n}^{35TUTPROIZ} + TPg_{t+n}^{35PROIZ}}{E_{t+n}^{35PROIZ}}$	$(TAK_{35TUTPROIZtn} + TPg_{35PROIZtn}) / E_{35PROIZtn}$	Tarifa za tarifni element aktivna električna energija za proizvođače priključene na 35 kV naponski nivo
77	$Ck_{t+n}^{10PROIZ} = \frac{TAK_{t+n}^{10TUTPROIZ} + TPg_{t+n}^{10PROIZ}}{E_{t+n}^{10PROIZ}}$	$(TAK_{10TUTPROIZtn} + TPg_{10PROIZtn}) / E_{10PROIZtn}$	Tarifa za tarifni element aktivna električna energija za proizvođače priključene na 10 kV naponski nivo
78	$Ck_{t+n}^{0,4PROIZ} = \frac{TAK_{t+n}^{0,4TUTPROIZ} + TPg_{t+n}^{0,4PROIZ}}{E_{t+n}^{0,4PROIZ}}$	$(TAK_{04TUTPROIZtn} + TPg_{04PROIZtn}) / E_{04PROIZtn}$	Tarifa za tarifni element aktivna električna energija za proizvođače priključene na 0,4 kV naponski nivo
79	$Ck_{t+n} = \frac{1}{12} * \frac{(TAK_{t+n}^{kup} + Tot_{t+n} - KFR_{t+n}^{Ros})}{MK_{t+n}}$	$(TAK_{Kuptn} + Tot_{tn} - PS - KFR_{Rostn}) / MK_{tn} / 12$	Tarifa za tarifni element aktivna snaga
80	$NTg = \frac{Cg_{t+n}^{OS}}{Ant + RO_{vn} * Avt}$	$Cg_{OStn} / (Ant + RO_{vn} * Avt)$	Niža dnevna tarifa za pokrivanje gubitaka
81	$Ck_{t+n}^{35KUP} = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{35KUP}}{MK_{t+n}^D}$	$TAK_{35KUPtn} / MK_{Dtn} / 12$	Tarifa za tarifni element aktivna snaga za kupce priključene na 35 kV naponski nivo
82	$Ck_{t+n}^{10KUP} = Ck_{t+n}^{35KUP} + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{10KUP}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP}}$	$E_{24} + (TAK_{10KUPtn} / (MK_{Dtn} - MK_{35KUPtn})) / 12$	Tarifa za tarifni element aktivna snaga za kupce priključene na 10 kV naponski nivo
83	$Ck_{t+n}^{sm0,4KUP} = Ck_{t+n}^{10KUP} + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{0,4KUP}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP} - MK_{t+n}^{10KUP}}$	$E_{35} + (TAK_{04KUPtn} / (MK_{Dtn} - MK_{35KUPtn} - MK_{10KUPtn})) / 12$	Tarifa za tarifni element aktivna snaga za kupce koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo
84	$VT = RO_{vn} * NT$	$RO_{vn} * E_{57}$	Viša dnevna tarifa za angažovani kapacitet za kupce koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo i kod kojih se snaga ne mjeri

85	$NT = \frac{CK_{t+n}^{snm0,4KUP}}{Ant^{snm0,4} + ROvn^{snm0,4} * Avt^{snm0,4}}$	E69/'2. TEHNIČKE VEL.'IE36+ROvn*2. TEHNIČKE VEL.'!D36)	Niža dnevna tarifa za angažovani kapacitet za kupce koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo i kod kojih se snaga ne mjeri
86	$FN_{t+n}^{KUPj} = \frac{(T_{t+n}^m + T_{t+n}^{pu}) * UMK^{snm0,4KUP}}{12} * \frac{j}{8 * BK_{t+n}^{snm0,48} + 16 * BK_{t+n}^{snm0,416} + 34,5 * BK_{t+n}^{snm0,434,5}}$	((Tmttn+Tputn)*UMKsnm04KUP)/12*8/(8*BK8kw+16*BK8_16kW+34,5*BK16_345kW)	Fiksna naknada za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri (0 kW ≤ kupac ≤ 8 kW)
87	$FN_{t+n}^{KUPj} = \frac{(T_{t+n}^m + T_{t+n}^{pu}) * UMK^{snm0,4KUP}}{12} * \frac{j}{8 * BK_{t+n}^{snm0,48} + 16 * BK_{t+n}^{snm0,416} + 34,5 * BK_{t+n}^{snm0,434,5}}$	((Tmttn+Tputn)*UMKsnm04KUP)/12*16/(8*BK8kw+16*BK8_16kW+34,5*BK16_345kW)	Fiksna naknada za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri (8 kW ≤ kupac ≤ 16 kW)
88	$FN_{t+n}^{KUPj} = \frac{(T_{t+n}^m + T_{t+n}^{pu}) * UMK^{snm0,4KUP}}{12} * \frac{j}{8 * BK_{t+n}^{snm0,48} + 16 * BK_{t+n}^{snm0,416} + 34,5 * BK_{t+n}^{snm0,434,5}}$	((Tmttn+Tputn)*UMKsnm04KUP)/12*34,5/(8*BK8kw+16*BK8_16kW+34,5*BK16_345kW)	Fiksna naknada za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri (16 kW ≤ kupac ≤ 34,5 kW)
89	$CK_{t+n}^{snm0,4KUP} = \frac{TAK_{t+n}^{KUPdp} - (CK_{t+n}^{35KUP} * MK_{t+n}^{35KUP} + CK_{t+n}^{10KUP} * MK_{t+n}^{10KUP} + CK_{t+n}^{sm0,4KUP} * MK_{t+n}^{sm0,4KUP} + \sum_j (BK_{t+n}^{snm0,4j} * FN_{t+n}^{KUPj})) * 12}{E_{t+n}^{snm0,4KUP}}$	(TAKKUPdptn-((E24*MK35KUPttn+E35*MK10KUPttn+E46*MKsm04KUPttn)*12+((Tmttn+Tputn)*UMKsnm04KUP)))/Esnm04KUPttn*100	Tarifa za tarifni element angažovani kapacitet za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri
91	$N_{t+n}^{PPI} = \frac{RDP_{t+n}^{PPP}}{E_{t+n}^{PP}}$	RDPPTn/EPPtn*100	Naknada za rad operatora tržišta koju plaćaju povlašćeni proizvođači
92	$N_{t+n}^{OPS} = \frac{RDP_{t+n}^{OPSBO} + RDP_{t+n}^{OPSVR}}{12}$	(RDPOPSBOtn+RDPOPSVRtn)/12	Naknada za rad operatora tržišta koju plaća Operator prenosnog sistema
93	$N_{t+n}^{ODS} = \frac{RDP_{t+n}^{ODSBO} + RDP_{t+n}^{ODSVR}}{12}$	(RDPODSBOtn+RDPODSVRtn)/12	Naknada za rad operatora tržišta koju plaća Operator distributivnog sistema
94	$N_{t+n}^{SI} = \frac{RDP_{t+n}^{SBO} + RDP_{t+n}^{SVR}}{E_{t+n}^S}$	(RDPSBOtn+RDPSVRtn)/Estn*100	Naknada za rad operatora tržišta koju plaćaju snabdijevači, kupci samosnabdijevači i snabdijevač posljednjeg izbora i ranjivih kupaca
95	$N_{t+n}^{JS} = \frac{N_{t+n}^{SI} + E_{t+n}^{JS}}{BK * 12}$	(NS1tn*EJStn)/(BK*12)/100	Naknada za rad operatora tržišta, koju snabdijevač, koji je imao status javnog snabdijevača, naplaćuje od krajnjih kupaca, dok se primjenjuju Zakonom propisana ograničenja formiranja cijena
96	$N_{t+n}^{PI} = \frac{RDP_{t+n}^{PBO} + RDP_{t+n}^{PVR}}{E_{t+n}^P}$	(RDPPBOtn+RDPPVRtn)/EPtn*100	Naknada za rad operatora tržišta koju plaćaju proizvođači koji su balansno odgovorni
97	$N_{t+n}^T = \frac{RDP_{t+n}^{TVR}}{BT * 12}$	RDPTVRtn/(BT*12)	Naknada za rad operatora tržišta koju plaćaju trgovci

8. PREDLOZI ZA IZMJENE DIZAJNA ALOKACIJE U CRNOJ GORI

Posmatrajući dizajn alokacije u Crnoj Gori, zaključuje se da je vrlo kompleksan. Naime, alokacija se vrši putem sva tri tipa cijena: fiksnih cijena, cijena po energiji i cijena po snazi.

U nastavku će biti analiziran dizajn alokacije u Crnoj Gori i predložene izmjene istog. Takođe, u skladu sa predloženim izmjenama, biće dati predlozi izmjena Metodologija, kao i analiza uticaja predloženih izmjena po kupce.

Polaznim istraživanjima, između ostalog, bilo je planirano se predlože i izmjene Metodologija u dijelu alokacije gubitaka po naponskim nivoima nastalih usljed prenosa i distribucije električne energije. Međutim, od polaznih istraživanja do finalizovanja ovog rada, Metodologije su pretrpjele izmjene u dijelu alokacije gubitaka, zbog čega se ovim radom neće predlagati izmjene u ovom dijelu.

8.1. Predlozi izmjena kod kupaca sa mjerenjem snage, priključenih na naponski nivo 110 kV, 35 kV, 10 kV i 0,4 kV

Alokacija po tarifnom elementu snaga vrši se kod svih kupaca sa mjerenjem snage, nezavisno od naponskog nivoa na koji su priključeni, kako bi se dobile cijene za korišćenje sistema. Cijene koje se upotrebljavaju do 31.12.2022. godine se mogu okarakterisati kao hibridne, jer se obračun vrši po dvije snage, i to po ugovorenoj snazi i po ostvarenoj snazi. Po ostvarenoj snazi, obračun se vrši ukoliko je ista ostvarena u okviru $\pm 30\%$ ugovorene snage. Ukoliko je snaga ostvarena van navedenog okvira, obračun se vrši po ugovorenoj snazi na način kako je to opisano u poglavlju 5. Nakon 31.12.2022. godine, obračun se vrši po ugovorenoj snazi, odnosno priključnoj snazi koja je definisana u ugovoru o priključenju.

Trenutni način obračuna može se smatrati prelaznim rješenjem, kako je definisano prelaznim odredbama Metodologija, ka obračunu koji će se primjenjivati u narednom regulatornom periodu, odnosno nakon 31.12.2022. godine. Stoga, predlog izmjena će biti dat u odnosu na obračun koji je planiran da se primjenjuje od narednog regulatornog perioda, odnosno na obračun po priključnoj snazi.

Kako se kod ovih kategorija kupaca alokacija vrši po tarifnom elementu snaga, čime se dobro reflektuju troškovi i podstiče efikasnije korišćenje sistema, predlaže se nastavak alokacije po ovom tarifnom elementu. Neke od mana alokacije po ovom tarifnom elementu nijesu od bitnog značaja u Crnoj Gori, kao npr. kompleksnost, prihvatljivost od strane korisnika i neophodnost mjerne opreme (npr. pametna brojila, limitatori i sl.), jer je ovakav način alokacije već u upotrebi kod ovih kategorija kupaca.

