



CRNA GORA	
SKUPŠTINA CRNE GORE	
PRIMLJENO:	31. 7.
KLASIFIKACIONI BROJ:	00-72/23-27
VEZA:	2 XXVIII
EPA:	
SKRAĆENICA:	PRILOG:

Broj: 23/2072-41
Podgorica, 31.07.2023. godine

Skupština Crne Gore
Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 10
81000 Podgorica
Crna Gora

Predmet: Dostavljanje Izvještaja o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2022. godinu.

U skladu sa članom 54 stav 1 Zakona o energetici („Službeni list Crne Gore”, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) u prilogu dostavljamo Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2022. godinu.

Navedeni izvještaj dostavljamo u 35 primjeraka u papirnoj formi i na CD-u u elektronskoj (pdf) formi.

U prilogu su takođe Odluka o utvrđivanju Izvještaja o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2022. godinu i Odluka o određivanju predstavnika Regulatorne agencije za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti koji će učestvovati u skupštinskoj proceduri usvajanja izvještaja.

S poštovanjem,

Pređsjednik Odbora,
Branislav Prelević
[Handwritten signature]
Dostaviti:
Skupštini Crne Gore,
- A/a.

REGAGEN Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti
Bulevar Svetog Petra Cetinjskog 96, 81000 Podgorica, **Crna Gora**

T: 00 382 20 229 615. 00 382 20 229 616 F: 00 382 20 229 755 E: regagen@t-com.me www.regagen.co.me
PIB: 02396491 ŽR: 520-34372-70. 510-4171-40. 520-34498-80



Crna Gora

Regulatorna agencija za energetiku i
regulisane komunalne djelatnosti

**IZVJEŠTAJ O STANJU
ENERGETSKOG SEKTORA CRNE GORE
ZA 2022. GODINU**

Podgorica, jul 2023. godine

SADRŽAJ

UVODNA RIJEČ PREDSJEDNIKA ODBORA REGULATORNE AGENCIJE ZA ENERGETIKU I REGULISANE KOMUNALNE DJELATNOSTI	15
1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI.....	19
1.1 Energetski resursi.....	19
1.1.1 Hidropotencijal.....	20
1.1.2 Potencijal vjetra.....	21
1.1.3 Energetski potencijal sunčevog zračenja.....	23
1.1.4 Potencijal biomase.....	25
1.1.5 Ugalj	25
1.2 Elektroenergetski sistem Crne Gore	29
1.2.1 Proizvodni kapaciteti.....	31
1.2.2 Prenosni kapaciteti.....	35
1.2.3 Distributivni kapaciteti.....	38
1.2.4 Potrošnja električne energije	40
1.2.5 Dnevni dijagram potrošnje i sezonalnost bruto konzuma električne energije	42
1.2.6 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije.....	45
Ostvareni gubici u prenosnom sistemu električne energije	46
Ostvareni gubici u distributivnom sistemu električne energije.....	46
1.2.7 Ostvarenje elektroenergetskog bilansa	47
1.3 Sektor nafte i gasa.....	48
1.3.1 Sektor nafte	48
1.3.1.1 Skladišni kapaciteti	48
1.3.1.2 Transportni kapaciteti	49
1.3.1.3 Prodajni kapaciteti.....	49
1.3.2 Sektor prirodnog gasa.....	51
1.3.3 Istraživanja ugljovodonika u crnogorskom podmorju	52
2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA	59
2.1 Nadzor elektroenergetskog sektora.....	59
2.1.1 Ugovorni odnosi između snabdjevača, operatora distributivnog sistema i kupaca	59
2.1.2 Razgraničenje imovine između CGES-a, CEDIS-a i EPCG-a.....	60

2.1.3 Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom	61
2.1.3.1 Opšti parametri kvaliteta.....	62
a) Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema	62
b) Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema.....	65
2.1.3.2 Pojedinačni parametri kvaliteta	72
a) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema.....	72
b) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema.....	72
c) Pojedinačni parametri kvaliteta snabdijevača	73
2.1.4 Transparentnost i dostupnost informacija u vezi sa tržištem električne energije.....	74
2.1.5 Udjeli izvora energije	75
2.1.6 Nezavisnost operatora distributivnog sistema električne energije i nezavisnost REGAGEN.....	77
2.1.7 Ispunjenoost uslova iz sertifikata i licence.....	78
2.2 Djelatnosti u oblasti nafte i gasa.....	79
3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU	85
3.1 Investicije Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić (EPCG)	85
3.1.1 Investicije u proizvodne kapacitete i investiciona sposobnost	87
3.2 Investicije Crnogorskog elektrodistributivnog sistema DOO Podgorica (CEDIS)	89
Primarna mreža	91
Sekundarna mreža	92
Revitalizacija mreže.....	93
Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerjenje električne energije.....	93
Ostale investicije i ostala osnovna sredstva	94
3.3 Investicije Crnogorskog elektroprenosnog sistema AD Podgorica (CGES)	95
3.3.1 Efekti investicija u prenosni sistem električne energije.....	98
3.4 Uticaj investicija operatora sistema električne energije na cijene za korišćenje sistema	103
4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE	109
4.1 Novi paket propisa u oblasti električne energije – obaveze i uslovi za izuzeće.....	109
4.2 Veleprodajno tržište električne energije	112
4.2.1 Razvoj veleprodajnjog tržišta električne energije	119
4.3 Maloprodajno tržište električne energije.....	124

4.3.1 Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori	125
4.3.2 Cijene električne energije u evropskim zemljama.....	129
4.3.3 Zaštita potrošača	132
5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA	143
5.1 Elektroenergetski sektor.....	143
5.1.1 Finansijsko poslovanje regulisanih elektroenergetskih subjekata	143
5.1.1.1 Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije	144
5.1.1.2 Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije.....	146
5.1.1.3 Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije	149
5.1.2 Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata	149
5.2 Sektor nafte i gasa.....	150
6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI REGAGEN U 2022. GODINI	157
6.1 Donošenje podzakonskih akata	157
6.1.1 Oblast električne energije	157
6.1.2 Oblast gasa.....	159
6.2 Odobravanje podzakonskih akata energetskih subjekata.....	160
6.3 Utvrđivanje cijena i naknada.....	161
6.4 Davanje saglasnosti na razvojne i investicione planove operatora sistema.....	163
6.5 Izdavanje licenci za obavljanje energetskih djelatnosti.....	164
6.6 Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija	164

Popis tabela

Tabela 1.1.1	Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori.....	20
Tabela 1.1.2	Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2022. godina.....	26
Tabela 1.1.3	Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2022. godine	28
Tabela 1.1.4	Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2022. godine.....	29
Tabela 1.2.1	Proizvodni kapaciteti u Crnoj Gori.....	31
Tabela 1.2.2	Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2013 – 2022. godine	34
Tabela 1.2.3	Potrošnja i broj kupaca tokom 2022. godine i poređenje sa prethodnom godinom	41
Tabela 1.2.4	Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2013 – 2022. godine	41
Tabela 1.2.5	Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu u periodu 2013 - 2022. godine.....	47
Tabela 1.2.6	Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2022. godinu.....	48
Tabela 2.1.1	Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2022. godini.....	63
Tabela 3.1.1	Pregled realizacije investicija EPCG u 2022. godini	85
Tabela 3.2.1	Pregled realizacije odobrenih investicija iz Ažuriranog investicionog plana za 2022. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2021. godine, realizovanih u 2022. godini	90
Tabela 3.3.1	Pregled realizacije odobrenih investicija za 2022. godinu.....	96
Tabela 4.3.1	Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije distributivnih kupaca u periodu 2013 – 2022. godine.....	127
Tabela 4.3.2	Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije domaćinstava u periodu 2013 – 2022. godine	128
Tabela 4.3.3	Pregled realizacije odobrenih investicija za 2022. godinu.....	134
Tabela 6.6.1	Proizvođači koji su u 2022. godini imali status povlašćenog proizvođača i njihovi proizvodni objekti.....	165
Tabela 6.6.2	Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2022. godine.....	167

Popis grafika

Grafik 1.2.1	Udio instaliranih snaga proizvodnih objekata u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu	33
Grafik 1.2.2	Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije	33

Grafik 1.2.3	Proizvodnja električne energije u periodu 2013 – 2022. godine	35
Grafik 1.2.4	Učešće pojedinačnih naponskih nivoa u ukupnoj dužini prenosne mreže.....	36
Grafik 1.2.5	Učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema.....	38
Grafik 1.2.6	Udio dužine nadzemnih i kablovskih vodova po pojedinačnim regionima.....	39
Grafik 1.2.7	Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2013-2022. godina.....	42
Grafik 1.2.8	Prosječni dnevni dijagrami potrošnje u 2022. godini po sezonama.....	43
Grafik 1.2.9	Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u 2019, 2020, 2021. i 2022. godini	44
Grafik 1.2.10	Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u 2020, 2021. i 2022. godini	45
Grafik 2.1.1	Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u 2019, 2020, 2021. i 2022. godini.....	63
Grafik 2.1.2	Poređenje broja prekida u distributivnom sistemu u 2019, 2020, 2021. i 2022. godini.....	66
Grafik 2.1.3	Trend promjene vrijednosti indikatora SAIDI i SAIFI u periodu 2019-2022. godine	67
Grafik 2.1.4	Vrijednost SAIDI faktora za 2019, 2020, 2021. i 2022. godinu za (a) sve prekide i posebno za (b) neplanirane i (c) planirane	69
Grafik 2.1.5	Vrijednost SAIFI faktora za 2019, 2020, 2021. i 2022. godinu za (a) ukupne prekide i posebno za (b) neplanirane i (c) planirane	71
Grafik 2.1.6	Stepen objavljenih podataka od značaja za funkcionisanje tržišta za period 2018-2022. godine	75
Grafik 2.1.7	Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima	76
Grafik 2.1.8	Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima sa garantovanom strukturom	76
Grafik 3.1.1	Udjeli investicionih ulaganja EPCG	85
Grafik 3.1.2	Pregled investicija EPCG u odnosu na neto rezultat i poslovni rezultat ostvaren u periodu od 2016. do 2022. godine	87
Grafik 3.2.1	Udjeli investicionih ulaganja CEDIS DOO Podgorica.....	91
Grafik 3.2.2	Pregled investicija CEDIS-a u periodu od 2016. do 2022. godine	95
Grafik 3.3.1	Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2022. godine	99

Grafik 3.3.2	Poređenje količine energije koja je izšla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2022. godine	99
Grafik 3.3.3	Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2022. godine	100
Grafik 3.3.4	Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2022. godine	101
Grafik 3.4.1	Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a od 2011. do 2022. godine.....	104
Grafik 4.2.1	Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020-2022. godine	115
Grafik 4.2.2	Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020-2022. godine.....	115
Grafik 4.2.3	Prosječne cijene električne energije na evropskim dan-unaprijed tržištima u periodu od 2019. do 2022. godine.....	117
Grafik 4.3.1	Prosječna cijena električne energije u evropskim državama u 2022. godini	130
Grafik 4.3.2	Cijene električne energije za domaćinstva u evropskim državama u 2022. godine svedene na paritet kupovne moći	130
Grafik 4.3.3	Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2022. godine.....	131
Grafik 4.3.4	Cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2022. godine	131
Grafik 5.1.1	Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2022. godine	144
Grafik 5.1.2	Troškovi poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2022. godine.....	145
Grafik 5.1.3	Rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2022. godine	146
Grafik 5.1.4	Troškovi poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2022. godine	147
Grafik 5.1.5	Rezultat poslovanja tržišnih elektroenergetskih subjekata u 2022. godini	150
Grafik 5.2.1	Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2022. godini.....	152

Popis slika

Slika 1.2.1	Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore	30
Slika 1.2.2	Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore.....	37
Slika 1.2.3	Organizacija distributivnog sistema Crne Gore po regionima.....	39
Slika 1.2.4	Tokovi električne energije (GWh) u prenosnom i distributivnom sistemu u 2022. godini.....	47

Slika 2.1.1	Konzumna područja najduže pogođena prekidom u napajanju tokom 2022. godine	65
Slika 2.1.2	Vrijednost SAIDI indikatora po regionima.....	68
Slika 2.1.3	Vrijednost SAIFI indikatora po regionima.....	70
Slika 4.2.1	Vrijednosti NTC-a na granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2022. godini.....	113
Slika 4.2.2	Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema	114

Popis mapa

Mapa 1.1.1	Pregledna karta ležišta uglja pljevaljskog područja sa objektima Rudnika i TE Pljevlja	27
Mapa 1.3.1	Pregled broja benzinskih i plinskih stanica i jahting servisa po opština.....	50

Lista skraćenica

ACER – Agencija za saradnju energetskih regulatora (eng. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)

AIT – Prosječno trajanje prekida (eng. *Average Interruption Time*)

BELEN – „Berza električne energije“ DOO Podgorica

CEER – Savjet Evropskih energetskih regulatora (eng. *Council of European Energy Regulators*)

CEDIS – „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ DOO Podgorica

CES – *Clean Energy Solutions*

CGES – „Crnogorski elektroprenosni sistem“ AD Podgorica

COTEE – „Crnogorski operator tržišta električne energije“ DOO Podgorica

DV – Dalekovod

EMS – Sistem za upravljanje energijom (eng. *Energy Management System*)