Pored nastavka primjene obračuna po priključnoj snazi, predlaže se i primjena obračuna po ostvarenoj snazi, i to prvenstveno iz dva razloga.

Prvi razlog predstavlja činjenica da je potpuni prelazak na obračun po priključnoj snazi manje prihvatljiv po kupce od obračuna po ostvarenoj snazi, koji je trenutno u primjeni. Naime, prelaskom na obračun po priključnoj snazi, značajan broj kupaca imaće veće troškove po ovom osnovu, nego u slučaju obračuna po ostvarenoj snazi.

Povećanje troškova će biti najizraženije kod kupaca koji povremeno ili sezonski koriste objekte, jer će plaćati korišćenje sistema i u mjesecima kada ne koriste objekte i kada nemaju potrošnju. Ovo povećanje u suštini i ne treba posmatrati kao povećanje, već kao pravilnu preraspodjelu troškova. Naime, kupcima su u svakom trenutku garantovane priključne snage, u skladu sa kojima je i dimenzionisan sistem, bilo da ih oni u nekom mjesecu koriste ili ne. Važno je napomenuti da bi se u slučaju prelaska samo na obračun po priključnoj snazi, troškovi smanjili kod kupaca koji tokom čitave godine koriste sistem.

Može se zaključiti da je obračun po priključnoj snazi ispravan, jer u suprotnom kupci koji tokom čitave godine koriste sistem, u suštini plaćaju dio troškova za kupce koji u nekim mjesecima uopšte ne koriste sistem.

Imajući u vidu prethodno navedeno, preporučuje da se udio koji se obračunava po priključnoj snazi postepeno povećava u odnosu na dio koji se obračunava po ostvarenoj snazi, posebno imajući u vidu platežnu moć u Crnoj Gori, a i osjetljivost privrede koja čini većinu potrošnje kod kategorije kupaca sa mjerenjem snage.

Ovako metodološko rješenje omogućilo bi Agenciji da, bez izmjena Metodologija, može da mijenja odnos između obračuna po priključnoj snazi i po ostvarenoj snazi. Na taj način kupci bi, u cilju smanjenja troškova, promijenili navike potrošnje, čime bi se postigla veća efikasnost. Takođe, Agencija sa postepenim mijenjanjem ovog odnosa, smanjuje mogućnost nastajanja potencijalno velikih korekcija. Ove korekcije bi mogle da izazovu velike promjene priključnih i ostvarenih snaga od strane kupaca po kojima se vrši obračun, u odnosu na planirane, koje je Agencija koristila pri proračunu cijena.

Drugi razlog, zbog kojeg se ne preporučuje da se u potpunosti pređe na obračun po priključnoj snazi, je činjenica, da troškovi nastali po osnovu korišćenja sistema nijesu u potpunosti fiksni, već su dijelom i varijabilni. Kako se fiksni dio troškova odražava obračunavanjem po priključnoj snazi, za uzimanje u obzir varijabilnih troškova koji zavise od korišćenja sistema, predlaže se obračunavanje po ostvarenoj snazi.

8.2. Predlozi izmjena kod kupaca bez mjerenja snage, priključenih na naponski nivo 0,4 kV

Kao što je već opisano, alokacija kod kategorije kupaca kod kojih se snaga ne mjeri priključenih na 0,4 kV naponski nivo, vrši se putem fiksnih naknada i putem cijena po električnoj energiji.

U nastavku je analiziran dizajn cijena i naknada kod ove kategorije kupaca i predložene su izmjene istog.

8.2.1. Fiksna naknada

Fiksna naknada se primjenjuje kod kupaca kod kojih se snaga ne mjeri, i tipa je rastuće blok cijene podijeljene u tri bloka. Blokovi su definisani zavisno od odobrene-priključne snage, tako da što je veća snaga, veća je i cijena.

Fiksne cijene (naknade) se smatraju predvidivim i stabilnim, jer ne zavise od ostvarene snage ili potrošene električne energije, već samo od broja kupaca ili broja mjernih mjesta. Kako je broj kupaca/mjernih mjesta manje sklon promjenama, on se lakše predviđa u odnosu na energiju i snagu, te operator distributivnog sistema ima sigurnije prihode. Međutim, u Crnoj Gori operator distributivnog sistema je regulisan kao prirodni monopol, što znači da se zbog neostvarivanja njegovog prihoda, usljed odstupanja realizovanih od planiranih tarifnih elemenata po kojima je izvršena alokacija, vrši korekcija. Korekcijom se operatoru nadomještavaju neostvareni prihodi, čime je on zaštićen od odstupanja od planiranih tarifnih elemenata. Zbog korekcija, dugoročno gledano fakturisana realizacija nema uticaj na prihode, već samo na kratkoročne tokove novca. Takođe, pozitivni efekti fiksne naknade se dodatno umanjuju ako ona čini mali udio računa kao što je slučaj kod nas, gdje fiksna naknada za 2021. godinu iznosi [11]:

- odobrena-priključna snaga ≤ 8 kW – 0,7069 €/kupcu,
- 8 kW < odobrena-priključna snaga ≤ 16 kW – 1,4137 €/kupcu, i
- 16 kW < odobrena-priključna snaga $\leq 34,5$ kW – 3,0483 €/kupcu.

Po trenutno važećim cijenama [11], lako se može izračunati koliki udio plaća kupac iz ove kategorije putem fiksne naknade, a koliki putem cijene po energiji, a što je i prikazano na tabeli 7. Posmatrajući navedenu tabelu, može se zaključiti da kupac sa odobrenom-priključnom snagom u opsegu 8 kW - 16 kW, koji potroši 350 kWh mjesečno (200 kWh u višoj tarifi i 150 kWh u nižoj tarifi), putem fiksne naknade plati 12%, dok putem tarife po energiji plati 88% od ukupnog troška za korišćenje sistema. Napominje se da sa rastom potrošnje, udio fiksne naknade opada.

Tabela 7. Prikaz troškova za korišćenje sistema za kupca kod kojeg se snaga ne mjeri

Tarifa	(a) Potrošnja [kWh]	(b) Cijene [c€/kWh]	(c)=(a)*(b)/100 Iznos [€]	Udio [%]
Viša	200	3,8176	7,64	64%
Niža	150	1,9088	2,86	24%
Ukupno (cijena po energiji)			10,50	88%
Fiksna naknada (8 kW < P ≤ 16 kW)			1,41	12%
Ukupno			11,91	100%

Takođe, fiksne naknade ne reflektuju ni varijabilne ni fiksne troškove operatora distributivnih sistema, zbog čega one ne podstiču efikasnost, odnosno ne podstiču kupce da koriste manje električne energije ili da ostvaruju manje snage.

Kako je u primjeni fiksna naknada tipa rastuće blok cijene, kupci će plaćati različite cijene zavisno od priključne snage na način kako je to prethodno navedeno. Kod blok cijena problematična je njihova nelinearnost, zbog čega se može desiti da kupci sa približno istom odobrenom-priključnom snagom plaćaju naknade koje se značajno razlikuju, npr. kupci u Crnoj Gori sa odobrenom-priključnom snagom od 15 kW i kupci sa odobrenom-priključnom snagom od 17 kW plaćaju fiksne naknade koje se razlikuju 100%. Takođe, može se desiti i da kupci koji imaju značajno različite priključne snage plaćaju iste iznose naknada, npr. kupci u Crnoj Gori sa odobrenom-priključnom snagom od 17 kW i kupci sa odobrenom-priključnom 34 kW plaćaju istu naknadu. Navedeno pokreće pitanje ispravnosti korišćenja rastućih blok cijena, odnosno ispravnosti plaćanja različitih cijena u okviru iste kategorije za istu uslugu.

Zbog svega navedenog, predlaže se ukidanje fiksnih naknada u dizajnu alokacije u Crnoj Gori.

8.2.2. Cijene po energiji

Kupci kod kojih se snaga ne mjeri, pored fiksne naknade, plaćaju i korišćenje distributivnog sistema putem cijena po električnoj energiji. U primjeni nije prosta volumetrijska tarifa, već tarifa zavisna od vremena, koja se dijeli na višu i nižu tarifu. Više tarife se primjenjuju svim radnim danima osim nedjeljom, dok se niže tarife primjenjuju svake noći, sa izuzetkom nedjelje kada se primjenjuju i tokom dana (24 h).

Za mehanizam više i niže tarife ne može se reći da direktno i u velikoj mjeri doprinosi smanjenju potreba za kapacitetom, kao što je to slučaj kada se primjenjuju cijene po snazi. Činjenica je da se za korišćenje energije angažuje snaga i da će se u određenoj mjeri, premiještanjem potrošnje iz perioda u kojima je viša tarifa u periode u kojima je niža tarifa, smanjiti potreba za snagom. Međutim, smanjenje potreba za snagom na ovaj način nije od velikog značaja, jer u suštini, kupci nijesu smanjili svoje priključne snage na osnovu kojih se dimenzioniše distributivni sistem.

U Crnoj Gori mehanizam više i niže tarife primjenjuje se duži period i prihvaćen je od strane energetske subjekata i kupaca, što ide u prilog nastavku primjene ovog mehanizma. Takođe, napominje se da u Crnoj Gori već postoji infrastruktura za njegovu primjenu.

Imajući u vidu navedeno, kao i činjenicu da su kupci iz ove kategorije navikli na obračunavanje po energiji, predlaže se da se nastavi ovaj vid obračuna, kao i da se kod ove kategorije kupaca uvede i obračun po snazi, a što je opisano u nastavku.

Predlaže se da novo metodološko rješenje bude takvo da omogući Agenciji da mijenja odnos između cijene po energiji i cijene po snazi bez izmjena Metodologija, na sličan način kako je to opisano i u predlogu dizajna cijena za kupce kod kojih se snaga mjeri. Ovo rješenje bi omogućilo kupcima lakše prihvatanje cijena po snazi, jer bi mijenjajući navike potrošnje mogli da smanje uticaj na eventualno povećanje troškova usljed uvođenja cijene po snazi. Sa druge strane, Agencija sa postepenim povećanjem udjela cijene po snazi smanjuje mogućnost nastajanja potencijalno velikih korekcija. Ove korekcije bi mogle da izazovu velike promjene snaga od strane kupaca zbog velikog učešća cijene po snazi, u odnosu na one koje je Agencija planirala pri proračunu cijena. Naime, uvođenje cijena po snazi kao i povećanjem njihovog udjela u računu, kupci će prirodno težiti da smanje svoje troškove promjenama svojih navika potrošnje.

Sa aspekta fer alokacije, bilo bi poželjno u budućnosti da se i kod ove kategorije kupaca u potpunosti pređe na obračun po snazi, kako bi obračun bio isti za sve kategorije kupaca. Upravo mogućnost postepenog smanjivanja udjela koji se obračunava po energiji, omogućiće Agenciji da napravi lakšu tranziciju ka potpunom obračunu po snazi, ukoliko se za to odluči.

8.2.3. Cijene po snazi

Kako je kategorija kupaca kod kojih se snaga ne mjeri priključenih na 0,4 kV naponski nivo jedina kategorija koja nema cijene po snazi, preporučuje se da se, pored cijena po energiji, primjenjuju i ove cijene, pogotovo imajući u vidu prethodno navedene prednosti. Takođe, u prilog

tome ide i mišljenje da troškovi operatora distributivnog sistema primarno zavise od snage, a ne od energije, zbog čega se cijene po snazi smatraju pravednijim [19].

Uvođenje cijena po snazi i kod ove kategorije kupaca, doprinosi ravnopravnosti između kupaca. Naime, krajnji cilj metodologija bi trebalo da bude uvođenje istog tipa cijena (alokacije) kod svih kupaca. Navedeno će se postići postepenim izmjenama metodoloških rješenja na način da se omogući prilagođavanje kako kupaca, tako i operatora sistema. Takođe, napredak tehnologije, i to prije svega razvoj pametnih brojila koja, između ostalog, omogućuju i uvođenje raznih tipova cijena.

Činjenica, da je u Crnoj Gori udio novih elektronskih brojila (pametnih brojila) preko 80% [28] je veoma bitna za alokaciju. Kod kupaca sa ovim tipom brojila bez dodatnih investicija može se vršiti alokacija po tarifnom elementu snaga, odnosno obračun po snazi. Za cijene po ostvarenoj snazi značajna je funkcija mjerenja snage, dok je za cijene po ugovorenoj snazi značajna funkcija limitiranja maksimalne snage koju kupci mogu preuzeti (funkcija limitera snage).

Predlaže se, da se cijene po snazi obračunavaju po ugovorenoj - priključnoj snazi, zato što ovaj tip obračuna najbolje odražava troškove korišćenja sistema, odnosno njihovom primjenom kupci će plaćati isti iznos nezavisno od toga da li su koristili sistem ili ne. To je i ispravno, zato što je distributivni sistem dimenzionisan tako da je kupcima omogućeno da u svakom trenutku mogu da angažuju svoju priključnu snagu. Takođe, obračun po ugovorenoj snazi u odnosu na obračun po ostvarenoj snazi je znatno prostiji, a samim tim i manje zahtijevan.

Za razliku od obračuna po ostvarenoj snazi gdje su potrebni mjerni uređaji za kontinualno mjerenje snage, kod obračuna po ugovorenoj snazi potrebni su limitatori ili osigurači kojima bi se kupcima ograničila snaga na njihovu priključnu snagu. Takođe, obračun po ostvarenoj snazi je i administrativno kompleksniji jer se vrši po izmjerenoj snazi, u odnosu na obračun po ugovorenoj snazi za koji se primjenjuje snaga iz ugovora o priključenju.

Kako se do sada nije vršio obračun po snazi kod predmetne kategorije, predlaže se da prvobitni trošak koji se obračunava po snazi bude reda veličina fiksnih naknada (za koje je predloženo da se ukinu). To se predlaže kako bi se omogućilo kupcima da se priviknu na obračunavanje po snazi bez velikog uticaja na njihov trošak za korišćenje distributivnog sistema, odnosno kako bi im se omogućilo da postepeno utvrde kolike su im snage potrebne i u skladu sa njima da izmjene ugovore o priključenju na distributivni sistem. Takođe, metodološko rješenje se predlaže da bude takvo da Agencija, bez izmjene metodologija, može da mijenja odnos troška koji se obračunava po energiji i troška koji se obračunava po snazi.

Predlaže se da se u prvom regulatornom periodu u kojem bi se uvela primjena ovog mehanizma, ili minimalno tri godine ukoliko se odluči da regulatorni period bude kraći od tri godine, omogući kupcima da imaju pravo da mijenjaju svoju priključnu snagu svakih šest mjeseci, a sve kako bi im se omogućilo da nauče da optimizuju svoju potrošnju, uzimajući u obzir sezonalnost potrošnje u odnosu na godišnja doba.

Nakon ovog perioda, predlaže se da se kupcima omogući mijenjanje ugovorene priključne snage samo jednom godišnje, kako bi se izbjegle eventualne "zloupotrebe". Naime, smisao obračuna po snazi bi bio kompromitovan, ukoliko bi kupci u periodima tokom godine kada imaju potrebu za manjom snagom (kada obično svi u istom reonu imaju manju potrebu za snagom), ugovarali manju priključnu snagu radi ušteda. Primjer za ovo bi bio npr. hotel ili neki drugi objekat (npr. kuća za odmor) koji se koristi samo tokom manjeg dijela godine, a koji ima potrebu za velikom snagom (npr. zbog grijanja bazena, klimatizacije i sl.). Za ovakve kupce, postoji mogućnost da im se više isplati da

plate povećanje priključne snage u periodu tokom kojeg koriste objekat, nego da tokom čitave godine plaćaju po istoj priključnoj snazi.

Navedeno se dijelom može prevazići tako što bi se aktima, kojima se definiše priključenje kupaca na distributivni sistem, utvrdilo da ukoliko žele da oslobode kapacitet tako što bi smanjili priključnu snagu, da se istog odreknu u korist operatora distributivnog sistema. U ovom slučaju, kada kupci žele da opet povećaju priključnu snagu, morali bi da plate za istu.

Kako je novo elektronsko brojilo (pametno brojilo) ugrađeno kod većine kupaca, pa i kod kategorije kupaca priključenih na 0,4 kV kod kojih se snaga ne mjeri, i kako ima mogućnost mjerenja i limitiranja snage, može se doći do zaključka da naziv ove kategorije nije adekvatan i da bi isti bilo poželjno promijeniti. Zbog toga, predlaže se da se kategorije kupaca priključenih na 0,4 kV dijele zavisno od tipa obračuna. Ukoliko se prihvate izmjene predložene ovim radom, predlaže se da se kategorija "kupci priključeni na 0,4 kV kod kojih se snaga mjeri" preimenuje u kategoriju pod nazivom "kupci priključeni na 0,4 kV sa obračunom po snazi", dok se za kategoriju "kupci priključeni na 0,4 kV kod kojih se snaga ne mjeri" preimenuje u kategoriju pod nazivom "kupci priključeni na 0,4 kV sa obračunom po snazi i energiji".

8.3. Predlog izmjena metodologija

U ovom potpoglavlju biće predložene izmjene Metodologije za OPS i Metodologije za ODS u skladu sa prethodno predloženim dizajnom alokacije prihoda na cijene. Takođe, predložene izmjene biće objašnjene i analizirane.

Napominje se da su predlozi izmjena ovih metodologija, u pogledu korišćenih izraza, usaglašeni sa važećim metodologijama. Ovo se, prvenstveno, odnosi na termine cijena i tarifa za koje je u radu odlučeno da se koristi samo izraz cijena, dok se u metodologijama koriste oba termina, tako da nije jasno definisana razlika između njih.

8.3.1. Predlozi izmjena Metodologije za OPS

Predlaže se da se prethodno opisani dizajn alokacije prihoda operatora prenosnog sistema, implementira u Metodologiju za OPS tako što bi se izmjenio član 5, dok bi se član 25 zamijenio novim članom, što je opisano u nastavku.

8.3.1.1. Predlog novog člana 25

Važeći član 25 Metodologije za OPS definiše utvrđivanje cijene za angažovani prenosni kapacitet. Za razliku od važećeg rješenja gdje se obračun vrši samo po ugovorenoj snazi (priključnoj snazi), predloženim izmjenama uvodi se i obračun po ostvarenoj snazi.

Agenciji je omogućeno da mijenja odnos između dijela troškova za korišćenje prenosnog sistema koji se obračunava po priključnoj snazi i dijela koji se obračunava po ostvarenoj snazi, putem promjenjive *udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi* (u_{110p}) i promjenjive *udio troškova*

koji se obračunava po ostvarenoj snazi (u_{110os}). Kako ove promjenjive predstavljaju procenete, da bi se pretvorile u koeficijente, u formulama se dijele sa 100.

Stoga, predlaže se da član 25 glasi:

Cijene za korišćenje prenosnog kapaciteta

Član 25

- (1) Ostali korisnici plaćaju tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi i tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi.
- (2) Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi $Ck_{t+n}p$ izražava se u €/MW/mjesecu, a izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$Ck_{t+n}p = \frac{1}{12} * \frac{(TAK_{t+n}^{kup} + Tot_{t+n} - K_{t+n}^{FRos}) * \frac{u_{110p}}{100}}{Mp_110KUP_{t+n}}$$

gdje je:

TAK_{t+n}^{kup} – troškovi koje pokrivaju ostali korisnici (€),

Tot_{t+n} - troškovi koji se odnose na naknadu za rad operatora tržišta (€),

K_{t+n}^{FRos} - korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na ostale korisnike (€),

u_{110p} - udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi, a koji utvrđuje Agencija (%),

Mp_110KUP_{t+n} - suma priključnih snaga ostalih korisnika (MW).

- (3) Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi $Ck_{t+n}os$ izražava se u €/MW/mjesecu, a izračunava se primjenom sljedeće formule:

$$Ck_{t+n}os = \frac{1}{12} * \frac{(TAK_{t+n}^{kup} + Tot_{t+n} - K_{t+n}^{FRos}) * \frac{u_{110os}}{100}}{MK_{t+n}}$$

gdje je:

Tot_{t+n} - troškovi koji se odnose na naknadu za rad operatora tržišta (€),

K_{t+n}^{FRos} - korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na ostale korisnike (€),

u_{110os} - udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi, a koji se računa po formuli:

$u_{110os} = 100 - u_{110p}$ (%),

MK_{t+n} – suma ostvarenih snaga ostalih korisnika (MW),

- (4) Za svrhu obračuna tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi, koristi se priključna snaga definisana pravilima koja uređuju funkcionisanje prenosnog sistema električne energije.

- (5) Za svrhu obračuna tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi koristi se maksimalna izmjerena snaga.
- (6) Maksimalna izmjerena snaga ostalih korisnika koji posjeduju uređaje za kontinuirano mjerenje i registrovanje snage po petnaestominutnim periodima je najveće opterećenje koje se ostvari u trajanju od 15 minuta u toku mjesečnog obračunskog perioda, dok se kod korisnika koji posjeduju uređaje koji mjere i registruju samo najveću dostignutu snagu u toku mjesečnog obračunskog perioda, uzima ta registrovana snaga.
- (7) Maksimalna snaga izmjerena u periodu niže dnevne tarife se za potrebe obračuna koriguje faktorom potrošnje godišnjeg dijagrama B ostvarenog u godini koja prethodi godini podnošenja zahtjeva, a izračunava se na sljedeći način:

$$B = \frac{MK_{min}}{MK_{max}}$$

gdje je:

MK_{min} - minimalna snaga petnaestominutnog opterećenja ostalih korisnika izmjerena u godini koja prethodi godini podnošenja zahtjeva (MW),

MK_{max} - maksimalna snaga petnaestominutnog opterećenja ostalih korisnika izmjerena u godini koja prethodi godini podnošenja zahtjeva (MW).

- (8) Ako je maksimalna izmjerena snaga u periodu niže dnevne tarife nakon korekcije iz stava 7 ovog člana manja od maksimalne izmjerene snage u periodu više dnevne tarife, za svrhu obračuna tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi korišćiće se maksimalno izmjerena snaga u periodu više dnevne tarife.