ENTSO-E – Evropsko udruženje operatora prenosnih sistema za električnu energiju (eng. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*)

ENS – Neisporučena električna energija (eng. *Energy Not Supplied*)

EPCG – „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić

EBRD – Evropska banka za obnovu i razvoj (eng. *European Bank for Reconstruction and Development*)

EU – Evropska unija (eng. European Union – EU)

FC – Funkcionalna cjelina

HE – Hidroelektrana

HVDC – Visokonaponski sistem jednosmjerne struje (eng. *High-voltage direct current*)

IAP – Jonsko-jadranski gasovod (eng. *Ionian – Adriatic Pipeline*)

IT – Informacione tehnologije (eng. *Information technology*)

ITC – Mehanizam međusobne kompenzacije OPS-ova (eng. *Inter-TSO Compensation*)

mHE – Mala hidroelektrana

NDC – Nacionalni dispečerski centar

NECP – Nacionalni energetski i klimatski plan (eng. *National Energy and Climate Plan*)

NN – Niski napon

PMU – Jedinica za upravljanje projektom (eng. *Project Management Unit*)

POWERED – Priobalne vjetroelektrane: istraživanje i razvoj (eng. *Project of Offshore Wind Energy: Research, Experimentation, Development*)

REGAGEN – Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti

REMIT – Regulativa o cjelovitosti i transparentnosti veleprodajnog tržišta energije (eng. *Regulation of Energy Market Integrity and Transparency*)

SAIDI – Prosječno trajanje prekida u sistemu (eng. *System Average Interruption Duration Index*)

SAIFI – Prosječna učestalost prekida sistema (eng. *System Average Interruption Frequency Index*)

SE – Solarana elektrana

SEE CAO – Kancelarija za koordinisane aukcije jugoistočne Evrope (eng. *Coordinated Auction Office for South East Europe*)

SN – Srednji napon

STS – stubna trafostanica

TANAP – Trans-anadoljski gasovod (eng. *Trans Anatolia Natural Gas Pipeline*)

TAP – Trans-jadranski gasovod (eng. *Trans – Adriatic Pipeline*)

TE – Termoelektrana

TR – Transformator

TS – Trafostanica

TNG – Tečni naftni gas

VE – Vjetroelektrana

VN – Visoki napon

WBIF – Investicioni okvir za Zapadni Balkan (eng. *Western Balkans Investment Framework*)



UVODNA RIJEČ PREDSJEDNIKA ODBORA REGULATORNE AGENCIJE ZA ENERGETIKU I REGULISANE KOMUNALNE DJELATNOSTI

Polazeći od činjenica koje su nam, za potrebe izrade ovog izvještaja dostavili, pored ostalih, energetski subjekti i resorno ministarstvo, ovaj izvještaj, saglasno ulozi Agencije propisanoj Zakonom o energetici, nudi i analizu procesa, tokova i tendencija u sektoru energetike. Takva analiza je u prethodne tri godine, u atmosferi monologa i monopolja – koja je, nažalost, bila prisutna u ovom sektoru – doživljavana kao disonantan ton kojim se narušava energetski razvoj Crne Gore. Zbog toga je, valjda, jer drugog objašnjenja nema, niti ga je Agencija dobila, Skupšina Crne Gore odbila da usvoji izvještaje o stanju energetskog sektora za 2019., 2020. i 2021. godinu.

Uprkos tome, ili baš zbog toga, a zbog uloge koju Agencija ima u oblasti energetike, i odgovornosti u okviru pristupnih pregovora u Poglavlju 15, u tekstu koji slijedi iznose se analitički stavovi čiji je osnovni cilj da se, pored ostalog, ukaže na potrebu jačanja međuresorske saradnje u ovoj oblasti, poboljšanja rada energetskih subjekata, te nužnost promjene korporativne kulture, koja bi podrazumijevala profesionalni mendžement. Izostankom takvog pristupa, pravljenje ovog izvještaja izgubilo bi svoje opravdanje sa aspekta svrhe zbog kojeg je ustanovljena obaveza njegovog donošenja, te konsekventno ocjenu o stanju energetike u Crnoj Gori prepustilo ličnim opservacijama, u skladu sa onom: "istine su podnošljive dok su naše."

Istoričari kažu da je u trgovini prije novca postojala trampa, a prije klasične trampe, robe za robu ili uslugu, postojao je odnos u kojem se roba davala za odloženu trampu, za dug. Dug je dosta nezgodan mehanizam naplate jer zna biti subjektivno tretiran od strane povjerioca ili dužnika. Međutim, populisti su ovaj mehanizam oživjeli koristeći ga kao polugu za držanje dužnika u stanju stalne nepisane obaveze.

Populizam nije ideologija već politički alat kojim političari obećavaju, ili čak ispunjavaju neracionalne ciljeve pridobijajući naklonost birača. Razmjena robe ili usluge za obećanje ili dug. Legitimno, ali ne i racionalno u eri novca koja traje već nekoliko hiljada godina. Međutim, u svijetu prepunom društvene i ekonomske nejednakosti, populizam će uvijek, u manjoj ili većoj mjeri, imati svoje mjesto.

Niske cijene električne energije su dio ekonomske politike koja ima za cilj smanjenje troškova električne energije za potrošače. Ovu politiku često sprovode vlade kako bi stekle popularnost u javnosti, jer se na nju gleda kao na način da se smanje troškovi domaćinstava i podstakne privredni rast. Međutim, niske cijene električne energije mogu imati dugoročne implikacije koje možda neće biti odmah vidljive.

Nerealno niske cijene imaju jedan ogroman problem. Sa niskim cijenama, novac kao vjekovna tekovina ove civilizacije gubi svoj smisao, jer osim onoga što potrošač plati u novcu, ostaje nepisani dug. Neko vam je učinio uslugu koju treba da mu vratite onda kad to bude neophodno.

Ako ovaku politiku cijena tj. odnosa sklope država i potrošač/glasač, onda to možemo dovesti u zonu politički legitimnog, ali ako ovaj mehanizam sprovodi privredna kompanija koja nema ovlašćenja u sferi socijalnih pitanja, jer je to isključiva nadležnost vlade i parlamenta, onda to prevazilazi granice legalnog, legitimnog, a prije svega etičkog djelovanja... ma koliko se to svidjelo

potrošačima/glasačima. Naime, osnovni cilj socijalnih mjera jeste djelovanje prema ugrozenim kategorijama potrošača, a ne prema svima.

Dugoročno gledano, rezultat ovakvog stanja je gubitak cjenovnih signala tj. robe ili usluge se troše bez stvarnog osjećaja koliko one stvarno vrijede.

Druga dugoročna posljedica neselektivne politike niskih cijena električne energije jeste da one mogu obeshrabriti ulaganja u elektroenergetski sektor, jer niske cijene otežavaju ostvarivanje dobiti. Kompanije koje u kontinuitetu ne ostvaruju stabilnu dobit su „investiciono nesposobne“. Zato bi trebalo da prestanemo da se pitamo zašto državna kompanija, samostalno, već decenijama nije bila u stanju da izgradi ozbiljan proizvodni objekat.

To što EPCG ima politiku niskih cijena prema domaćim potrošačima se može objasniti populizmom, ali to što, po prvi put u proteklih deset godina, električnu energiju na međunarodnom veleprodajnom tržištu u 2022. godini prodaje za oko 50 €/MWh niže od one koju kupuje jeste činjenica za koju mislim da treba da skrenem pažnju Parlamentu, jer se radi o više desetina miliona neostvarene dobiti.

**Predsjednik Odbora Agencije
Branislav Prelević, s.r.**

1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI

1 ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI

1.1 Energetski resursi

Energetska kriza koja je obilježila kraj 2021. godine i 2022. godinu prijeteći da dovede u pitanje sigurnost snabdijevanja u većem dijelu Evrope, stavila je u prvi plan potrebu za diversifikacijom izvora snabdijevanja – kroz adekvatnu eksploataciju sopstvenih energetskih resursa i kroz diversifikaciju uvoza energenata, vodeći računa o ciljevima na koje su se države obavezale potpisivanjem Pariskog sporazuma. U tom pogledu, raspolaganje različitim energetskim resursima na nacionalnom nivou predstavlja značajan benefit za obezbjeđenje energetske sigurnosti, pod uslovom njihove adekvatne i pravovremene valorizacije.

Prema podacima dostupnim u zvaničnim dokumentima, Crna Gora posjeduje raznovrsne energetske resurse koji obuhvataju: hidroenergiju rijeka i riječnih tokova, energiju vjetra i sunčevog zračenja, biomasu i rezerve uglja, dok postojanje hidrotermalnog potencijala, rezervi nafte i prirodnog gasa još uvijek nijesu potvrđene. Početak eksploatacije domaćih resursa u cilju proizvodnje električne energije u Crnoj Gori ozvaničen je 1939. godine puštanjem u pogon mHE Podgor, instalisane snage 300 kW, čija je osnovna namjena bila napajanje pumpi koje su dopremale vodu iz istoimenog sela u Crmnici za Cetinje. Od tada, Crna Gora je bila dominantno fokusirana na iskorišćenje hidropotencijala u cilju proizvodnje električne energije, zatim od 1982. godine rezervi uglja, a od 2017. godine i od 2019. godine potencijala vjetra i sunčevog zračenja, respektivno. Pored navedenog, u Crnoj Gori se u značajnoj mjeri koriste domaći resursi neobrađene biomase (ogrjevna drva) i ugalj za grijanje.

Za dalju eksploataciju raspoloživih energetskih resursa, u kontekstu pomenute energetske krize, veoma je važno postojanje jasne vizije razvoja sektora, tj. kvalitetnih strateških dokumenata, koji su jedan od temelja adekvatnog razvoja energetskog sektora. Regulativa (EU) 2018/1999 o upravljanju energetskom unijom i klimatskom akcijom uvela je obavezu izrade nacionalnog energetskog i klimatskog plana (NECP), kao krovnog strateškog dokumenta kojim se razrađuju mjere i strategije postizanja nacionalnih ciljeva. Važnost izrade ovog dokumenta je prepoznata i izmjenama Zakona o energetici 2020. godine, kojima je propisan rok za usvajanje NECP-a do avgusta 2022. godine, a do njegovog donošenja kao relevantni dokument definisana je, između ostalih, Strategija razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine (u daljem tekstu: Strategija razvoja energetike), koja je donesena 2014. godine. Međutim, NECP nije izrađen u zakonski propisanom roku, a u decembru 2022. godine Ministarski savjet Energetske zajednice je usvojio nacionalne ciljeve do 2030. godine za smanjenje emisije gasova sa efektom staklene baštice, udio obnovljivih izvora u bruto potrošnji i povećanje energetske efikasnosti za ugovorne strane Energetske zajednice. S tim u vezi, Crna Gora se obavezala da do 2030. godine:

- smanji emisiju gasova sa efektom staklene baštice za 55%,
- dostigne udio od 50% obnovljivih izbora u bruto finalnoj potrošnji energije,
- ograniči primarnu potrošnju energije na 0,92 Mtoe¹ i da ograniči finalnu potrošnju energije na 0,73 Mtoe.

¹ milion tona ekvivalenta nafte

Samim tim, budući da su se od godine usvajanja Strategije razvoja energetike dogodile velike izmjene kako ciljeva na koje se Crna Gora obavezala, tako i nacionalne legislative koja uređuje pitanja u sektoru energetike, jasno je da je u što kraćem roku potrebno izraditi novi strateški dokument koji će omogućiti razvoj sektora u skladu sa postavljenim ciljevima.

U potpoglavlјima koja slijede su detaljnije opisani energetske resurse kojima Crna Gora raspolaže, kao i njihova dosadašnja i planirana eksploatacija, na osnovu podataka i informacija u zvaničnim, javno dostupnim dokumentima i informacijama i podacima koje je dostavilo Ministarstvo kapitalnih investicija, Rudnik uglja Pljevlja i Rudnik uglja Berane.

1.1.1 Hidropotencijal

Hidroenergija predstavlja energetski resurs koji je među prvima počeo da se koristi za proizvodnju električne energije – prvi primjeri u svijetu datiraju iz druge polovine 19. vijeka, pa se, i pored činjenice da je riječ o obnovljivom izvoru energije, često kategorise kao konvencionalni izvor. U odnosu na druge tehnologije obnovljivih izvora koje karakteriše velika intermitentnost proizvodnje (tehnologije na vjetar i sunce), hidroelektrane imaju mogućnost da uz adekvatan način ekspolatacije pruže potrebnu fleksibilnost proizvodnje, koja je naročito značajna u uslovima postepenog izlaska iz pogona proizvodnih objekata koji koriste fosilna goriva². Prema podacima Međunarodne Agencije za obnovljivu energiju – IRENA (eng. International Renewable Energy Agency) – za 2022. godinu³, hidroelektrane i dalje dominiraju među obnovljivim izvorima u svijetu po pitanju instalisanog kapaciteta – oko 1.392.598 MW, što iznosi oko 41,3% ukupnog instalisanog kapaciteta proizvodnih objekata iz obnovljivih izvora u svijetu.