Prethodno predložene izmjene Metodologije za OPS opisane su u nastavku u zavisnosti od tarifnih elementa:

- **Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi $Ck_{t+n}p$** (€/MW/mjesecu), proračunava se tako što se dio troškova koje snose kupci priključeni na prenosni sistem, a koji je sveden za obračun po priključnoj snazi, podijeli sa sumom priključnih snaga korisnika priključenih na prenosni sistem. Troškovi koje snose kupci priključeni na prenosni sistem se dobijaju kao zbir troškova koje pokrivaju ostali korisnici (TAK_{t+n}^{kup}) i troškova koji se odnose na naknadu za rad operatora tržišta (Tot_{t+n}), a od kojih se oduzme korekcija fakturisane realizacije koja se odnosi na ostale korisnike (K_{t+n}^{FROS}). Ovako dobijeni troškovi svode se na dio koji se obračunava po priključnoj snazi, primjenom promjenjive udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi (u_{110p}). Kako se navedeni troškovi odnose na kalendarsku godinu, a kupci plaćaju cijene mjesečno, isti se moraju podijeliti sa brojem mjeseci, odnosno sa 12. Troškovi dobijeni na prethodni način se dijele sa sumom priključnih snaga korisnika priključenih na prenosni sistem ($Mp_{110KUP_{t+n}}$), čime se dobija tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi, a koju plaćaju kupci priključeni na 110 kV naponski nivo.
- **Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi $Ck_{t+n}os$** (€/MW/mjesecu), proračunava se tako što se dio troškova koje snose kupci priključeni na

prenosni sistem, a koji je sveden za obračun po ostvarenoj snazi, podijeli sa sumom ostvarenih snaga ostalih korisnika priključenih na prenosni sistem.

Troškovi koje snose kupci priključeni na prenosni sistem dobijaju se na isti način kao i pri proračunu tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi, s tim da su svedeni na dio koji se obračunava po ostvarenoj snazi primjenom promjenjive udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi (u_{110os}). Kako se navedeni troškovi odnose na kalendarsku godinu, a kupci plaćaju cijene mjesečno, isti se moraju podijeliti sa brojem mjeseci, odnosno sa 12.

Troškovi dobijeni na prethodni način se dijele sa sumom ostvarenih snaga ostalih korisnika (MK_{t+n}), čime se dobija tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi, a koju plaćaju kupci priključeni na 110 kV naponski nivo.

8.3.1.2. Predlog izmjena člana 5

Metodologijom za OPS je definisano da postupak utvrđivanja prihoda i cijena pokreće OPS podnošenjem zahtjeva Agenciji. Da bi OPS mogao podnijeti zahtjev, potrebno je da ima podatke o udjelu troškova koji se obračunavaju po priključnoj snazi i udjelu troškova koji se obračunavaju po ostvarenoj snazi iz predloženog člana 25, a koje utvrđuje Agencija.

Kako bi se OPS obezbjedili ovi podaci, predloženo je da se izmjeni član 5 Metodologije za OPS, tako da se odlukom definisanom ovim članom, pored trajanja regulatornog perioda, utvrđuju i ovi udjeli.

U skladu sa navedenim, predlažu se izmjene člana 5:

1. Naslov člana se mijenja i glasi: "Trajanje regulatornog perioda i udjeli troškova";
2. Nakon riječi "perioda" u stavu 1 člana 5 dodaju se riječi "i udjeli troškova iz člana 25".

8.3.2. Predlozi izmjena Metodologije za ODS

Prethodno opisani dizajn alokacije prihoda operatora distributivnog sistema, predlaže se da se implementira u Metodologiju za ODS tako što bi se izmjenio član 5, dok bi se član 21 zamijenio novim članom, a što je opisano u nastavku.

8.3.2.1. Predlog novog člana 21

Važeći član 21 Metodologije za ODS definiše alokaciju troškova za angažovanje distributivnog kapaciteta na kupce. Za kupce priključene na distributivni sistem kod kojih se snaga mjeri, predlaže se prelazak sa obračunavanja po ugovorenim snagama (priključnim snagama) na kombinaciju obračunavanja po ugovorenim snagama (priključnim snagama) i po ostvarenim snagama, dok se za kupce bez mjerenja snage predlaže prelazak sa kombinacije fiksnih tarifa i cijena po električnoj energiji, na kombinaciju obračunavanja po priključnim snagama i po energiji.

Odnos između dijela troškova za korišćenje distributivnog sistema koji se obračunava po priključnoj snazi i dijela koji se obračunava po ostvarenoj snazi, Agenciji je omogućeno da mijenja za kupce priključene na 35 kV naponski nivo putem promjenjivih: *udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (u_{35p})* i promjenjivih *udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (u_{35os})*. Na sličan način, Agencija može da mijenja odnos troškova i kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo, i to putem promjenjivih: *udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (u_{10p})* i *udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (u_{10os})*.

Kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo, dio troškova za korišćenje distributivnog sistema koji se obračunava po priključnoj snazi, Agenciji je omogućeno da mijenja putem promjenjive *udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (u_{04p})*. Kako je predloženo da se preostali dio troškova alocira na ovu kategoriju putem cijena koje se obračunavaju i po ostvarenoj snazi (kod kupaca kod kojih se mjeri snaga) i po energiji (kod kupaca kod kojih se ne mjeri snaga), promjenjiva koja utvrđuje njihov udio je nazvana *udio troškova koji se obračunavaju po ostvarenoj snazi i energiji kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (u_{04os_en})*.

S obzirom da ove promjenjive predstavljaju procenete, da bi se pretvorile u koeficijente, u formulama se dijele sa 100.

U skladu sa navedenim, predlaže se da član 21 glasi:

Alociranje troškova za angažovanje distributivnog sistema na kupce

Član 21

- (1) Kupci priključeni na 35 kV naponski nivo plaćaju tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi $Ck_{t+n}^{35KUP\ p}$ i tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi $Ck_{t+n}^{35KUP\ os}$, primjenom sljedećih formula:

$$Ck_{t+n}^{35KUP\ p} = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{35KUP} * \frac{u_{35p}}{100}}{Mp_DSKUP_{t+n}}$$

$$Ck_{t+n}^{35KUP\ os} = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{35KUP} * \frac{u_{35os}}{100}}{MK_{t+n}^D}$$

gdje je:

$Ck_{t+n}^{35KUP\ p}$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 35 kV naponski nivo (€/MW/mjesec),

$Ck_{t+n}^{35KUP\ os}$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 35 kV naponski nivo (€/MW/mjesec),

Mp_DSKUP_{t+n} - suma priključnih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (MW).

MK_{t+n}^D - suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (MW),

u_{35p} - udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo, a koji utvrđuje Agencija (%),

u_{35os} - udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo, a koji se računa po formuli: $u_{35os} = 100 - u_{35p}$ (%),

n - 1, 2, 3...

TAK_{t+n}^{35KUP} - troškovi iz člana 19 stav 6 ove metodologije alocirani na kupce priključene na 35 kV naponski nivo u skladu sa stavom 7 istog člana, koji se transponuju u tarife, i izračunavaju na sljedeći način:

$$TAK_{t+n}^{35KUP} = TAK_{t+n}^{TUT\ 35} - TAK_{t+n}^{35TUTPROIZ}$$

gdje je:

$TAK_{t+n}^{TUT\ 35}$ - troškovi iz člana 19 stav 6, alocirani na 35 kV naponski nivo primjenom odredbi iz stava 7 istog člana.

- (2) Kupci priključeni na 10 kV naponski nivo plaćaju tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi $Ck_{t+n}^{10KUP\ p}$ i tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi $Ck_{t+n}^{10KUP\ os}$, primjenom sljedećih formula:

$$Ck_{t+n}^{10KUP\ p} = Ck_{t+n}^{35KUP\ p} + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{10KUP} * \frac{u_{10p}}{100}}{Mp_DSKUP_{t+n} - Mp_35KUP_{t+n}}$$

$$Ck_{t+n}^{10KUP} OS = Ck_{t+n}^{35KUP} OS + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{10KUP} * \frac{u_{10os}}{100}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP}}$$

gdje je:

$Ck_{t+n}^{10KUP} p$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 10 kV naponski nivo (€/MW/mjesec),

$Ck_{t+n}^{10KUP} OS$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 10 kV (€/MW/mjesec),

$Ck_{t+n}^{35KUP} p$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 35 kV (€/MW/mjesec),

$Ck_{t+n}^{35KUP} OS$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 35 kV (€/MW/mjesec),

Mp_DSKUP_{t+n} - suma priključnih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (MW).

Mp_35KUP_{t+n} - suma priključnih snaga kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (MW).

MK_{t+n}^D - suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (MW),

MK_{t+n}^{35KUP} - suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (MW),

u_{10p} - udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo, a koji utvrđuje Agencija (%),

u_{10os} - udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo, a koji se računa po formuli: $u_{10os} = 100 - u_{10p}$ (%),

n - 1, 2, 3...

TAK_{t+n}^{10KUP} - troškovi iz člana 19 stav 6 ove metodologije alocirani na kupce priključene na 10 kV naponski nivo u skladu sa stavom 7 istog člana, koji se transponuju u tarife, i izračunavaju na sljedeći način:

$$TAK_{t+n}^{10KUP} = TAK_{t+n}^{TUT 10} - TAK_{t+n}^{10TUTPROIZ}$$

gdje je:

$TAK_{t+n}^{TUT 10}$ - troškovi iz člana 19 stav 6, alocirani na 10 kV naponski nivo primjenom odredbi iz stava 7 istog člana.

- (3) Kupci priključeni na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga mjeri plaćaju tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi $Ck_{t+n}^{sm0,4KUP} p$ i tarifu za

tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi $CK_{t+n}^{sm0,4KUP}$ *os* primjenom sljedećih formula:

$$CK_{t+n}^{sm0,4KUP} p = CK_{t+n}^{10KUP} p + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{0,4KUP} * \frac{u_{04p}}{100}}{Mp_DSKUP_{t+n} - Mp_35KUP_{t+n} - Mp_10KUP_{t+n}}$$

$$CK_{t+n}^{sm0,4KUP} os = CK_{t+n}^{10KUP} os + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{0,4KUP} * \frac{u_{04os_en}}{100}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP} - MK_{t+n}^{10KUP}}$$

gdje je:

$CK_{t+n}^{sm0,4KUP} p$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 0,4 kV (€/MW/mjesec),

$CK_{t+n}^{sm0,4KUP} os$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 0,4 kV kod kojih se snaga mjeri (€/MW/mjesec),

$CK_{t+n}^{10KUP} p$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 10 kV (€/MW/mjesec),

$CK_{t+n}^{10KUP} os$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 10 kV (€/MW/mjesec),

Mp_DSKUP_{t+n} - suma priključnih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (MW).

Mp_35KUP_{t+n} - suma priključnih snaga kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (MW).

Mp_10KUP_{t+n} - suma priključnih snaga kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (MW).

MK_{t+n}^D - suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (MW),

MK_{t+n}^{35KUP} - suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (MW),

MK_{t+n}^{10KUP} - suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (MW),

u_{04p} - udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo, a koji utvrđuje Agencija (%),

u_{04os_en} - udio troškova koji se obračunavaju po ostvarenoj snazi i energiji kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo, a koji se računa po formuli: $u_{04os_en} = 100 - u_{04p}$ (%),

n - 1, 2, 3...

$TAK_{t+n}^{0,4KUP}$ - troškovi iz člana 19 stav 6 ove metodologije alocirani na kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo u skladu sa stavom 7 istog člana, koji se transponuju u tarife, i izračunavaju na sljedeći način:

$$TAK_{t+n}^{0,4KUP} = TAK_{t+n}^{TUT 0,4} - TAK_{t+n}^{0,4TUTPROIZ}$$

gdje je:

$TAK_{t+n}^{TUT 0,4}$ - troškovi iz člana 19 stav 6, alocirani na 0,4 kV naponski nivo primjenom odredbi iz stava 7 istog člana.

- (4) Kupci priključeni na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri plaćaju tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi i tarifu za tarifni element energija koja se obračunava po isporučenoj električnoj energiji.
- (5) Kupci iz stava 4 ovog člana plaćaju tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi, po istoj tarifi kao i kupci iz stava 3 ovog člana ($Ck_{t+n}^{sm0,4KUP p}$).
- (6) Kupci iz stava 4 ovog člana plaćaju tarifu za tarifni element energija koja se obračunava po isporučenoj električnoj energiji $Ck_{t+n}^{snm0,4KUP en}$, primjenom sljedeće formule:

$$Ck_{t+n}^{snm0,4KUP en} = \frac{(MK_{t+n}^{04KUP} - MK_{t+n}^{04smKUP}) * Ck_{t+n}^{sm04KUP os} * 12}{E_{t+n}^{04smKUP}}$$

gdje je:

$Ck_{t+n}^{sm0,4KUP os}$ - tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 0,4 kV kod kojih se snaga mjeri (€/MW/mjesec),

MK_{t+n}^{04KUP} – suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (MW),

$MK_{t+n}^{04smKUP}$ – suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga mjeri (MW),

$E_{t+n}^{04smKUP}$ - električna energija planirana energetske bilansom za isporuku kupcima koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri (MWh).

- (7) Tarife za tarifni element iz stava 6 ovog člana određuju se prema sljedećoj formuli:

$$NT = \frac{Ck_{t+n}^{snm0,4KUP en}}{Ant^{snm0,4} + RO^{snm0,4} * Avt^{snm0,4}}$$

$$VT = RO^{snm0,4} * NT$$

gdje je:

NT – niža dnevna tarifa za angažovani kapacitet, (€/kWh)

VT – viša dnevna tarifa za angažovani kapacitet, (€/kWh)

$Ck_{t+n}^{snm0,4KUP en}$ – tarifa za tarifni element energija koja se obračunava po isporučenoj električnoj energiji (€/kWh).

$Ant^{snm0,4}$ – učešće aktivne električne energije planirane energetske bilansom za isporuku kupcima koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo i kod kojih se snaga ne mjeri tokom trajanja niže dnevne tarife, u ukupnoj isporučenoj električnoj energiji, (%)

$Avt^{snm0,4}$ – učešće aktivne električne energije planirane energetske bilansom za isporuku kupcima koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri tokom trajanja više dnevne tarife, u ukupnoj isporučenoj električnoj energiji, (%)

$RO^{snm0,4}$ – relativni odnos više i niže dnevne tarife.

- (8) Odnos između tarifnih stavova za električnu energiju utrošenu u višoj i nižoj dnevnoj tarifi ne može biti veći od 3:1.
- (9) Priključna snaga odnosi se na snagu definisanu pravilima koja uređuju funkcionisanje prenosnog i funkcionisanje distributivnog sistema električne energije.

Prethodno predložene izmjene Metodologije za ODS opisane su u nastavku u zavisnosti od naponskog nivoa na koji su kupci priključeni i u zavisnosti od tarifnih elementa:

- **Alokacija kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo** predložena je da se vrši putem tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi i tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi.
 - **Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi Ck_{t+n}^{35KUPp}** (€/MW/mjesecu) proračunava se tako što se dio troškova koji se alociraju na 35 kV naponski nivo, a koji je sveden za obračun po priključnoj snazi, podijeli sa sumom priključnih snaga korisnika priključenih na prenosni sistem. Troškovi koji se alociraju na 35 kV naponski nivo (TAK_{t+n}^{35KUP}) dobijaju se kada se od ukupnih troškova alociranih na 35 kV naponski nivo (TAK_{t+n}^{TUT35}) oduzmu troškovi koji se alociraju na proizvođače priključene na 35 kV naponski nivo ($TAK_{t+n}^{35TUTPROIZ}$). Ovako dobijeni troškovi svode se na dio koji se obračunava po priključnoj snazi, primjenom promjenjive udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (u_{35p}). Kako se ovi troškovi odnose na kalendarsku godinu, a kupci plaćaju cijene mjesečno, isti se moraju podijeliti sa brojem mjeseci, odnosno sa 12. Troškovi dobijeni na prethodni način se dijele sa sumom priključnih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (Mp_DSKUP_{t+n}), čime se dobija tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi, a koju plaćaju kupci priključeni na 35 kV naponski nivo.
 - **Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi $Ck_{t+n}^{35KUPos}$** (€/MW/mjesecu) proračunava se tako što se dio troškova koji se alociraju na 35 kV naponski nivo, a koji je sveden za obračun po ostvarenoj snazi, podijeli sa sumom ostvarenih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem. Troškovi koji se alociraju na 35 kV naponski nivo (TAK_{t+n}^{35KUP}) dobijaju se na isti način kao i pri proračunu tarife za tarifni element snaga, s tim da su svedeni na dio koji se obračunava po ostvarenoj snazi primjenom promjenjive udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (u_{35os}). Kako se ovi troškovi odnose na kalendarsku godinu, a kupci plaćaju cijene mjesečno, isti se moraju podijeliti sa brojem mjeseci, odnosno sa 12. Troškovi dobijeni na prethodni način se dijele sa sumom ostvarenih snaga kupaca priključenih na distributivni sistem (MK_{t+n}^D), čime se dobija tarifa za tarifni element

snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi, a koju plaćaju kupci priključeni na 35 kV naponski nivo.

- **Alokacija kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo**, kao i za kupce priključene na 35 kV naponski nivo, predložena je da se vrši putem tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi i tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi.
 - **Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi $Ck_{t+n}^{10KUP} p$** (€/MW/mjesecu) proračunava se tako što se tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 35 kV naponski nivo sabere sa količnikom dijela troškova koji se alociraju na 10 kV naponski nivo koji su svedeni za obračun po priključnoj snazi i sume priključnih snaga korisnika priključenih na 10 kV i 0,4 kV naponski nivo.

Kupci priključeni na 10 kV naponski nivo, pored mreže 10 kV naponskog nivoa, koriste i mrežu 35 kV naponskog nivoa, jer energija da bi došla do njih prolazi preko mreže naponskog nivoa 35 kV. Iz navedenog proizilazi da ovi kupci treba da plate, pored dijela troškova za korišćenje 10 kV naponskog nivoa, i dio troškova za korišćenje 35 kV naponskog nivoa, koji su uzeti kroz prvi sabirak – tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 35 kV naponski nivo. Drugi sabirak predstavlja tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi u kojoj su uključeni samo troškovi za korišćenje 10 kV naponskog nivoa, a koja se proračunava na isti način kao i kod 35 kV naponskog nivoa, pri čemu se koriste podaci za 10 kV naponski nivo.
 - **Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi $Ck_{t+n}^{10KUP} os$** (€/MW/mjesecu) proračunava se tako što se tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 35 kV naponski nivo sabere sa količnikom dijela troškova koji se alociraju na 35 kV naponski nivo koji su svedeni za obračun po ostvarenoj snazi i sume ostvarenih snaga korisnika priključenih na 10 kV i 0,4 kV naponski nivo.

Kao i pri proračunu tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi, dio troškova alociranih na 35 kV naponski nivo koje treba da snose kupci priključeni na 10 kV naponski nivo, uzeti su u obzir kroz prvi sabirak – tarifa za tarifni element snaga za kupce priključene na 35 kV naponski nivo. Drugi sabirak predstavlja tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi u kojoj su uključeni samo troškovi za korišćenje 10 kV naponskog nivoa, a koja se proračunava na isti način kao i kod 35 kV naponskog nivoa, pri čemu se koriste podaci za 10 kV.
- **Alokacija kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo** predložena je da se vrši putem tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi i tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi, ukoliko pripadaju kategoriji kupaca sa mjerenjem snage. U suprotnom, ukoliko pripadaju kategoriji kupaca bez mjerenja snage, predloženo je da se alokacija vrši putem tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi i tarife za tarifni element energija koja se obračunava po isporučenoj električnoj energiji.

- Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi**, predloženo je da se primjenjuje kod svih kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo, nezavisno od toga da li se kod njih mjeri ili ne mjeri snaga.

Naime, predloženo je da se tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi $CK_{t+n}^{0,4KUP} p$ (€/MW/mjesec) proračunava tako što se tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 10 kV naponski nivo sabere sa količnikom dijela troškova koji se alociraju na 0,4 kV naponski nivo koji su svedeni za obračun po priključnoj snazi i sume priključnih snaga korisnika priključenih na 0,4 kV naponski nivo.

Kupci priključeni na 0,4 kV naponski nivo, pored mreže 0,4 kV naponskog nivoa, koriste i mrežu 35 kV i 10 kV naponskog nivoa, jer energija da bi došla do njih prolazi preko mreže naponskog nivoa 35 kV i 10 kV. Iz navedenog proizilazi da ovi kupci treba da plate, pored dijela troškova za korišćenje 0,4 kV naponskog nivoa, i dio troškova za korišćenje mreže 35 kV i 10 kV naponskog nivoa, koji su uzeti kroz prvi sabirak – tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 10 kV naponski nivo. Ova tarifa, što se može vidjeti iz objašnjenja za 10 kV, pored troškova alociranih na 10 kV naponski nivo, sadrži i dio troškova alociranih na 35 kV naponski nivo. Drugi sabirak predstavlja tarifu za tarifni element snaga u kojoj su uključeni samo troškovi za korišćenje 0,4 kV naponskog nivoa, a koja se proračunava na isti način kao i kod 35 kV i 10 kV naponskog nivoa, pri čemu se koriste podaci za 0,4 kV naponski nivo.
- Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi** kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se mjeri snaga.

Naime, predloženo je da se tarifa za tarifni element snaga obračunava po ostvarenoj snazi $CK_{t+n}^{0,4KUP} os$ (€/MW/mjesec) proračunava tako što se tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po snazi za kupce priključene na 10 kV naponski nivo sabere sa količnikom dijela troškova koji se alociraju na 0,4 kV naponski nivo koji su svedeni za obračun po ostvarenoj snazi i sume ostvarenih snaga korisnika priključenih na 0,4 kV naponski nivo.