Prema podacima iz Strategije razvoja energetike Crne Gore do 2025. godine, Crna Gora raspolaže značajnim hidropotencijalom za energetsko korišćenje. U Tabeli 1.1.1 prikazan je teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori, koji je procijenjen na osnovu rezultata iz Vodoprivredne osnove i studija koje su izrađene u periodu 2005-2006. godine⁴.

Tabela 1.1.1 Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori

Tip vodotoka	Teoretski potencijal [TWh]	Tehnički iskoristivi potencijal [TWh]
Glavni	9,8 ⁵	3,7 – 4,6 ⁶
Manji	0,8 – 1,0	0,4
Ukupno	10,6 - 10,8	4,1 – 5,0

² Izvor: ACER, ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design, April 2022

³ Izvor: IRENA, Renewable capacity statistics 2023

⁴ Izvor: Strategija razvoja energetike

⁵ Teoretski potencijal glavnih vodotoka pogodnih za izgradnju velikih hidroelektrana (uključujući i prevođenje vode iz Tare u Moraču): Tara (2,255 TWh), Morača (1,469 TW, do Zete), Zeta (2,007 TWh), Lim (1,438 TWh), Piva (1,361 TWh), Ćehotina (0,463 TWh), Mala Rijeka (0,452 TWh), Cijevna (0,283 TWh) i Ibar (0,118 TWh).

⁶ Tehnički iskoristivi potencijal glavnih vodotoka bez prevođenja vode iz Tare u Moraču

Valorizacija raspoloživog hidropotencijala izgradnjom velikih hidroelektrana otpočela je 1960. godine, ulaskom u pogon HE Perućica, nakog čega je 1976. godine puštena u rad HE Piva, čime je iskorišćeno nešto oko 39% tehnički iskoristivog potencijala glavnih vodotoka. U odnosu na podatke iz Strategije razvoja energetike o novim velikim hidroelektranama – hidroelektrane na Morači i HE Komarnica, već određeno vrijeme nije bilo aktivnosti po pitanju izgradnje hidroelektrana na Morači, dok je po pitanju realizacije projekta HE Komarnica izvještajnu godinu obilježilo više značajnih aktivnosti. Naime, tokom 2022. godine je:

- donijeta *Odluka o davanju koncesije za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta HE Komarnica radi proizvodnje električne energije* (mart 2022. godine),
- zaključen *Ugovor o koncesiji za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta HE Komarnica radi proizvodnje električne energije* sa „Elektroprivredom Crne Gore“ AD Nikšić (u daljem tekstu: EPCG), kojim je predviđena izgradnja HE Komarnica instalisane snage 172 MW, ukupne planirane godišnje proizvodnje 213 GWh.

Pored podataka navedenih u tabeli, od 2007. godine sprovedena su hidrološka mjerena na malim rijekama, u najvećoj mjeri pritokama većih rijeka, a od 2010. godine na najmanjim vodotocima koji su pogodni za izgradnju malih elektrana snage do 1 MW. Zbog velike pauze u izgradnji, izgradnja malih hidroelektrana u Crnoj Gori se u principu može podijeliti u dvije faze – prva faza koja je trajala od 1939. do 1989. godine kada je izgrađeno sedam malih hidroelektrana (mHE Podgor, mHE Rijeka Crnojevića, mHE Slap Zete, mHE Glava Zete, mHE Rijeka Mušovića, mHE Šavnik i mHE Ljeva Rijeka) i druga faza koja je počela 2013. godine, nakon uvođenja podsticajnog mehanizma za izgradnju proizvodnih objekata iz obnovljivih izvora, ulaskom u pogon mHE Jezerštica. Dakle, u periodu od 1939. godine pa do kraja 2022. godine, na elektrodistributivni sistem Crne Gore priključeno je ukupno 38 malih hidroelektrana, od kojih su 24 snage ispod 1 MW. Pored navedenih elektrana u komercijalnom radu, na distributivni sistem je priključena i mala hidroelektrana koja je u režimu kupca-proizvođača – mHE „Vrelo – Manastrir Morača“, instalisane snage 12 kW.

Krajem avgusta 2022. godine, Ministarstvo kapitalnih investicija, u ime Vlade Crne Gore, zaključilo je *Ugovor o koncesiji za korišćenje akumulacije Otilovići radi izgradnje male hidroelektrane u cilju proizvodnje električne energije* sa EPCG, kojim je predviđena izgradnja mHE „Otilovići“ instalisane snage 2,96 MW i ukupne godišnje proizvodnje 11 GWh. Potpisivanju ovog ugovora prethodila je izrada *Studije biodiverziteta rijeke Ćehotine nizvodno od brane Otilovići i Ekoloških smjernica za projektovanje i izvođenje radova za izgradnju mHE Otilovići* od strane EPCG.

1.1.2 Potencijal vjetra

Vjetar, kao obnovljivi izvor energije, predstavlja značajni resurs koji omogućava proizvodnju „zelene“ električne energije u trenucima njegove odgovarajuće raspoloživosti, tj. odgovarajućih brzina vjetra. Korišćenje vjetropotencijala za proizvodnju električne energije doživjelo je veliki porast od početka 21. vijeka, zahvaljujući uvođenju podsticajnih mehanizama za obnovljive izvore, napretku tehnologije i smanjenju troškova proizvodnje vjetroagregata. Prema podacima IRENA-e, globalni kapacitet

vjetroelektrana je skočio sa 7,5 GW u 1997. godini do 898,82 GW, koliko je iznosio na kraju 2022. godine, odnosno za oko 119,84 puta.

Po pitanju raspoloživosti vjetropotencijala na teritoriji Crne Gore, studija „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori*”, koju je izradila konsultantska kuća CETMA (eng. *European Research Center of Technologies, Design and Materials*), predstavlja prvu analizu potencijala vjetra, sunčevog zračenja i biomase u Crnoj Gori. U okviru ove studije su izrađene mape vjetrova koje prikazuju teorijsku procjenu vjetropotencijala, koja je korigovana izmjerenim vrijednostima brzine vjetrova, uzimajući u obzir odgovarajuća ograničenja – poput putne i željezničke infrastrukture, elektroenergetske mreže, nacionalnih parkova i zaštićenih oblasti, itd. Na ovaj način, identifikovane su dvije najpogodnije zone za eksploataciju potencijala vjetra: 1) priobalna područja sa brzinama vjetra 7 – 8 m/s, i 2) područje u okolini Nikšića sa brzinama vjetra 5,5 – 6,5 m/s. Tehnički vjetropotencijal na ovim područjima i područjima srednje produktivnosti vjetra je procijenjen na 900 GWh/god.⁷

Kako je ova studija bila fokusirana na procjenu potencijala vjetra na kopnenom području, Crna Gora je u periodu od 2011. do 2015. godine u saradnji sa italijanskim, hrvatskim i albanskim partnerima učestvovala u međunarodnom projektu „*Priobalne vjetroelektrane: istraživanje i razvoj*“ – POWERED⁸, koji je imao za cilj da identificuje područja sa velikim vjetropotencijalom za izgradnju priobalnih vjetroelektrana na Jadranskom moru. Rezultati analiza iz ovog projekta su ukazali da priobalno područje između Crne Gore i Albanije može biti pogodno za izgradnju priobalnih vjetroparkova⁹. Pored navedenih studija, 2014. godine izrađena je studija „*Atlas vjetrova Balkana*“ koja je rezultirala izradom mape vjetrova za Balkan na osnovu dva skupa istorijskih podataka: period 1979 – 2014. godine sa velikom rezolucijom i period 1961 – 2014. godine sa manjom rezolucijom¹⁰.

Vjetropotencijal u Crnoj Gori je do sada valorizovan izgradnjom dvije vjetroelektrane – VE Krnovo i VE Možura, ukupne instalisane snage 118 MW, čija je ukupna proizvodnja tokom 2022. godine iznosila 322,66 GWh. Obje vjetroelektrane se nalaze na područjima koja je studija „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori sa velikim potencijalom vjetra*“ prepoznala kao područja sa velikim vjetropotencijalom. Pored navedenog, prema podacima dobijenim od Ministarstva kapitalnih investicija, planirana je izgradnja još dvije vjetroelektrane i to: VE Gvozd i VE Brajići.

VE Gvozd je planirana za izgradnju na Krnovskoj visoravni u blizini VE Krnovo. Naime, kako je izgradnjom VE Krnovo iskorišćen samo dio vjetropotencijala na ovoj visoravni, u julu 2018. godine izrađena je Lokalna studija lokacije kojom je predviđena izgradnja VE Gvozd, instalisane snage 54,6 MW i procijenjene godišnje proizvodnje od 150 GWh. Aktivnosti na realizaciji ovog projekta sprovode se od strane EPCG. U toku 2021. i 2022. godine, EPCG je u realizaciju projekta izgradnje VE

⁷ Izvor: „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine, kopna i mora Republike Italije, 2007. godina

⁸ Izvor: <http://www.powered-ipa.it/>

⁹ Izvor: WP5 - Analysis and experimental evaluation of the environmental, infrastructural and technological issues: <http://www.powered-ipa.it/wp-content/uploads/2015/04/POWERED%20WP5%20Final%20Report.pdf>

¹⁰ Izvor: <https://balkan.wind-index.com/Info.html>

Gvozd uložila 100.831 €. Međutim, u junu 2023. godine se dogodio veliki napredak po pitanju obezbjeđivanja sredstava za finansiranje ovog projekta – EPCG je sa Evropskom bankom za obnovu i razvoj (eng. *European Bank for Reconstruction and Development* – u daljem tekstu: EBRD) zaključila Ugovor o kreditnom aranžmanu za potrebe finansiranja projekta izgradnje vjetroelektrane „Gvozd“ u iznosu od 82 miliona eura¹¹. Ovim povodom, na sajtu Vlade Crne Gore objavljeno je saopštenje Ministarstva kapitalnih investicija u kojem se navodi da bi VE „Gvozd“ trebalo da bude izgrađena za 18 mjeseci od dana početka radova. Inače, Dugoročnim energetskim bilansom Crne Gore za period od 2023. do 2025. godine („Službeni list Crne Gore“, broj 87/22) (u daljem tekstu: Dugoročni energetski bilans) predviđen je ulazak u pogon ove vjetroelektrane u 2024. godini.

Po pitanju izgradnje VE Brajići, do kraja 2022. godine sprovedene su sljedeće aktivnosti:

- zaključivanje *Ugovora o davanju u zakup zemljišta za izgradnju vjetroelektrane na lokalitetu Brajići – opštine Budva i Bar*sa prvorangiranim ponuđačem – konzorcijum kompanija WPD AG iz Bremena i „Vjetroelektrane Budva“ iz Podgorice, kojim je predviđena izgradnja VE Brajići instalisane snage 100,8 MW (avgust 2020. godine)
- donošenje *Odluke o izradi Detaljnog prostornog plana za prostor koncesionog područja za izgradnju vjetroelektrane na lokalitetu Brajići – opštine Budva i Bar*¹².

Dugoročnim energetskim bilansom nije predviđena proizvodnja električne energije iz VE Brajići, tj. nije predviđen ulazak u pogon ove elektrane u tom periodu.

1.1.3 Energetski potencijal sunčevog zračenja

U principu, energija sunčevog zračenja se može koristi za proizvodnju električne energije ili direktnom konverzijom solarne u električnu energiju zahvaljujući fotolektričnom efektu (fotonaponske elektrane) ili konverzijom solarne u toplostvu, pa u električnu energiju, koncentrisanjem sunčevih zraka sa velike površine na mali postor u kojem se nalazi odgovarajući fluid, uz pomoć ogledala (solarne termoelektrane). U odnosu na sve ostale proizvodne objekte iz obnovljivih izvora energije, instalisana snaga solarnih elektrana u svijetu doživljela najveći porast u posljednjih nekoliko godina, tako da je ukupni kapacitet, koji je u 2013. godini iznosio 140.514 MW, ili 8,97% ukupnog kapaciteta proizvodnih objekata iz obnovljivih izvora, skočio na 1.053.115 MW u 2022. godini, ili 31,23% ukupnog kapaciteta proizvodnih objekata iz obnovljivih izvora (ali je još uvijek ovaj udio manji u odnosu na udio hidroelektrana)¹³. Važno je naglastiti da se najveći dio ove instalisane snage odnosi na fotonaponske elektrane (1.046.614 MW), dok se na solarne termoelektrane odnosi svega 6.501 MW.