Kao i pri proračunu tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi, dio troškova alociranih na 35 kV i 0,4 kV naponski nivo, koje treba da snose kupci priključeni na 0,4 kV naponski nivo, uzeti su u obzir kroz prvi sabirak – tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 10 kV naponski nivo. Ova tarifa, što se može vidjeti iz objašnjenja za 10 kV, pored troškova za korišćenje 10 kV naponskog nivoa, sadrži i dio troškova za korišćenje 35 kV naponskog nivoa. Drugi sabirak predstavlja tarifu za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi, u kojoj su uključeni samo troškovi za korišćenje 0,4 kV naponskog nivoa, a koja se proračunava na isti način kao i kod 35 kV i 10 kV naponskog nivoa, pri čemu se koriste podaci za 0,4 kV naponski nivo.
- Tarifa za tarifni element energija koja se obračunava po isporučenoj električnoj energiji** kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri.

Predloženo je da se tarifa za tarifni element energija obračunava po isporučenoj električnoj energiji (€/MW/mjesec) proračunava kao količnik troškova koji se alociraju na kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri i električne energije planirane energetske bilansom za isporuku ovoj kategoriji kupaca.

Troškovi koji se alociraju na kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri se dobijaju kao proizvod snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri ($MK_{t+n}^{04KUP} - MK_{t+n}^{04smKUP}$) i tarife za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 0,4 kV kod kojih se snaga mjeri ($Ck_{t+n}^{sm0,4KUP}$ os). Snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri se dobija kao razlika snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (MK_{t+n}^{04KUP}) i snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga mjeri ($MK_{t+n}^{04smKUP}$).

Kod kupaca sa dvotarifnim mjerenjem, tarifa za tarifni element energija koja se obračunava po isporučenoj električnoj energiji, dijeli se na nižu i višu dnevnu tarifu. Niža dnevna tarifa se dobija kada se prethodno dobijena tarifa podijeli sa zbirom učešća aktivne električne energije planirane za isporuku kupcima koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri tokom trajanja niže dnevne tarife u ukupnoj isporučenoj električnoj energiji i učešća aktivne električne energije planirane za isporuku kupcima koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri tokom trajanja više dnevne tarife u ukupnoj isporučenoj električnoj energiji, na koju je primjenjen relativni odnos više i niže dnevne tarife. Viša dnevna tarifa se dobija kada se prethodno dobijena tarifa pomnoži sa relativnim odnosom više i niže dnevne tarife.

8.3.2.2. Predlog izmjena člana 5

Metodologijom za ODS je, na isti način kao Metodologijom za OPS, definisano da postupak utvrđivanja prihoda i cijena pokreće ODS podnošenjem zahtjeva Agenciji. Da bi ODS mogao podnijeti zahtjev, potrebno je da ima podatke o udjelima troškova iz predloženog člana 21, a koje utvrđuje Agencija.

Kako bi se ODS obezbjedili ovi podaci, predloženo je da se izmjeni član 5 Metodologije za ODS, tako da se odlukom definisanom ovim članom, pored trajanja regulatornog perioda, utvrđuju i ovi udjeli.

U skladu sa navedenim, predlažu se izmjene člana 5:

3. Naslov člana se mijenja i glasi: "Trajanje regulatornog perioda i udjeli troškova";
4. Nakon riječi "perioda" u stavu 1 člana 5 dodaju se riječi "i udjeli troškova iz člana 21".

8.4. Analiza uticaja predloženog dizajna alokacije na kupce

Jedna od glavnih odlika predloženih izmjena, a koja je predložena za sve kupce nezavisno od naponskog nivoa na koji su priključeni ili vrste mjerenja (sa ili bez mjerenja snage), je uvođenje promjenjivih o udjelima troškova u zavisnosti od tarifnog elementa po kojem se obračunavaju. Ovi podaci omogućuju Agenciji da mijenja udjele između tarifnih elemenata kod iste kategorije kupaca, što je veoma bitno sa aspekta prihvatljivosti cijena od strane kupaca.

Naime, kupci u Crnoj Gori su tradicionalno navikli da plaćaju korišćenje sistema po ostvarenim veličinama, odnosno po utrošenoj energiji ili po ostvarenoj snazi. Prelazak na obračun samo po

priključnoj snazi ili na obračun najvećim dijelom po priključnoj snazi, a za šta je prethodno u radu naznačeno da je poželjno, za značajan broj kupaca će značiti i povećanje troškova, odnosno računa za utrošenu električnu energiju. Naime, navedene kategorije kupaca su navikle da plaćaju troškove zavisno od korišćenja sistema, dok u slučaju potpunog prelaska na obračun po priključnoj snazi kupci bi plaćali iste mjesečne iznose nezavisno od toga da li su koristili sistem ili ne.

Sa druge strane kod kupaca koji kontinualno, tokom čitave ili većeg dijela godine, koriste sistem doći će do smanjenja troškova, odnosno računa za utrošenu električnu energiju. Smanjenje je uzrokovano činjenicom da predložene izmjene ne utiču na prihode operatora sistema, već samo na njihovu preraspodjelu, tako što će dio kupaca plaćati korišćenje sistema, iako ga nijesu angažovali.

Podaci o udjelima troškova predstavljaju alat koji omogućuje Agenciji, da odluči kada će i u kojoj mjeri izvršiti tranziciju na obračun po priključnoj snazi. Kako je predloženo, Agencija u sklopu odluke o utvrđivanju trajanja dužine regulatornog perioda utvrđuje i podatke o udjelu troškova za sve godine regulatornog perioda. Na taj način, Agencija može definisati linearno povećanje udjela obračuna po priključnoj snazi do nivoa za koji zaključi da je adekvatan, uzimajući u obzir sve potrebne parametre kao npr. kretanje priključnih snaga, ekonomsku situaciju i sl.

Sa aspekta operatora sistema, predložene izmjene nijesu od većeg značaja jer ne utiču na njihov prihod, već samo na njegovu raspodjelu na kupce. Takođe, važno je napomenuti da se prihod operatora koriguje u slučaju njegovog odstupanja u odnosu na planirani.

9. IZMJENJENI MODEL ZA PRORAČUN CIJENA PO KOJIMA KUPCI U CRNOJ GORI PLAĆAJU MJESEČNE TROŠKOVE NASTALE PO OSNOVU KORIŠĆENJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Predmet ovog rada je i model za proračun cijena po kojima kupci u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije u skladu sa preporukama za izmjene dizajna alokacije prihoda operatora sistema (u daljem tekstu: Izmjenjeni model).

U cilju prilagođenja Modela napravljenog za proračun cijena u skladu sa važećim Metodologijama predloženim izmjenama, pored formula, izmjenjene su i veličine koje se unose.

U skladu sa navedenim, u tabeli 8 dat je pregled razlika u dijelu veličina koje se unose između Modela u skladu sa važećim Metodologijama i Izmjenjenog modela.

Izmjene veličine koje se unose vršene su na tri načina, i to:

1. Kod postojećih veličina izmjenjena je njihova namjena, odnosno opis, dok su oznake ostale iste. Naime, ovo se odnosi na veličine koje označavaju priključne snage u Modelu u skladu sa važećim Metodologijama, a koje je u Izmjenjenom modelu označavaju ostvarene snage. Ove veličine su prikazane u Tabeli 8 od rednog broja jedan do rednog broja pet. Napominje se da je za potrebe Izmjenjenog modela promijenjena namjena veličine pod rednim brojem pet, koja u Modelu bez izmjena predstavlja proračunsku veličinu, dok u Izmjenjenom modelu predstavlja veličinu koja se unosi.
2. Veličine koje se unose, a koje nemaju svrhu u slučaju implementacije predloženih izmjena, su izbrisane. Ove veličine su prikazane u Tabeli 8 od rednog broja šest do deset.
3. Veličine koje se unose, a koje su zbog implementacije predloženih izmjena dodate su prikazane u Tabeli 8 od rednog broja 11 do 24.

Tabela 8. Pregled razlika veličina koje se unose između Modela i Izmjenjenog modela

R.B.	Oznaka Metodologije	Oznaka Model	Jedinica	Opis
Mijenja se				
1	n/a	MK110KUP _{t+n}	kW	Suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na prenosni sistem
2	MK ³⁵ KUP _{t+n}	MK35KUP _{t+n}	kW	Suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo
3	MK ¹⁰ KUP _{t+n}	MK10KUP _{t+n}	kW	Suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo
4	MK ^{sm04} KUP _{t+n}	MK ^{sm04} KUP _{t+n}	kW	Suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga mjeri
5	MK04KUP	MK04KUP	kW	Suma ostvarenih snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo
Briše se				
6	T ^m _{t+n}	T _m _{t+n}	€	Utvrđeni troškovi materijala ODS
7	T ^{pu} _{t+n}	T _{pu} _{t+n}	€	Utvrđeni troškovi proizvodnih usluga ODS
8	BK ^{sm0,4} ₈ _{t+n}	BK8kw	n/a	Broj kupaca koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga ne mjeri i kojima je odobrena-priključna snaga ≤ 8kW u skladu sa pravilima koja uređuju funkcionisanje distributivnog sistema električne energije

9	$BK^{snm0,4}_{16t+n}$	BK8_16kW	n/a	Broj kupaca koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga ne mjeri i kojima je odobrena-priključna snaga > 8kW i ≤ 16kW u skladu sa pravilima koja uređuju funkcionisanje distributivnog sistema električne energije
10	$BK^{snm0,4}_{34,5t+n}$	BK16_345kW	n/a	Broj kupaca koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo, kod kojih se snaga ne mjeri i kojima je odobrena-priključna snaga > 16kW i ≤ 34,5kW u skladu sa pravilima koja uređuju funkcionisanje distributivnog sistema električne energije
Dodaje se				
11	Mp^{110kup}_{t+n}	Mp_110KUP	kW	Suma priključnih snaga ostalih korisnika priključenih na prenosni sistem
12	Mp^{35kup}_{t+n}	Mp_35KUP	kW	Suma priključnih snaga kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo
13	Mp^{10kup}_{t+n}	Mp_10KUP	kW	Suma priključnih snaga kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo
14	n/a	Mp_sm04KUP	kW	Suma priključnih snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo sa mjerenjem snage
15	n/a	Mp_snm_dt04KUP	kW	Suma priključnih snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo bez mjerenja snage, dvotarifno mjerenje
16	n/a	Mp_snm_jt04KUP	kW	Suma priključnih snaga kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo bez mjerenja snage, jednotarifno mjerenje
17	u110p	u110p	%	Udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 110 kV naponski nivo
18	u110os	u110os	%	Udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 110 kV naponski nivo
19	u35p	u35p	%	Udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo
20	u35os	u35os	%	Udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo
21	u10p	u10p	%	Udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo
22	u10os	u10os	%	Udio troškova koji se obračunava po ostvarenoj snazi kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo
23	u04p	u04p	%	Udio troškova koji se obračunava po priključnoj snazi kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo
24	u04os_en	u04os_en	%	Udio troškova koji se obračunavaju po ostvarenoj snazi i energiji kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo

Kako bi se Model napravljen u skladu sa važećim Metodologijama, prilagodio predloženim izmjenama dizajna alokacije, potrebno je izmjeniti i formule.

U skladu sa navedenim, u Tabeli 9 je dat pregled razlika u dijelu formula između Modela u skladu sa važećim Metodologijama i Izmjenjenog modela.