Kao što je navedeno u prethodnom potpoglavlju, 2007. godine je u sklopu studije „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*“ pored analize potencijala vjetra i biomase, izvršena prva analiza energetskog potencijala sunčevog zračenja na teritoriji Crne Gore. Procjena potencijala sunčevog zračenja u ovoj studiji izvršena je uzimajući u obzir samo rezultate dobijene satelitskim mjerjenjima, na osnovu kojih su izrađene digitalne mape globalnog sunčevog

¹¹ <https://www.gov.me/clanak/potpisan-ugovor-o-kreditiranju-projekta-ve-gvozd>

¹² Izvor: www.gov.me

¹³ Izvor: IRENA, Renewable capacity statistics 2023

zračenja za Crnu Goru. Od ukupno 13 izrađenih mapa, 12 prikazuju prosječne dnevne vrijednosti sunčevog zračenja na mjesecnom nivou kojima se omogućava opažanje sezonskih trendova, dok jedna prikazuje prosječne dnevne vrijednosti na godišnjem nivou. Na osnovu analize ovih mapa zaključeno je da Crna Gora ima veliki potencijal za korišćenje solarne energije, tj. da broj časova insolacije iznosi preko 2.000 h/god za veći dio teritorije, dok za dio duž morske obale iznosi preko 2.500 h/god. Takođe, u ovoj studiji je zaključeno da je godišnja količina solarne energije koju prima Podgorica veća u odnosu na druge gradove jugoistočne Evrope.¹⁴

Energetski potencijal sunčevog zračenja u Crnoj Gori do sada je u cilju proizvodnje električne energije valorizovan izgradnjom manjih komercijalnih solarnih elektrana – SE DG, SE Bar-Kod, SE Invicta, SE Alliance, SE FSCG i SE Milenijum ukupne snage 2,319 MW – i ugradnjom solarnih panela na objekte kupaca (kupci proizvođači) ukupne snage 2,833 MW. Posmatrajući istorijske podatke o ukupnom kapacitetu proizvodnih objekata koji koriste solarnu energiju u Crnoj Gori, može se zaključiti da je 2019. godine došlo do njegovog naglog porasta ulaskom u pogon komercijalnih elektrana u režimu podsticaja, nakon čega je do većeg porasta instalirane snage kupaca-proizvođača koji imaju solarne panele došlo nakon donošenja *Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetici* 2020. godine. Upravo je ovaj zakon imao za cilj, između ostalog, da olakša proizvodnju „čiste“ električne energije od strane kupaca, tj. da kupcima omogući da budu aktivni učesnici u zelenoj tranziciji. Pored navedenog, veliki skok broja kupaca-proizvođača primjetan je nakon početka realizacije projekta Solari 3000+ i 500+. Međutim, pored rastućeg trenda u valorizaciji energije sunčevog zračenja kroz izgradnju objekata male snage, u Crnoj Gori još uvijek nije došlo do izgradnje velikog proizvodnog kapaciteta za valorizaciju energije sunčevog zračenja. U tom dijelu, planirana je izgradnja SE Briska Gora na teritoriji Opštine Ulcinj, za koju je Vlada Crne Gore krajem 2018. godine zaključila *Ugovor o zakupu zemljišta za izgradnju solarne elektrane Briska Gora u Opštini Ulcinj* sa konzorcijumom kompanija Fortum i EPCG. Izgradnja ove solarne elektrane planirana je u dvije faze:

- I faza obuhvata izgradnju i priključenje solarne elektrane snage 50 MW sa pratećom infrastrukturom i njeno priključenje na sistem,
- II faza obuhvata izgradnju dodatnih 200 MW sa pratećom infrastrukturom i priključenjem na sistem.

Međutim, iako je *Ugovor o zakupu* zaključen krajem 2018. godine, još uvijek nijesu izdati urbanističko-tehnički uslovi za izgradnju ove elektrane. Prema informaciji dobijenoj od Ministarstva kapitalnih investicija, u toku su aktivnosti na izradi prostorno-urbanističkog plana Opštine Ulcinj kako bi se stvorili preduslovi za izdavanje urbanističko tehničkih uslova. Budući da je *Dugoročnim energetskim bilansom za period 2023-2025*, u toku 2024. godine planiran ulazak u pogon I faze SE Briska Gora, instalirane snage 50 MW, dosadašnja dinamika sprovedenih aktivnosti ukazuje na potrebu intenziviranja aktivnosti na realizaciji ovog projekta, kako se ne bi ugrozilo zatvaranje elektroenergetskog bilansa.

¹⁴ Izvor: „Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori“, Ministarstvo za zaštitu životne sredine, kopna i mora Republike Italije, 2007. godina

1.1.4 Potencijal biomase

Biomasa obuhvata biorazgradive djelove proizvoda, ostataka i otpadaka iz poljoprivrede, šumske i drvne industrije, komunalnog i industrijskog otpada, kao i životinjsko đubrivo i kanalizacioni otpad, koji se mogu koristiti u cilju proizvodnje energije, bilo kroz direktno sagorijevanje, termo-hemijsku, hemijsku ili biološku konverziju. U skladu sa ciljevima smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte i povećanja udjela energije proizvedene iz obnovljivih izvora, biomasa predstavlja važan resurs za diversifikaciju izvora snabdijevanja i proizvodnju električne energije kako bi se izbalansirali intermitentni obnovljivi izvori. Međutim, kako bi se korišćenjem biomase doprinijelo gorenavedenim ciljevima, potrebno je prilikom njene proizvodnje i korišćenja voditi računa o održivosti, naročito u pogledu korišćenja šumske biomase.

Pored ranije pomenute studije „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*”, kojom je zaključeno da Crna Gora ima veliki energetski potencijal biomase, prvenstveno u sektoru šumarstva, a potom i u sektoru poljoprivrede, u 2012. godini je objavljena studija procjene potencijala biomase za zemlje članice Energetske zajednice. U ovoj studiji je procjenjeno da bi se iskorишćenjem energetskog potencijala biomase u Crnoj Gori mogla proizvesti električna energija u količini od 4.200 GWh/god. Polazeći od zaključaka ovih studija, vrijedno je preispitati raspoloživost ovog energenta i ažurirati podatke o resursima kojima Crna Gora raspolaže, u cilju izrade kvalitetnog strateškog dokumenta, kojim će biti razrađen način dostizanja nacionalnih ciljeva pomenutih u potpoglavlju 1.1 *Energetski resursi*.

U cilju pružanja pomoći zemljama Zapadnog Balkana da povećaju primjenu obnovljivih izvora energije u sistemima daljinskog grijanja i hlađenja, EBRD je u saradnji sa Vladom Republike Austrije 2019. godine pokrenula Program ReDEWeB (eng. *Renewable District Energy in the Western Balkans*). U okviru ovog programa, 2019. godine je angažovana kompanija CES (eng. *Clean Energy Solutions*), kako bi izradila *Predstudiju daljinskog grijanja na biomasu na Žabljaku*. Ova predstudija je došla do zaključka da realizacija daljinskog grijanja na biomasu predstavlja najpovoljnije rješenje za uspostavljanje sistema grijanja na Žabljaku, kao i da postoje dovoljne količine raspoložive biomase za nesmetano korišćenje sistema. Međutim, aktivnosti na ovom projektu su obustavljene u 2021. godini, zbog nepostojanja prostorno-planske dokumentacije.¹⁵

Pored izgradnje sistema za daljinsko grijanje, individualni sistemi za grijanje takođe mogu doprinijeti smanjenju emisije gasova sa efektom staklene bašte iz sektora grijanja i ublažavanju štetnog uticaja na životnu sredinu. Jedan od primjera podrške domaćinstvima u ostvarivanju energetskih ušteda je program „*Energy Wood*”¹⁶ koji je sprovodilo Ministarstvo ekonomije. Programom su obezbjeđivani beskamatni krediti za kupovinu i ugradnju sistema za grijanje na biomasu.

1.1.5 Ugalj

Prema zvaničnim podacima, Crna Gora raspolaže značajnim rezervama uglja, koje se nalaze u dva odvojena geografska područja, u okolini Pljevalja i Berana.

¹⁵ Izvor: Ministarstvo kapitalnih investicija Crne Gore

¹⁶ <http://energetska-efikasnost.me/energy-wood-iii/>

Pljevaljsko područje

Pljevaljsko područje obuhvata tri basena:

- Pljevaljski basen (ležišta: Potrlica, Kalušići, Grevo, Komini i Rabitlje), sa gravitirajućim malim basenima (ležišta: Otilovići, Glisnica, Bakrenjače i Mataruge),
- Ljuće-Šumanski basen (ležišta: Šumani I i Ljuće I i II) i
- Basen Maoče.

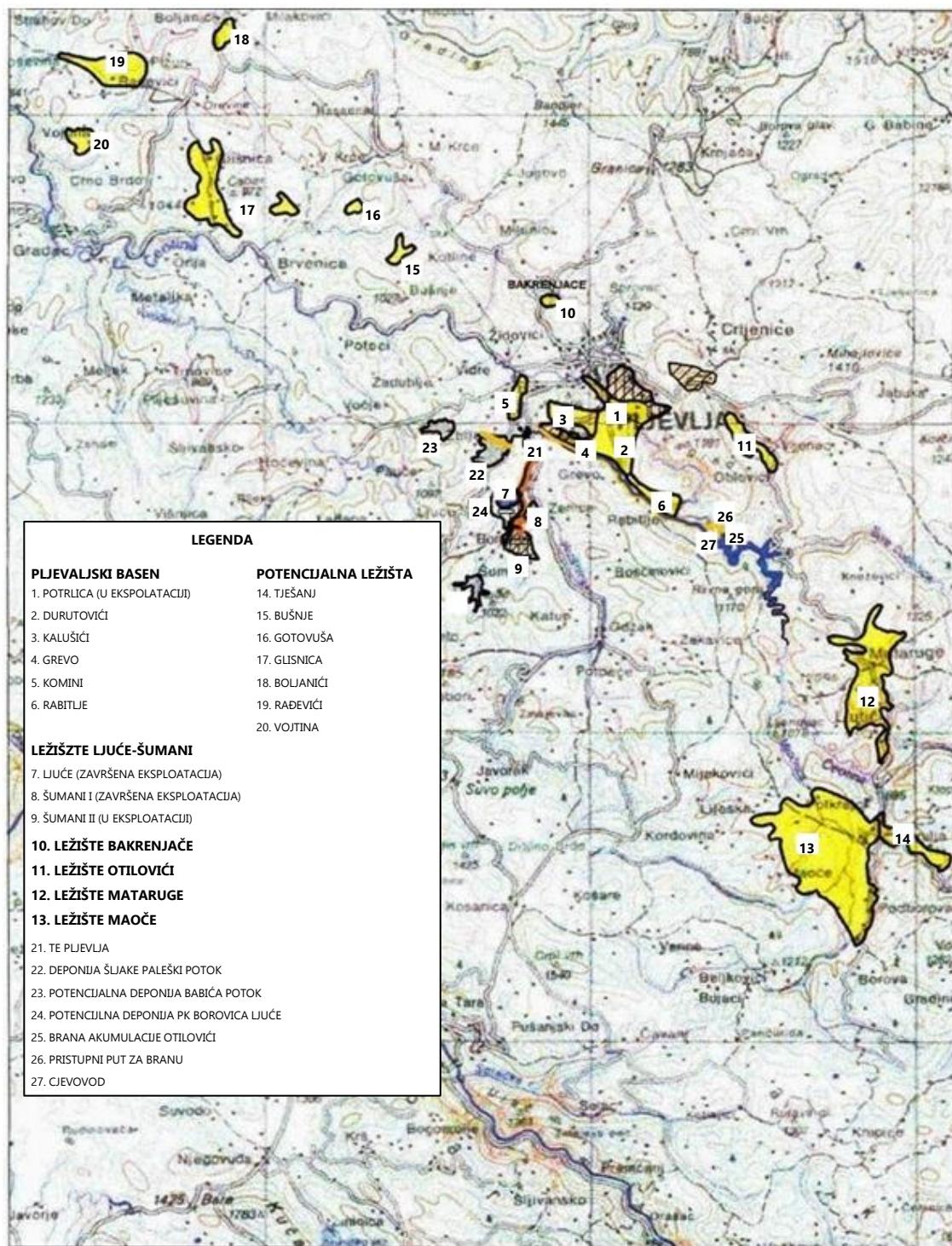
U periodu od 2015. do 2022. godine, prosječna godišnja proizvodnja uglja u Crnoj Gori je iznosila oko 1,5 miliona tona, od kojih je za potrebe potrošnje u Crnoj Gori u prosjeku proizvedeno 1,45 miliona tona. U tabeli koja slijedi dat je prikaz ostvarene proizvodnje uglja, kao i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2022. godina.

Tabela 1.1.2 Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2015 – 2022. godina

Godina	TE Pljevlja [t]	CG potrošnja [t]	Izvoz [t]	Ukupno [t]
2015	1.657.315,32	32.922,26	44.534,32	1.734.771,90
2016	1.278.077,26	29.499,74	42.159,26	1.349.736,26
2017	1.286.090,26	34.945,74	98.986,04	1.420.022,04
2018	1.411.298,74	32.650,50	95.172,72	1.539.121,96
2019	1.419.967,00	30.349,06	111.301,38	1.561.617,44
2020	1.530.880,00	26.543,00	99.529,00	1.656.952,00
2021	1.360.522,00	23.384,00	164.705,00	1.548.611,00
2022	1.460.079,00	25.137,00	237.318,00	1.722.534,00
Suma	11.404.229,58	235.431,30	893.705,72	12.533.366,60
Prosjek	1.425.528,70	29.428,91	111.713,22	1.566.670,83

Podaci Rudnika uglja Pljevlja ukazuju na nastavak trenda povećanja izvoza ovog resursa u 2022. godini, i to za 44,09% u odnosu na 2021. godinu, odnosno za 138,44% u odnosu na 2020. godinu, dok je količina uglja utrošena u Crnoj Gori na nivou osmogodišnjeg prosjeka (2015-2022).