Izmjene u odnosu na formule vršene su na dva načina, i to:

1. Dio formula je obrisano jer nemaju svrhu u slučaju implementacije predloženih izmjena. Ove veličine su prikazane u Tabeli 9, od rednog broja jedan do deset.
2. Formule koje su zbog implementacije predloženih izmjena dodate. Ove veličine su prikazane u Tabeli 9, od rednog broja 11 do 21.

Takođe, napominje se da su zbog izmjena formula, morale biti i inovirane kontrole grešaka.

Tabela 9. Pregled razlika formula između Modela i Izmjenjenog modela

R.B.	Formula Metodologije	Formula Model	Opis
Briše se			
1	$MK_{t+n}^{0,AKUP} = MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP} - MK_{t+n}^{10KUP}$	MK04KUP=MKDtn- MK35KUPtn-MK10KUPtn	Snaga kupaca priključenih na naponski nivo 0,4 kV
2	$CK_{t+n}^{35KUP} = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{35KUP}}{MK_{t+n}^D}$	TAK35KUPtn/MKDtn/12	Tarifa za tarifni element aktivna snaga za kupce priključene na 35 kV naponski nivo
3	$CK_{t+n}^{10KUP} = CK_{t+n}^{35KUP} + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{10KUP}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP}}$	E24+(TAK10KUPtn)/(MK Dtn-MK35KUPtn)/12)	Tarifa za tarifni element aktivna snaga za kupce priključene na 10 kV naponski nivo
4	$CK_{t+n}^{sm0,4KUP} = CK_{t+n}^{10KUP} + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{0,4KUP}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP} - MK_{t+n}^{10KUP}}$	E35+(TAK04KUPtn)/(MK Dtn-MK35KUPtn- MK10KUPtn)/12)	Tarifa za tarifni element aktivna snaga za kupce koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo
5	$VT = ROvn * NT$	ROvn*E57	Viša dnevna tarifa za angažovani kapacitet za kupce koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo i kod kojih se snaga ne mjeri
6	$NT = \frac{CK_{t+n}^{sm0,4KUP}}{Ant^{sm0,4} + ROvn^{sm0,4} * Avt^{sm0,4}}$	E69/('2. TEHNIČKE VEL.'!E36+ROvn*!2. TEHNIČKE VEL.'!D36)	Niža dnevna tarifa za angažovani kapacitet za kupce koji su priključeni na 0,4 kV naponski nivo i kod kojih se snaga ne mjeri
7	$FN_{t+n}^{KUPj} = \frac{(T_{t+n}^m + T_{t+n}^{pu}) * UMK^{sm0,4KUP}}{12} * \frac{j}{8 * BK_{t+n}^{sm0,48} + 16 * BK_{t+n}^{sm0,416} + 34,5 * BK_{t+n}^{sm0,434,5}}$	((Tmttn+Tputn)*UMKsn m04KUP)/12*8/(8*BK8kw+16* BK8_16kW+34,5*BK16_345kW)	Fiksna naknada za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri (0 kW ≤ kupac ≤ 8 kW)
8	$FN_{t+n}^{KUPj} = \frac{(T_{t+n}^m + T_{t+n}^{pu}) * UMK^{sm0,4KUP}}{12} * \frac{j}{8 * BK_{t+n}^{sm0,48} + 16 * BK_{t+n}^{sm0,416} + 34,5 * BK_{t+n}^{sm0,434,5}}$	((Tmttn+Tputn)*UMKsn m04KUP)/12*16/(8*BK8kw+16 *BK8_16kW+34,5*BK16_345k W)	Fiksna naknada za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri (8 kW ≤ kupac ≤ 16 kW)
9	$FN_{t+n}^{KUPj} = \frac{(T_{t+n}^m + T_{t+n}^{pu}) * UMK^{sm0,4KUP}}{12} * \frac{j}{8 * BK_{t+n}^{sm0,48} + 16 * BK_{t+n}^{sm0,416} + 34,5 * BK_{t+n}^{sm0,434,5}}$	((Tmttn+Tputn)*UMKsn m04KUP)/12*34,5/(8*BK8kw+ 16*BK8_16kW+34,5*BK16_34 5kW)	Fiksna naknada za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri (16 kW ≤ kupac ≤ 34,5 kW)
10	$CK_{t+n}^{sm0,4KUP} = \frac{TAK_{t+n}^{KUPdp} - (CK_{t+n}^{35KUP} * MK_{t+n}^{35KUP} + CK_{t+n}^{10KUP} * MK_{t+n}^{10KUP} + CK_{t+n}^{sm0,4KUP} * MK_{t+n}^{sm0,4KUP} + \sum_j (BK_{t+n}^{sm0,4j} * FN_{t+n}^{KUPj})) * 12}{E_{t+n}^{sm0,4KUP}}$	(TAKKUPdp -((E24*MK35KUPtn+E35*MK10 KUPtn+E46*MKsm04KUPtn)*1 2+((Tmttn+Tputn)*UMKsm04 KUP)))/Esm04KUPtn*100	Tarifa za tarifni element angažovani kapacitet za kupce priključene na 0,4 kV naponski nivo kod kojih se snaga ne mjeri
Dodaje se			
11	$CK_{t+n}^p = \frac{1}{12} * \frac{(TAK_{t+n}^{kup} + Tot_{t+n} - K_{t+n}^{FROS}) * \frac{u_{110p}}{100}}{Mp_{110KUP}t+n}$	(TAKKuptn+TottnPS- KFRostn)*(u110p/100)/Mp_11 OKUP/12	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 110 kV
12	$CK_{t+n}^{os} = \frac{1}{12} * \frac{(TAK_{t+n}^{kup} + Tot_{t+n} - K_{t+n}^{FROS}) * \frac{u_{110os}}{100}}{MK_{t+n}}$	(TAKKuptn+TottnPS- KFRostn)*(u110os/100)/MKtn/ 12	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 110 kV

13	$Ck_{t+n}^{35KUP} p = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{35KUP} * \frac{u_{35p}}{100}}{Mp_DSKUP_{t+n}}$	(TAK35KUPtn*u35p/100)/Mop_DSKUP/12	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 35 kV
14	$Ck_{t+n}^{35KUP} os = \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{35KUP} * \frac{u_{35os}}{100}}{MK_{t+n}^D}$	(TAK35KUPtn*u35os/100)/MKDtn/12	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 35 kV
15	$Ck_{t+n}^{10KUP} p = Ck_{t+n}^{35KUP} p + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{10KUP} * \frac{u_{10p}}{100}}{Mp_DSKUP_{t+n} - Mp_35KUP_{t+n}}$	E25+((TAK10KUPtn*u10p/100)/(Mop_DSKUP-Mp_35KUP)/12)	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 10 kV
16	$Ck_{t+n}^{10KUP} os = Ck_{t+n}^{35KUP} os + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{10KUP} * \frac{u_{10os}}{100}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP}}$	E26+((TAK10KUPtn*u10os/100)/(MKDtn-MK35KUPtn)/12)	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 10 kV
17	$Ck_{t+n}^{sm0,4KUP} p = Ck_{t+n}^{10KUP} p + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{0,4KUP} * \frac{u_{04p}}{100}}{Mp_DSKUP_{t+n} - Mp_35KUP_{t+n} - Mp_10KUP_{t+n}}$	E37+((TAK04KUPtn*u04p/100)/(Mop_DSKUP-Mp_35KUP-Mp_10KUP)/12)	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po priključnoj snazi za kupce priključene na 0,4 kV
18	$Ck_{t+n}^{sm0,4KUP} os = Ck_{t+n}^{10KUP} os + \frac{1}{12} * \frac{TAK_{t+n}^{0,4KUP} * \frac{u_{04os}}{100}}{MK_{t+n}^D - MK_{t+n}^{35KUP} - MK_{t+n}^{10KUP}}$	E38+((TAK04KUPtn*u04os/100)/(MKDtn-MK35KUPtn-MK10KUPtn)/12)	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po ostvarenoj snazi za kupce priključene na 0,4 kV
19	$Ck_{t+n}^{snm0,4KUP} en = \frac{(MK_{t+n}^{04KUP} - MK_{t+n}^{04smKUP}) * Ck_{t+n}^{sm0,4KUP} os * 12}{E_{t+n}^{04smKUP}}$	((MK04KUP-MKsm04KUPtn)*E50*12)/Esnm04KUPtn*100	Tarifa za tarifni element snaga koja se obračunava po isporučenoj električnoj energiji za kupce priključene na 0,4 kV
20	$NT = \frac{Ck_{t+n}^{snm0,4KUP} en}{Ant^{snm0,4} + RO^{snm0,4} * Avt^{snm0,4}}$	E72/('2. TEHNIČKE VEL.'!E36+ROvn*12. TEHNIČKE VEL.'!D36)	Niža dnevna tarifa za angažovani kapacitet
21	$VT = RO^{snm0,4} * NT$	ROvn*E62	Viša dnevna tarifa za angažovani kapacitet

Na slici 4, prikazani su primjeri cijena proračunatih putem Izmjenjenog modela, gdje je pod a) prikazan primjer cijena koje plaćaju proizvođači, pod b) je prikazan primjer cijena koje plaćaju kupci priključeni na 110 kV, dok su pod c) i d) prikazani primjeri cijena koje plaćaju kupci priključeni na 0,4 kV kod kojih se ne mjeri snaga sa dvotarifnim mjerenjem, odnosno jednotarifnim mjerenjem, respektivno. Primjeri za kupce priključene na naponske nivoe 35 kV, 10 kV i 0,4 kV kod kojih se snaga mjeri nijesu prikazani zato što su oni vizuelno slični primjeru prikazanom za kupce priključene na 110 kV naponski nivo.