Mapa 1.1.1 Pregledna karta ležišta uglja pljevaljskog područja sa objektima Rudnika i TE Pljevlja



Ukupne rezerve uglja na pljevaljskom području, prema stanju na dan 31. decembar 2022. godine, iznose 180.502.268 tona. Energetska vrijednost, relevantna za ocjenu kvaliteta uglja, varira od nalazišta do nalazišta i kreće se od 5.572 kJ/kg u basenu Ljuče II, do 13.663 kJ/kg, koliko je u Pljevaljskom basenu na lokaciji Rabitlje. U Tabeli 1.1.3 dat je prikaz stanja rezervi i prosječne energetske vrijednosti uglja na pljevaljskom području na dan 31. decembar 2022. godine.

Tabela 1.1.3 Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2022. godine¹⁷

	Basen/ ležište	Kategorija	Rezerve [t]	Ovjera rezervi	Učešće a+b [%]	Otkrivka [m ³]	DTE [kJ/kg]	Sred. koefic. otkr. [m ³ /t]
KONCESIJE								
Pljevaljski basen								
1	Potrlica	A+B+C1	26.479.843	bilansne	100	93.578.735	11.452	3,53
	Kalušići	A+B+C1	17.698.761	bilansne	100	48.304.018	7.957	2,73
	Grevo	C1	2.281.807	bilansne	0	11.722.118	12.442	5,14
	Komini	C1	4.958.100	bilansne	0	6.628.880	11.515	1,34
	Rabitlje	C1	2.903.059	bilansne	0	34.684.531	13.663	11,95
	UKUPNO		54.321.570			194.918.282		3,58
2	Ljuće-Šumanski basen							
	Šumanji I	A+B+C1	200.000	bilansne	60	230.000	7.684	1,15
	Ljuće II	B+C1	1.056.085	bilansne	61,21	500.000	5.572	0,47
	Ljuće I	A+B	269.957	bilansne	100	793.889	8.600	3,09
	UKUPNO		1.526.042			1.523.889		0,99
3	Glisnica	B	1.701.343	bilansne	100	4.232.019	9.384	2,49
UKUPNO KONCESIJE RU			57.548.955			200.674.190		3,48
4	Otilovići	B+C1	3.421.000	bilansne	99,5	11.887.300	10.510	3,47
5	Bakrenjače	A+B+C1	1.332.313	bilansne	73,64	1.151.000	10.296	0,86
UKUPNO BILANSNE			62.302.268			213.712.490		3,43
6	Mataruge	C1	8.300.000	procijenjene		15.000.000	8.000	1,81
7	Maoče	B+C1	109.900.000	bilansne	82,98	497.500.000	12.504	4,53
UKUPNO SVA LEŽIŠTA			180.502.268			726.212.490		4,02

¹⁷ Izvor: Rudnik uglja Pljevlja

Beranski basen

Proizvodni sistem ovog rudnika, u kojem je proizvodnja bila obnovljena 2016. godine, čine jama Petnjik i separacija uglja Budimlja. Ovaj rudnik je prestao sa proizvodnjom 31. marta 2020. godine.

U tabeli 1.1.4¹⁸ dat je prikaz stanja rezervi uglja u jami Petnjik na dan 31. decembar 2022. godine, koje je nepromijenjeno u odnosu na prethodnu godinu. Energetska vrijednost uglja iz ove jame iznosi 13,643 kJ/kg.

Tabela 1.1.4 Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2022. godine

Kategorija ¹⁹	Ukupne rezerve prema Elaboratu o rezervama iz ugovora o koncesiji [t]			Eksploatacioni gubici [%]	Eksploatacione rezerve [t]
	Bilansne	Vanbilansne	Ukupno		
A	/	/	/	/	/
B	5.834.891	1.742.137	7.577.029	30	4.084.424
C1	15.640.132	11.751.914	27.392.046	20	12.512.105
UKUPNO	21.475.023	13.494.051	34.969.075	/	16.596.529

1.2 Elektroenergetski sistem Crne Gore

Osnovna funkcija elektroenergetskih sistema je da obezbijede dovoljne količine električne energije za potrebe građana i privrednih subjekata, na siguran, bezbjedan, pouzdan i kvalitetan način.

Elektroenergetski sistem obuhvata infrastrukturne objekte, kao što su elektrane, prenosne i distributivne mreže, i kupce električne energije. On se dimenziioniše tako da se svim kupcima u svakom trenutku isporuči električna energija u zahtijevanim količinama, uz uvažavanje zahtjeva za ekonomičnošću, sigurnošću, pouzdanošću i kvalitetom isporučene električne energije.

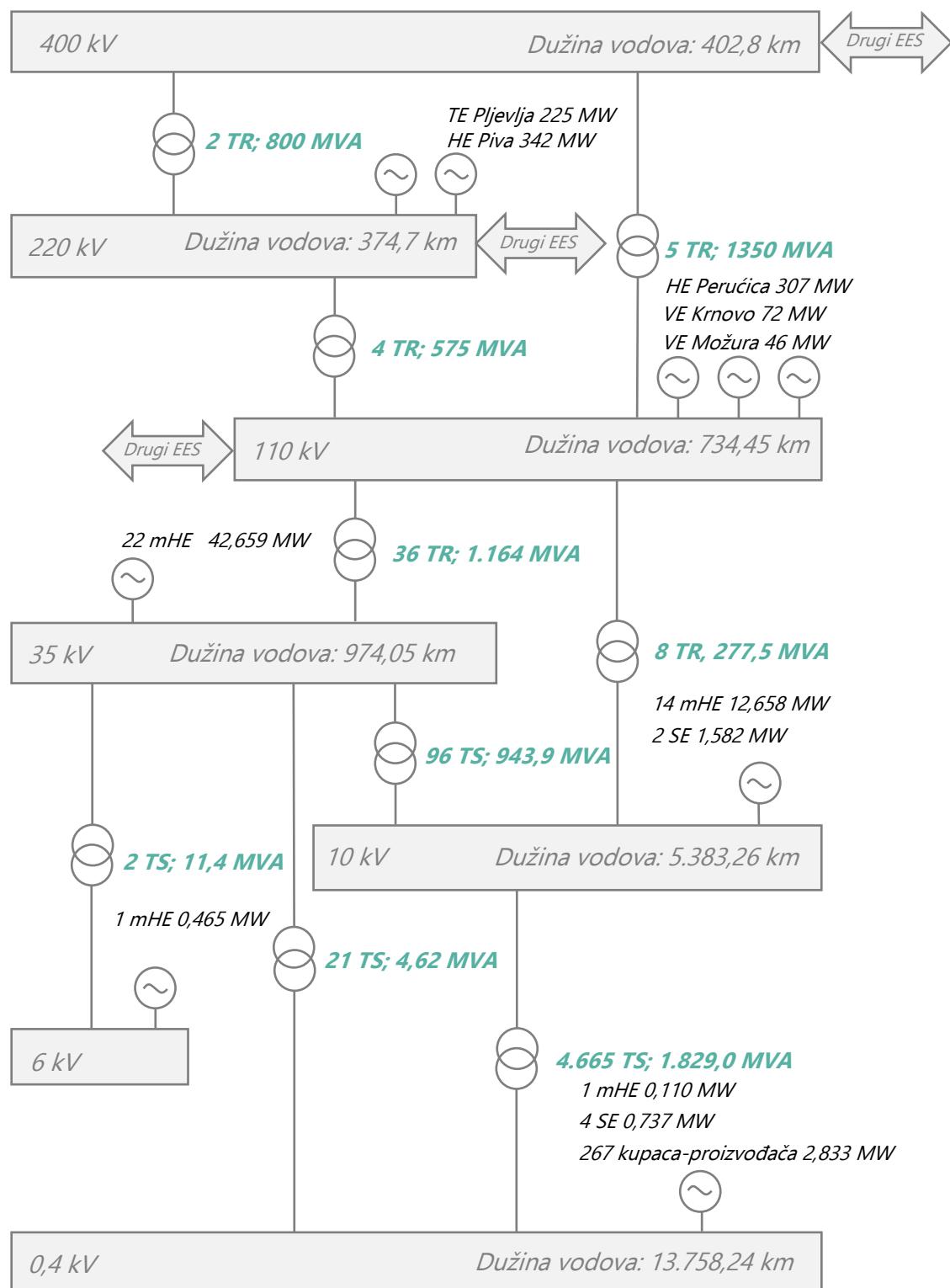
Električna energija se u Crnoj Gori po prvi put koristi krajem jula 1904. godine i to u svrhu napajanja radio-predajnika na Volujici (Bar) uz pomoć akumulatora i dizel-motora, dok je za javne svrhe (elektrifikacija Cetinja) prva elektrana na dizel počela sa radom u avgustu 1910. godine.²⁰ Upravo u ovoj deceniji prošlog vijeka se razvijaju i prvi distributivni sistemi u Crnoj Gori koji su povezivali prve dizel-elektrane sa potrošačima električne energije. Od ovog perioda nastavljen je razvoj elektroenergetskog sistema, pa je u elektroenergetskom sistemu Crne Gore u 2022. godini bilo 49 elektrana, dok se električna energija prenosila preko 21.627,50 km prenosne i distributivne mreže rasprostranjene preko čitave teritorije Crne Gore. Prikaz elemenata elektroenergetskog sistema Crne Gore dat je u vidu zamjenske šeme na Slici 1.2.1, koja sadrži presjek stanja sistema po naponskim nivoima prisutnim u Crnoj Gori (VN: 400 kV, 220 kV i 110 kV, SN: 35 kV, 10 kV i 6 kV i NN: 0,4 kV), uključujući: ukupne dužine mreže na odnosnom naponskom nivou, ukupan broj i instalirane snage

¹⁸ Izvor: Rudnik uglja Berane

¹⁹ Prema stepenu istraženosti rezervi uglja, ležišta se klasifikuju u kategorije: A – dokazane rezerve uglja, B – istražene rezerve uglja i C1 – nedovoljno istražene rezerve uglja.

²⁰ Izvor: Borislav-Boro Pravilović, *Prva električna centrala u Crnoj Gori Cetinje 1910*, Cetinje, 2020

proizvodnih objekata priključenih na posmatrani naponski nivo, kao i ukupan broj i snaga transformatora/trafostanica između navedenih naponskih nivoa.



Slika 1.2.1 Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore

1.2.1 Proizvodni kapaciteti

Poslije višegodišnjeg trenda izgradnje proizvodnih objekata, u 2022. godini na elektroenergetski sistem Crne Gore nije priključen nijedan novi proizvođač električne energije u komercijalnom režimu. Međutim, u izveštajnoj godini 246 kupaca priključenih na distributivni sistem je promijenilo status u kupca–proizvođača, sa instalisanom snagom od 2,220 MW, čime ova kategorija dostiže ukupnu instalisanu snagu od 2,833 MW.

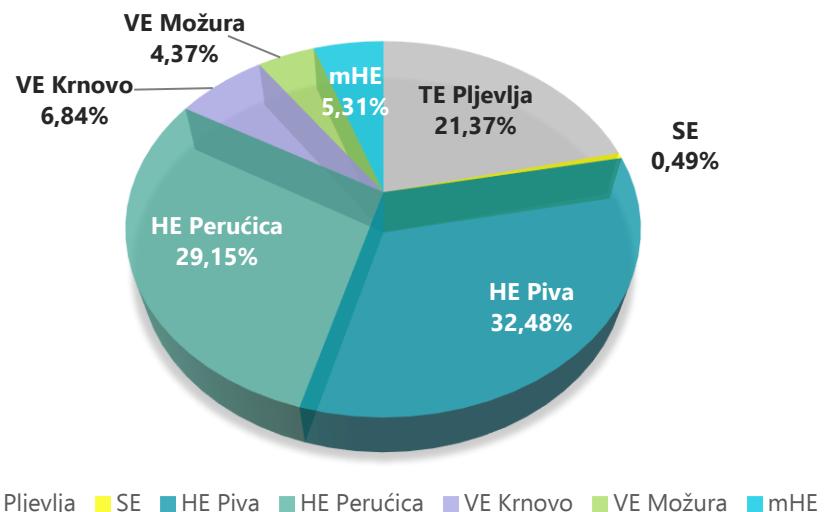
Na kraju 2022. godine, ukupna instalisana snaga svih elektrana u Crnoj Gori, uključujući kupce–proizvođače, iznosila je 1.053,044 MW. Pregled instalisanih snaga po energetskim subjektima i elektranama je prikazan u Tabeli 1.2.1.