Cijene za korišćenje prenosnog sistema koju plaćaju proizvođači			
oznaka metodologija	oznaka program	iznos	jedinica
$C_{ke}^{PROIZ,t+n}$	n/a	1,2455	€/MWh
$C_{ks}^{PROIZ,t+n}$	n/a	112,50	€/MW/mjesec

Tarifa za tarifni element aktivna električna energija za proizvođače priključene na distributivni sistem			
oznaka metodologija	oznaka program	iznos	jedinica
$C_k^{35PROIZ,t+n}$	n/a	0,0022	€/MWh
$C_k^{10PROIZ,t+n}$	n/a	0,0151	€/MWh
$C_k^{0,4PROIZ,t+n}$	n/a	0,0000	€/MWh

a)

Kupci priključeni na 110 kV			
Obračunski elementi	Dnevni period	Tarifa	
Aktivna energija	VT	4,8413	c€/kWh
	MT	2,4206	
Reaktivna energija	VT	0,9683	c€/kVArh
	MT	0,4841	
Angažovanje prenosnog kapaciteta	po ostvarenoj snazi	0,1509	€/kW
	po odobrenoj priključnoj snazi	0,8554	€/kW
Gubici u prenosnom sistemu	VT	0,0969	c€/kWh
	MT	0,0484	

b)

Kupci priključeni na 0,4 kV kod kojih se snaga ne mjeri, sa dvotarifnim mjerenjem				
Obračunski elementi	Dnevni period	Tarifa		
Aktivna energija	VT	4,6706	c€/kWh	
	MT	2,3353		
Angažovanje prenosnog kapaciteta	po odobrenoj priključnoj snazi	0,3322	€/kW	
	po energiji	VT	2,8662	€/kWh
	po energiji	MT	1,4331	
	Gubici u distributivnom sistemu	VT	0,7026	c€/kWh
	MT	0,3513		
*Naknada za rad operatora tržišta		0,0147	€/kupcu	

c)

Kupci priključeni na 0,4 kV kod kojih se snaga ne mjeri, sa jednotarifnim mjerenjem			
Obračunski elementi	Dnevni period	Tarifa	
Aktivna energija	JT	3,7571	c€/kWh
Angažovanje prenosnog kapaciteta	po odobrenoj priključnoj snazi	0,3322	€/kW
	po energiji	JT	2,3288
Gubici u distributivnom sistemu	JT	0,5721	c€/kWh
*Naknada za rad operatora tržišta		0,0147	€/kupcu

d)

Slika 4. Primjeri cijena proračunatih putem Izmjenjenog modela

10. ZAKLJUČAK

Prateći globalne trendove, izvršena je i reforma elektroenergetskog sektora Crne Gore, kod koga su izvorno sve djelatnosti (proizvodnja, prenos, distribucija i snabdijevanje električnom energijom) bile objedinjene unutar kompanije Elektroprivreda Crne Gore. Prirodni monopoli, kao što su poslovi prenosa i distribucije električne energije, moraju biti regulisani jer je njihova infrastruktura neophodna za funkcionisanje tržišta električne energije i mora biti dostupna svim korisnicima po istim unaprijed poznatim uslovima. Zbog toga su oni i izdvojeni iz EPCG u nove kompanije, i to u Crnogorski elektroprenosni sistem, odnosno u Crnogorski elektrodistributivni sistem.

Regulaciju ovih kompanija, ali i Crnogorskog operatora tržišta električne energije, vrši Agencija. Glavno oruđe koje Agencija koristi za regulaciju predstavljaju metodologije koje definišu utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema električne energije, kao i metodologija kojom je definisano utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije.

Metodologijama je definisan postupak i način utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda, koji predstavlja ukupni godišnji prihod energetskeg subjekta utvrđen od strane Agencije. Takođe, Metodologijama je definisana i alokacija regulatorno dozvoljenog prihoda po tarifnim elementima (snaga, energija, broj kupaca), a kao produkt alokacije dobijaju se cijene i naknade pomoću kojih energetske subjekti ubiraju regulatorno dozvoljene prihode.

Ovim radom kreiran je model za proračun regulatorno dozvoljenih prihoda, naknada i cijena, i to u dvije varijante.

U prvoj varijanti model je napravljen u skladu sa važećim Metodologijama, i kao takav se koristi u Agenciji pri proračunu cijena za sve kategorije kupaca, prema Sporazumu koji je zaključen između Agencije i autora rada. On je napravljen u cilju unapredjenja radnih procesa u Agenciji, te se težilo da on bude prost za korišćenje, da omogući provjeru dobijenih rezultata i simuliranje cijena pri promjeni ulaznih parametara, kao i prosto vršenje modifikacija u skladu sa budućim izmjenama Metodologija.

Model u drugoj varijanti je napravljen u skladu sa metodologijama u kojima bi bile implementirane izmjene za koje je u radu zaključeno da su poželjne. Naime, nakon analize alokacije u Crnoj Gori, ali i u drugim zemljama, predložene su izmjene koje se odnose na alokaciju prihoda operatora sistema po tarifnim elementima, a sve u cilju dobijanja što efikasnijih i fer cijena.

Kada je u pitanju operator prenosnog sistema električne energije, predloženo je da se nastavi obračun po priključnoj snazi, ali i da se uvede i obračun po ostvarenoj snazi. Na sličan način je predložen i obračun kod kategorija kupaca kod kojih se snaga mjeri priključenih na distributivni sistem, dok je kod kategorije kupaca kod kojih se snaga ne mjeri predloženo ukidanje fiksnih tarifa, nastavak obračuna po energiji, kao i uvođenje obračuna po priključnoj snazi.

Ove izmjene, između ostalog, podrazumijevaju novi način proračuna cijena putem formula koje su predložene da se implementiraju tako što bi se izmjenile Metodologije. Kako je predmetni proračun definisan članom 25 Metodologije za OPS "Cijene za angažovani prenosni kapacitet koji plaćaju ostali korisnici", kao i članom 21 Metodologije za ODS "Alociranje troškova za angažovanje distributivnog sistema na kupce", ovim radom je predloženo da se ovi članovi zamjene novim članovima. Kako bi se obezbjedili podaci potrebni za novopredloženi obračun, predložena je izmjena i člana 5 kod obje Metodologije. Takođe, predložene izmjene su u radu i obrazložene i analizirane.

LITERATURA

- [1] „Izazovi na tržištu električne energije“, Ekonomski institut, Beograd, 2010. godina
- [2] www.regagen.co.me, sajt Regulatorne agencije za energetiku
- [3] „Ugovor o osnivanju energetske zajednice“, Atina, 2005. godina
- [4] „Ugovor o osnivanju energetske zajednice – osnovne postavke i nove mogućnosti za energetski sektor Srbije“, P. Maksimović, JUKO-CIGRE, Tara, Srbija, 2006. godina
- [5] www.energy-community.org, sajt Energetske zajednice
- [6] „Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije“, objavljena u "Službenom listu CG", br. 32/19 i 50/19, Regulatorna agencija za energetiku, 06.06.2019. godine
- [7] „Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije“, objavljena u "Službenom listu CG", br. 32/19 i 50/19, Regulatorna agencija za energetiku, 06.06.2019. godine
- [8] „Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije“, objavljena u "Službenom listu CG", br. 27/2019 od 17.5.2019. godine, Regulatorna agencija za energetiku, 14.05.2019. godine
- [9] „Zakon o energetici“, Službeni list Crne Gore br. 005/16 20.01.2016. godine, 051/17 03.08.2017. godine i 082/20 od 06.08.2020. godine
- [10] „Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena crnogorskom elektroprenosnom sistemu ad podgorica za period 01.01.2020 – 31.12.2022. godina“, Regulatorna agencija za energetiku, 2019. godina
- [11] „Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije“, Regulatorna agencija za energetiku, 2019. godina
- [12] „Cijene za snabdijevanje krajnjih kupaca električnom energijom“, Elektroprivreda Crne Gore AD Nikšić, 10.12.2020. godine
- [13] „Uredba o utvrđivanju smjernica koje se odnose na mehanizam naknade između operatora prijenosnih sustava i zajednički regulatorni pristup naplati prijenosa“, Evropska Komisija, br. 838/2010, 23.09.2010. godine
- [14] „Uredba o uslovima za pristup mreži za prekograničnu razmjenu električne energije i stavljanju izvan snage Uredbe (EZ) br. 1228/2003“, Evropska Komisija, br. 714/2009, 13.07.2009. godine
- [15] <http://www.seecao.com>, sajt Kancelarije za koordinisane aukcije u jugoistočnoj Evropi
- [16] „Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators on the appropriate range of transmission charges paid by electricity producers“, Agency for the Cooperation of Energy Regulators – ACER, br. 09/2014, 15.04.2014, godine
- [17] Sporazum o korišćenju Programa za proračun cijena po kojima potrošači u Crnoj Gori plaćaju mjesečne troškove nastale po osnovu korišćenja električne energije, zaključen između Regulatorne agencije za energetiku i autora ovog rada 08.06.2019. godine
- [18] „Uredba o naknadi za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije“, Vlada Crne Gore, Službeni list 29/2019, 23.05.2019. godine
- [19] „Electricity Distribution Network Tariffs - CEER Guidelines of Good Practice“, Council of European Energy Regulators (CEER), C16-DS-27-03, januar 2017. godine
- [20] „Designing distribution network tariffs that are fair for different consumer groups“, Liang Lu i Catherine Waddams Price, Centre for Competition Policy, University of East Anglia, oktobar 2018. godine

- [21] „Designing Electricity Distribution Network Charges for an Efficient Integration of Distributed Energy Resources and Customer Response“, Ibtihal Abdelmottaleb, doktorska teza, 2018. godina
- [22] „Distribution Grids in Europe - Facts and Figures 2020“, Union of the Electricity Industry - Eurelectric aisbl, 2020. godina
- [23] „Distribution tariff setting methodologies in Italy“, Marco Delpero (ARERA -Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment), oktobar 2019. godine
- [24] „Izvještaj o stanju energetske sektora Crne Gore u 2019. godini“, Regulatorna agencija za energetiku, jul 2020. godine
- [25] „Odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2020-31.12.2021. godina“, Regulatorna agencija za energetiku, 2019. godina
- [26] „Distribution network tariff design under the Clean Energy Package: legal requirements and policy impacts“, ClientEarth, decembar 2019. godine
- [27] „Opšti uslovi za snabdijevanje električnom energijom“, Regulatorna agencija za energetiku, 2016. godina
- [28] <https://www.ebrd.com/home>, sajt Evropske banke za rekonstrukciju i razvoj
- [29] „Oduka o produženju ograničenja povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koje ne pripadaju kategoriji domaćinstava za period 2020-2022. godina“, Regulatorna agencija za energetiku, 2019. godina
- [30] <https://www.cges.me/>, sajt Crnogorskog operatora prenosnog sistema
- [31] <http://cedis.me/>, sajt Crnogorskog operatora distributivnog sistema
- [32] „Zakon o komunalnim djelatnostima“, Službeni list Crne Gore br. 55/16 17.08.2016. godine
- [33] <https://www.cotee.me/>, sajt Crnogorskog operatora tržišta električne energije
- [34] „Energetska statistika – cena električne energije“, G. Tanić, N. Despotović, A. Vučković, CIRED, 2014. godina
- [35] „Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2019“, ENTRO-E, novembar 2020. godine
- [36] „Transmission grid tariffs for 2019“, STATNETT, 2018. godina
- [37] „National Report 2018“, Romanian Energy Regulatory Authority, jul 2019. godine
- [38] <https://www.arera.it/it/index.htm>, sajt italijanskog regulatora - L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
- [39] „Scoping towards potential harmonisation of electricity transmission tariff structures“, Agency for Cooperation of Energy Regulators, avgust 2015. godine
- [40] „Pravila za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije“, Crnogorski elektroprenosni sistem, Službeni list Crne Gore br. 80/17 i 90/17, 2017. godina

Ime i prezime autora: Predrag Damjanović, Spec. Sci

ETIČKA IZJAVA

U skladu sa članom 22 Zakona o akademskom integritetu i članom 24 Pravila studiranja na postdiplomskim studijama, pod krivičnom i materijalnom odgovornošću, izjavljujem da je magistarski rad pod naslovom

**"KREIRANJE MODELA ZA PRORAČUN CIJENA TROŠKOVA
NASTALIH PO OSNOVU KORIŠĆENJA ELEKTRIČNE ENERGIJE
POTROŠAČA RAZLIČITIH NAPONSKIH NIVOVA"**

moje originalno djelo.

Podnosilac izjave,


Predrag Damjanović, Spec. Sci

U Podgorici, dana 15.06.2021. godine