Tabela 1.2.1 Proizvodni kapaciteti u Crnoj Gori

Naziv subjekta	Elektrana	Nominalna snaga (MW)
EPCG AD Nikšić	TE Pljevlja	225
	HE Piva	342
	HE Perućica	307
	mHE Rijeka Crnojevića	0,65
	mHE Rijeka Mušovića	1,95
	mHE Ljeva rijeka	0,11
	mHE Podgor	0,465
	mHE Šavnik	0,2
DOO Zeta Energy Danilovgrad	mHE Glava Zete	4,48
	mHE Slap Zete	1,672
DOO Hidroenergija Montenegro Podgorica	mHE Jezerštica	0,844
	mHE Bistrica	5,6
	mHE Rmuš	0,474
	mHE Spaljevići 1	0,65
	mHE Orah	0,954
	mHE Šekular	1,665
	mHE Jelovica 2	0,619
	mHE Jelovica 1	3,285
DOO Synergy Podgorica	mHE Vrelo	0,615
DOO Igma Energy Andrijevica	mHE Bradavec	0,954
	mHE Piševska rijeka	1,08
DOO Kronor Podgorica	mHE Jara	4,568
	mHE Babino polje	2,214
DOO Hydro Bistrica Podgorica	mHE Bistrica Majstorovina	3,6
DOO Nord Energy Andrijevica	mHE Šeremet Potok	0,792

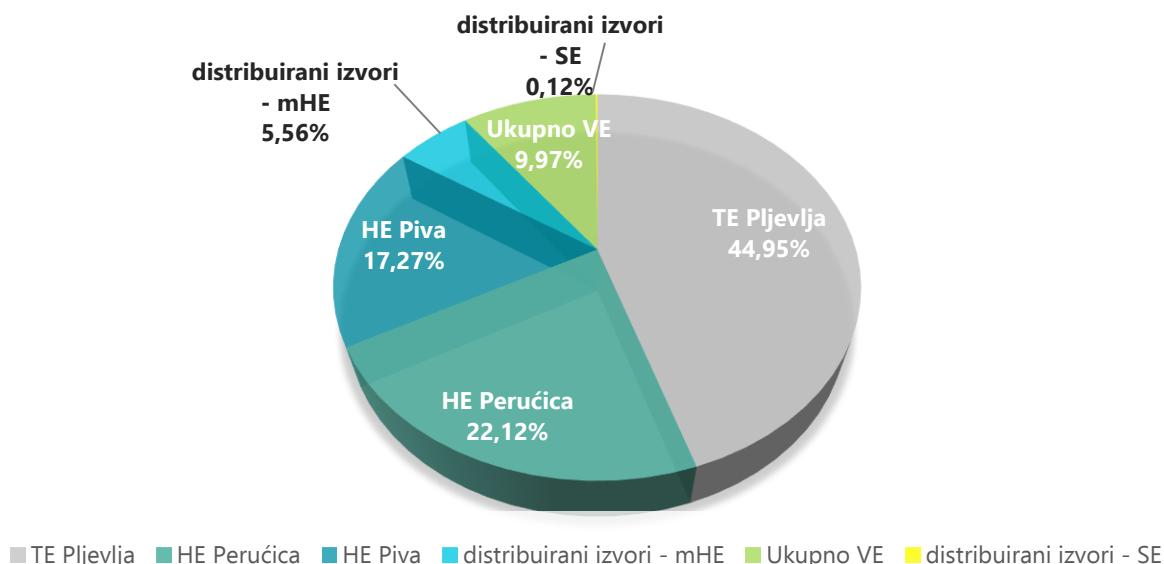
DOO Simes Inžinjering Podgorica	mHE Ljevak	0,551
DOO Viridi Progressum	mHE Paljevinska	0,553
Power AB Group	mHE Bukovica	0,282
mHE Bistrica Lipovska	mHE Lipovska Bistrica	0,993
DOO Small Power Plants Kutska	mHE Kutska 1	1,8
	mHE Kutska 2	0,81
DOO Small Power Plants Mojanska	mHE Mojanska 1	1,8
	mHE Mojanska 2	1,111
	mHE Mojanska 3	0,761
Đekić DOO	mHE Pecka	0,821
DOO MHE Vrbnica	mHE Vrbnica	6,75
DOO Manira Hydro	mHE Elektrana Mišnjića	0,222
DOO Benengo Berane	mHE Milje Polje	0,288
DOO Hidroenergija Andrijevica	mHE Umska	0,442
	mHE Štitska	0,893
DOO Vodovod i kanalizacija Andrijevica	mHE Krkori	0,374
DOO Knovo Green Energy Podgorica	VE Knovo	72
DOO Možura Wind Park Podgorica	VE Možura	46
DOO Eco Solar System Danilovgrad	SE DG	0,997
DOO Bar-Kod Podgorica	SE Bar-Kod	0,585
DOO Invicta Podgorica	SE Invicta	0,416
DOO Alliance	SE Alliance	0,203
FSCG	SE FSCG	0,032
SE Milenijum	SE Milenijum	0,086
kupci-proizvođači	SE	2,821
	mHE	0,012
UKUPNO		1.053,044

Proizvodne kapacitete u Crnoj Gori čine hidroelektrane, termoelektrane, vjetroelektrane i solarne elektrane. U elektroenergetskom miksу Crne Gore u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu, hidroelektrane uzimaju učešće od 66,94% (704,904 MW), termoelektrana – 21,37% (225 MW), vjetroelektrane – 11,21% (118 MW), a solarne elektrane – 0,49% (5,140 MW) (Grafik 1.2.1).



Grafik 1.2.1 Udio instalisanih snaga proizvodnih objekata u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu

U 2022. godini, u Crnoj Gori proizvedeno je 3.235,09 GWh električne energije. Posmatrajući Grafik 1.2.2, koji prikazuje ostvarenje proizvodnje po proizvodnim objektima, uočava se da je u 2022. godini proizvodnja TE Pljevlja dominantna u energetskom miksu i predstavlja 44,95% ukupno ostvarene proizvodnje. Udio obnovljivih izvora energije i visokoefikasne kogeneracije u ukupnoj proizvodnji električne energije u 2022. godini iznosio je 55,05%.



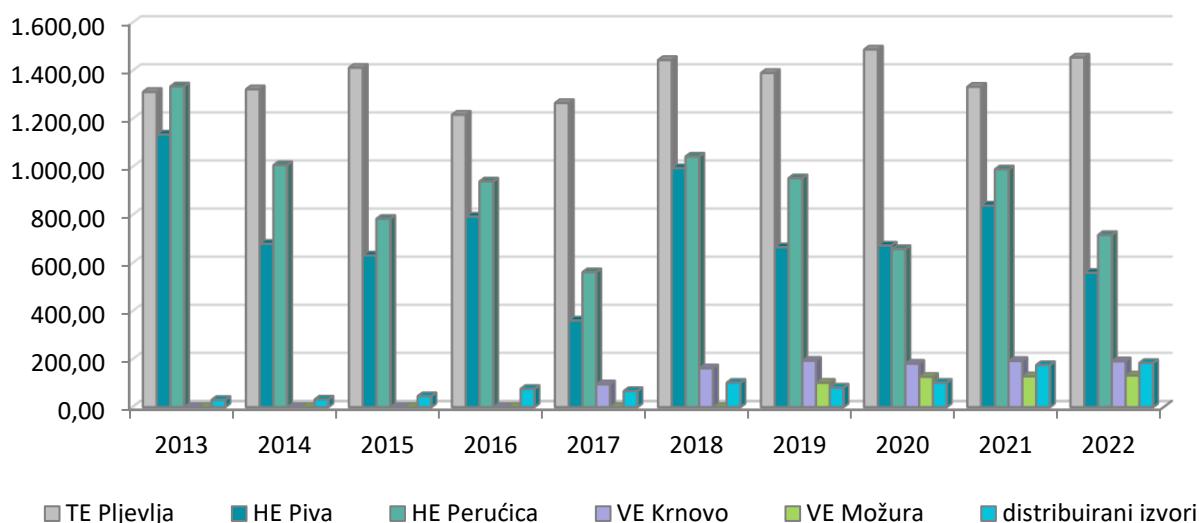
Grafik 1.2.2 Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije

Tabela 1.2.2 Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2013 – 2022. godine

	Proizvodnja elektrana (GWh)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
HE Piva	1.134,00	679,34	631,04	792,46	360,45	993,9	665,09	672,08	838,48	558,77
HE Perućica	1.334,00	1.006,68	783,36	938,73	561,25	1.042,26	951,97	657,32	989,01	715,67
distribuirani izvori – mHE	30	31,78	45,55	76,05	66,88	101,71	80,34	98,87	172,11	180,01
Ukupno HE	2.498,00	1.717,80	1.459,95	1.807,24	988,58	2.137,87	1.697,40	1.428,27	1.999,60	1.454,45
VE Krnovo	0	0	0	0	94,98	161,63	193,02	180,69	192,19	190,77
VE Možura	0	0	0	0	0	0,64	101,29	126,18	128,28	131,89
Ukupno VE	0	0	0	0	94,98	162,27	294,31	306,87	320,47	322,66
TE Pljevlja	1.311,00	1.322,06	1.411,61	1.216,15	1.265,04	1.443,76	1.390,11	1.487,46	1.332,61	1.454,14
distribuirani izvori – SE	0	0	0	0	0	0	1,05	2,59	2,98	3,85
UKUPNO	3.809,00	3.039,86	2.871,56	3.023,39	2.348,60	3.743,90	3.382,87	3.225,19	3.655,66	3.235,09
prosječna proizvodnja 2013-2021 (GWh)										3.233,34
projek 2013-2021 bez ekstrema (GWh)										3.277,49

Pregled proizvodnje po kategorijama izvora, za period 2013-2022. godina dat je u Tabeli 1.2.2, iz koje se jasno zaključuje da je proizvodnja električne energije u Crnoj Gori u 2022. godini bila niža za 11,5% u odnosu na 2021. godinu, odnosno veća za 0,31% u odnosu na 2020. godinu. Količina električne energije proizvedene u 2022. godini niža je za 1,29% u odnosu na prosjek za period 2013-2021. godine, iz kojeg su izuzete godine u kojima je dostignuta maksimalna i minimalna proizvodnja.

Na Grafiku 1.2.3 dat je pregled proizvodnje električne energije u periodu 2013 – 2022. godine. Na grafiku se mogu uočiti značajne promjene u proizvodnji HE Piva i HE Perućica, a koje su uzrokovane različitom hidrologijom. Napominje se da distribuirana proizvodnja, pored električne energije koju su proizvele elektrane priključene na distributivni sistem, obuhvata i električnu energiju koju su proizveli kupci-proizvođači.



Grafik 1.2.3 Proizvodnja električne energije u periodu 2013 – 2022. godine

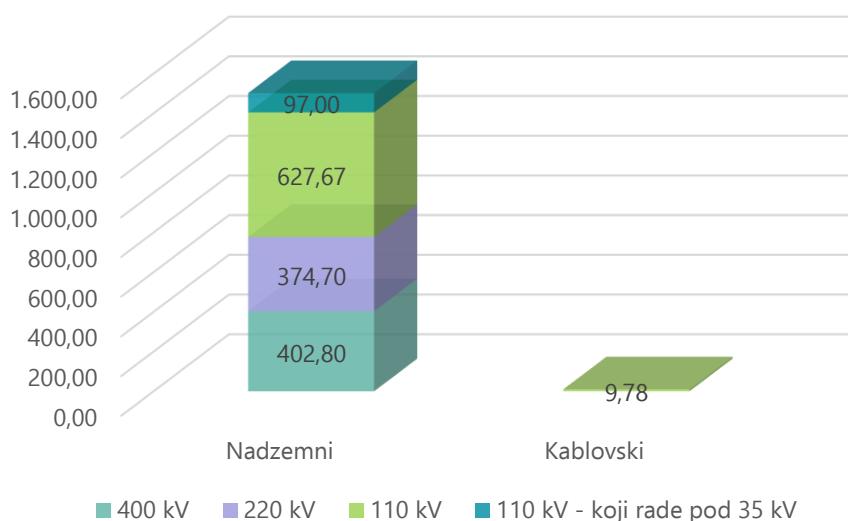
1.2.2 Prenosni kapaciteti

Elektroprenosni sistem je dio elektroenergetskog sistema kojim se vrši prenos električne energije na velike udaljenosti od proizvođača do drugih prenosnih sistema, distributivnih sistema i kupaca električne energije. Prenosni sistem obuhvata mrežu visokonaponskih prenosnih vodova, transformatorske stanice, prekidače, regulatorne uređaje i druge komponente koje omogućavaju efikasan i pouzdan prenos električne energije.

Upravljanje, održavanje, planiranje i razvoj prenosnog sistema električne energije u Crnoj Gori vrši operator prenosnog sistema – „Crnogorski elektroprenosni sistem“ AD Podgorica (u daljem tekstu: CGES), koji se u martu 2009. godine izdvojio od vertikalno integrisane kompanije – EPCG. Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu: REGAGEN) je 2018. godine CGES izdala sertifikat, kojim je potvrđeno da ispunjava uslove u pogledu razdvojenosti, nezavisnosti, finansijske, materijalne, tehničke i kadrovske opremljenosti propisane Zakonom o energetici („Službeni list Crne Gore“, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22).

Prenosni sistem Crne Gore čini ukupno 1.511,95 km nadzemnih i kablovskih vodova, nazivnog napona 400 kV, 220 kV i 110 kV, i 25 trafostanica, prenosnog odnosa 400/110/35 kV, 400/220/110 kV, 400/110/35 kV, 400/110 kV, 110/35 kV i 110/10 kV.

U prenosnom sistemu Crne Gore dominiraju nadzemni vodovi (1.502,17 km) sa učešćem u ukupnoj dužini prenosnog sistema od 99,35%. Na kraju 2022. godine, u prenosnom sistemu kablovski vodovi su bili ukupne dužine 9,78 km. Dužine elektroenergetskih vodova po tipu i naponskom nivou su prikazane na sljedećem grafiku.



Grafik 1.2.4 Učešće pojedinačnih naponskih nivoa u ukupnoj dužini prenosne mreže

U prenosnom sistemu Crne Gore ima ukupno 25 prenosnih trafostanica, sa 55 ugrađenih transformatora ukupne instalisane snage 4.166,5 MVA.

Razmjena električne energije između elektroenergetskih sistema vrši se putem interkonekcija. U Evropi, ključnu ulogu u podršci interkonekcije prenosnih sistema ima Evropsko udruženje operatora prenosnih sistema električne energije (eng. European Network of Transmission System Operators for Electricity – u daljem tekstu: ENTSO-E). Cilj djelovanja ovog udruženja je obezbjeđenje sigurnog pogona elektroenergetskih sistema na evropskom nivou i optimalnog funkcionisanja i razvoja jedinstvenog evropskog tržišta električne energije kroz uvažavanje energetskih i klimatskih ciljeva²¹. Među 39 punopravnih članova ovog udruženja iz 35 zemalja, nalazi se i CGES.

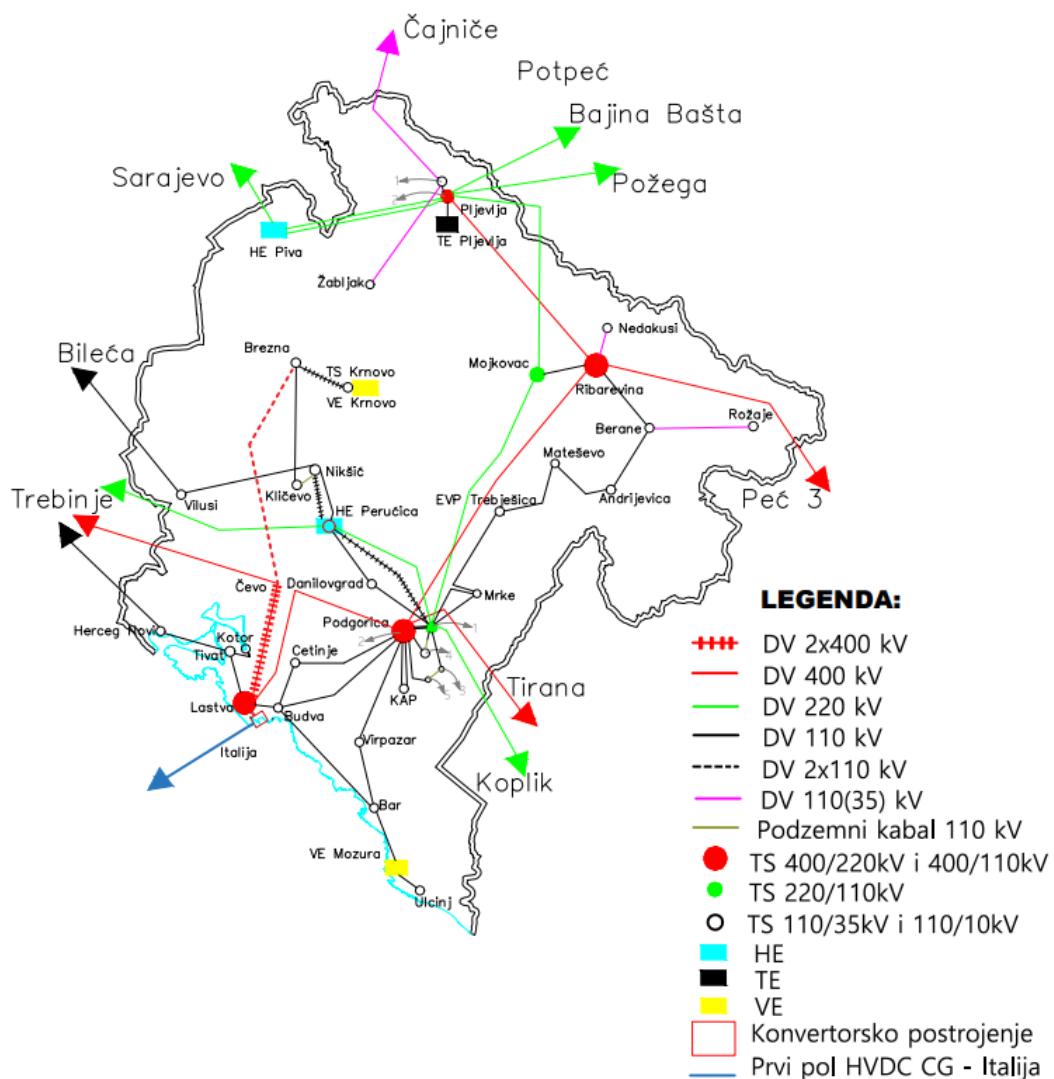
U interkonekciji, crnogorski prenosni sistem ostvaruje važnu ulogu zbog velike povezanosti sa susjednim sistemima, i to sa:

- elektroenergetskim sistemom Albanije, preko jednog dalekovoda 400 kV (DV *Podgorica 2 – Tirana 2*) i jednog dalekovoda 220 kV (DV *Podgorica 1 – Koplik*),
- elektroenergetskim sistemom Bosne i Hercegovine, preko jednog dalekovoda 400 kV (DV *Lastva – Trebinje*), dva dalekovoda 220 kV (DV *HE Perućica – Trebinje* i DV *Buk Bijela – HE Piva*) i dva dalekovoda 110 kV (DV *Herceg Novi – Trebinje* i DV *Vilusi – Bileća*),

²¹ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

- elektroenergetskim sistemom Italije, preko HVDC kabla 500 kV,
- elektroenergetskim sistemom Kosova, preko jednog dalekovoda 400 kV (DV *Ribarevine – Peć 3*), i
- elektroenergetskim sistemom Srbije, preko dva dalekovoda 220 kV (DV *B. Bašta – Pljevlja 2* i DV *Pljevlja 2 – Požega*) kao i jednog dalekovoda 110 kV (DV *Pljevlja 1 - Potpec*).

Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore sa stanjem na 31. decembar 2022. godine je dat na Slici 1.2.2.



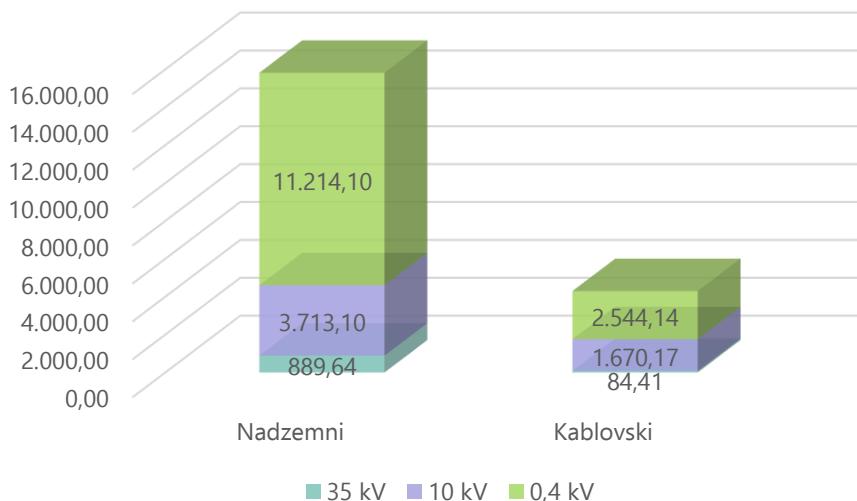
Slika 1.2.2 Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore²²

²² Izvor: CGES

1.2.3 Distributivni kapaciteti

Distributivni sistem predstavlja dio elektroenergetskog sistema koji, za razliku od prenosnog sistema kojim se vrši prenošenje električne energije na velikim rastojanjima, ima funkciju da distribuira električnu energiju na lokalnom i regionalnom nivou, unutar konzumnog područja. Njegova uloga je da obezbedi pouzdanu, sigurnu i efikasnu isporuku električne energije kupcima, a koja se preuzima iz prenosnog sistema ili distribuiranih izvora.

Crnogorski distributivni sistem²³ čine elektroenergetski vodovi ukupne dužine 20.115,55 km, naponskog nivoa 35 kV, 10 kV i 0,4 kV, kao i 4.784 trafostanice, prenosnog odnosa 35/10 kV, 35/6 kV, 35/0,4 kV i 10/0,4 kV, ukupne snage transformacije 2.788,9 MVA. Na sljedećem grafiku je prikazano učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema.



Grafik 1.2.5 Učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema

Iz grafika se jasno zaključuje da u distributivnom sistemu Crne Gore dominiraju nadzemni vodovi (15.816,83 km), sa učešćem u ukupnoj dužini distributivnog sistema od 79%.

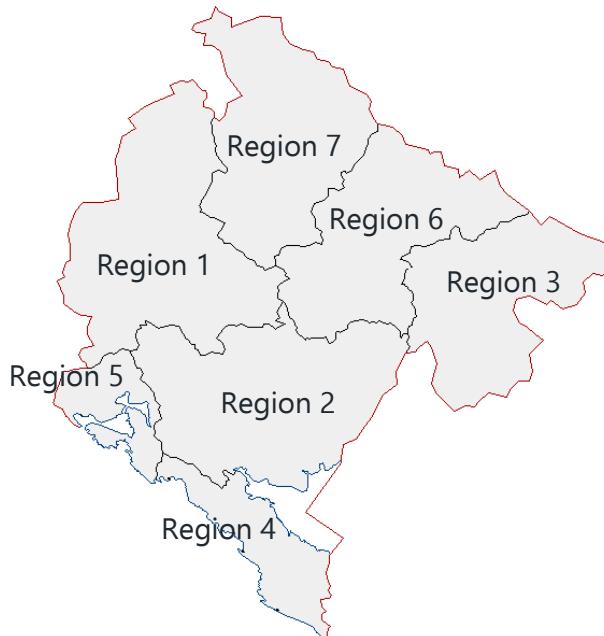
Upravljanje distributivnim sistemom električne energije u Crnoj Gori, njegovo održavanje, razvoj i unapređenje, uz uvažavanje principa pouzdanosti, sigurnosti i efikasnosti, kao i zaštite životne sredine, vrši operator distributivnog sistema – „Crnogorski elektrodistributivni sistem“ DOO Podgorica (u daljem tekstu: CEDIS). Prvobitno, operator distributivnog sistema je bio dio vertikalno integrisane kompanije – EPCG, nakon čega se 2016. godine izdvojio.

Kako bi optimizovao korišćenje resursa, CEDIS je od polovine 2015. godine, nakon višegodišnjih priprema, promijenio je način organizacije na servisnom području koje obuhvata sve opštine u Crnoj Gori. Naime, 16 distribucija kojima je nekad raspolagao, organizovao je, vodeći računa o geografskoj pripadnosti konzuma, u sljedeće regije:

- Region 1 – opštine Nikšić i Plužine,
- Region 2 – opštine Podgorica, Tuzi, Zeta, Danilovgrad i Cetinje,

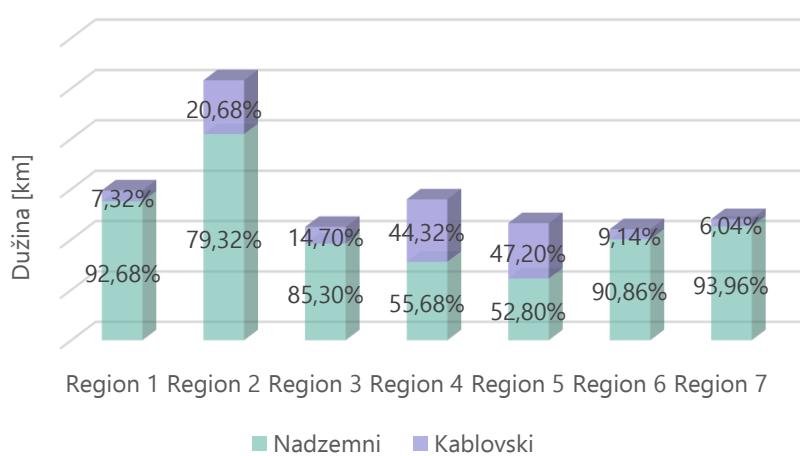
²³ Ovi podaci se odnose na dio distributivnog sistema koji se nalazi u vlasništvu CEDIS-a.

- Region 3 – opštine Berane, Andrijevica, Plav, Gusinje, Petnjica i Rožaje,
- Region 4 – opštine Budva, Bar i Ulcinj,
- Region 5 – opštine Kotor, Tivat i Herceg Novi,
- Region 6 – opštine Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac, i
- Region 7 – opštine Pljevlja, Šavnik i Žabljak.



Slika 1.2.3 Organizacija distributivnog sistema Crne Gore po regionima

Na sljedećem grafiku je prikazan odnos dužina nadzemnih i kablovskih vodova u ukupnoj dužini po pojedinačnim regionima.



Grafik 1.2.6 Udio dužine nadzemnih i kablovskih vodova po pojedinačnim regionima

Značajna zastupljenost kablovskih vodova je prisutna u regionima 4 i 5, dok regije na sjeveru Crne Gore karakteriše dominantna zastupljenost nadzemnih vodova.

Pored operatora distributivnog sistema, Zakon o energetici prepoznaće i operatora zatvorenog distributivnog sistema, preko čijeg sistema se distribuira električna energija na geografski ograničenom području. Zatvoreni distributivni sistem čine postrojenja, vodovi i transformatori od mjesta priključenja na prenosni ili distributivni sistem do mjesta priključenja korisnika tog sistema, kao i objekti, telekomunikaciona i informaciona oprema i druga infrastruktura neophodna za njegovo funkcioniranje. U Crnoj Gori su u 2022. godini poslovala tri operatora zatvorenog distributivnog sistema, i to: „PM Power“ DOO Tivat, koji upravlja distributivnim sistemom na području nautičko-turističkog kompleksa Porto Montenegro, „Uniprom“ DOO Nikšić – OC Elektroenergetika, koji upravlja distributivnim sistemom na području DUP „Industrijska zona Kombinat aluminijuma Podgorica“ i „Luštica Bay Electricity Company“ DOO Tivat, koji upravlja distributivnim sistemom preko kojeg se distribuira električna energija na području Luštica Bay u Tivtu.

1.2.4 Potrošnja električne energije

U 2022. godini kupci direktno priključeni na prenosni sistem električne energije potrošili su 138.846.309 kWh (5,29%), dok su distributivni kupci potrošili 2.484.688.881 kWh (94,71%) električne energije. Ukupna potrošnja električne energije u izvještajnoj godini iznosila je 2.623.535.191 kWh električne energije.

Kod kupaca priključenih na prenosni sistem, u odnosu na potrošnju 2021. godine, bilježi se pad potrošnje električne energije od 77,12%, dok se kod kupaca priključenih na distributivni sistem bilježi rast potrošnje električne energije za 4,6%. Na nivou elektroenergetskog sistema, bilježi se pad potrošnje električne energije od 12,03% u odnosu na 2021. godinu, koji je prvenstveno izazvan padom potrošnje kupca priključenog na prenosni sistem – DOO „Uniprom“ (Kombinat aluminijuma Podgorica - KAP).

U izvještajnoj godini, najveći rast potrošnje električne energije zabilježen je kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (6,99% u odnosu na 2021. godinu), a potom kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (4,94% u odnosu na 2021. godinu). Rast potrošnje električne energije zabilježen je i kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (4,13% u odnosu na 2021. godinu).

U Tabeli 1.2.3 je dat pregled ostvarene potrošnje električne energije, broja kupaca, udjela u ukupnoj potrošnji električne energije, kao i trend potrošnje električne energije u odnosu na 2021. godinu, dok je u Tabeli 1.2.4 dat pregled potrošnje u desetogodišnjem periodu (2013-2022. godina).

Tabela 1.2.3 Potrošnja i broj kupaca tokom 2022. godine i poređenje sa prethodnom godinom

Kategorija potrošnje	Ostvarena potrošnja 2022 (kWh)	Broj kupaca na 31.12.2022. godine	Prosječna potrošnja (kWh/kupcu)	Udio u ukupnoj potrošnji (%)	Ostvarena potrošnja 2021 (kWh)	Trend (2022/2021)
1. Kupci na 110 kV	138.846.309	10	13.884.631	5,29%	606.891.729	-77,12%
2.1. Kupci na 35 kV	109.318.514	36	3.036.625	4,17%	104.171.340	4,94%
2.2. Kupci na 10 kV	384.968.175	586	673.021	14,67%	359.805.921	6,99%
2.3. Kupci na 0,4 kV	1.990.402.192	425.194	4.684	75,87%	1.911.389.790	4,13%
2. Ukupno distributivni kupci	2.484.688.881	425.816	5.838	94,71%	2.375.367.051	4,60%
UKUPNO	2.623.535.191	425.826	6.165	100,00%	2.982.258.780	-12,03%

Tabela 1.2.4 Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2013 – 2022. godine

Kategorija potrošnje	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1. Kupci na 110 kV	793,28	707,00	714,00	606,21	674,59	676,74	625,68	633,76	606,89	138,85
2.1. Kupci na 35 kV	79,61	82,67	91,00	87,37	92,43	117,87	96,50	99,20	104,17	109,32
2.2. Kupci na 10 kV	294,78	292,56	321,55	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	384,97
2.3. Kupci na 0,4 kV	1.676,33	1.642,71	1.748,87	1.767,22	1.829,73	1.834,81	1.869,68	1.757,41	1.911,39	1.990,40
2. Ukupno distributivni kupci	2.050,72	2.017,94	2.161,42	2.183,28	2.270,76	2.314,55	2.341,31	2.185,24	2.375,37	2.484,69
UKUPNO	2.844,00	2.724,94	2.875,42	2.789,49	2.945,35	2.991,29	2.966,99	2.819,00	2.982,26	2.623,54
Prosječna potrošnja 2013-2021 (GWh)										2.882
Prosjek 2013-2021 bez ekstrema (GWh)										2.889

Istoriski pregled ostvarene potrošnje električne energije kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije u periodu 2013 – 2022. godina dat je na Grafiku 1.2.7. Sa navedenog grafika se uočava da je potrošnja distributivnih kupaca, nakon godina kontinuiranog rasta, tokom 2020. godine smanjena gotovo na nivo ostvarenja potrošnje tokom 2016. godine. Tokom 2021 i 2022. godine nastavlja se rast potrošnje, kada je i ostvarena maksimalna potrošnja u posmatranom periodu (2022. godina).

Potrošnja distributivnih kupaca ostvarena tokom 2022. godine je veća za 4,6% u odnosu na potrošnju ostvarenu tokom 2021. godine, dok je za 12,37% veća od prosječno ostvarene potrošnje u periodu 2013 – 2021. godina (2.211.175.574 kWh).



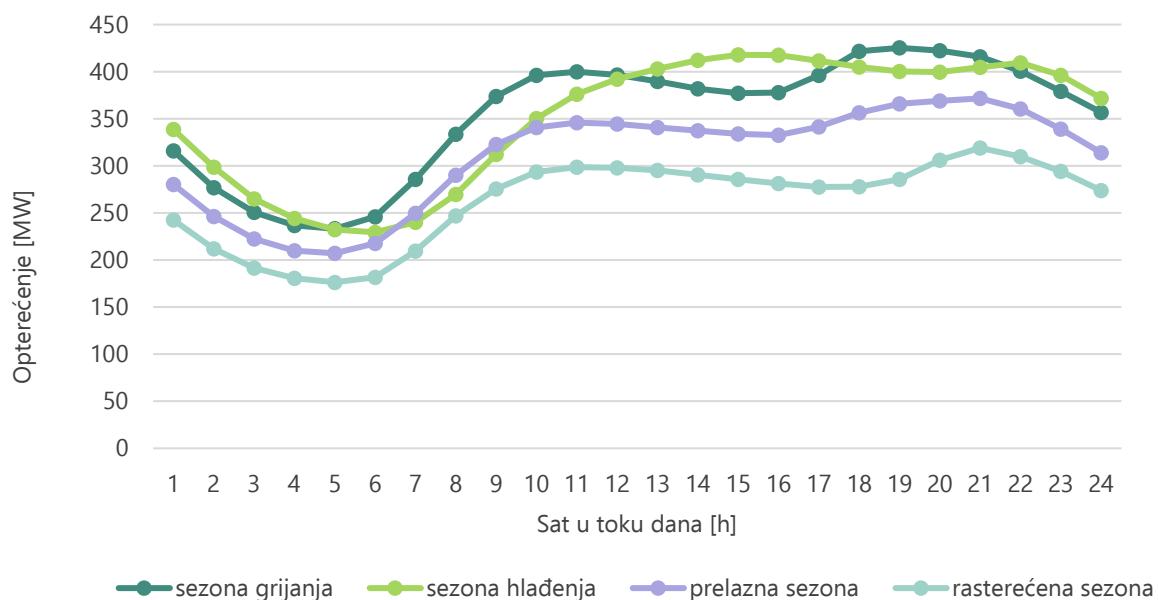
Grafik 1.2.7 Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2013-2022. godina

1.2.5 Dnevni dijagram potrošnje i sezonalnost bruto konzuma električne energije

Pored ukupne količine električne energije koja je potrebna kupcima u određenim intervalima (sat, dan, mjesec, godina), veoma važna karakteristika konzuma je i promjena snage opterećenja tokom dana. Naime, ova promjena potrebâ konzuma u toku dana opisuje se dijagrom potrošnje, čije je poznavanje važno, kako od strane snabdjevača, koji treba da planira vozni red za svoje kupce i obezbijedi potrebnu električnu energiju u odgovarajućim satima, tako i od strane operatora sistema, koji treba da obezbijede normalno funkcionisanje i izbalansiranost sistema pri različitim snagama opterećenja konzuma, da vrše procjenu dijagrama snage gubitaka i njihovu nabavku i planiraju razvoj sistema kako bi, između ostalog, mogao da podrži porast vršne snage potrošnje.

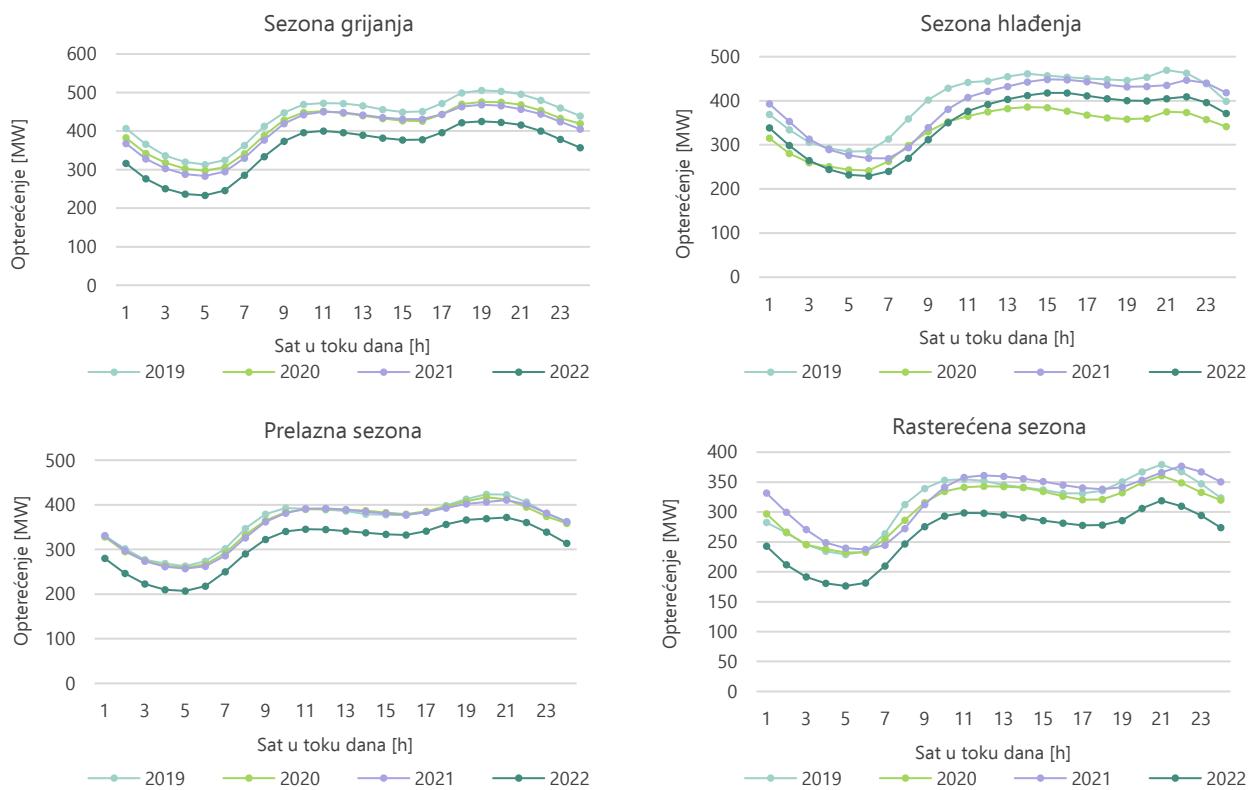
Posmatrajući promjenu prosječnih dnevnih dijagrama potrošnje bruto konzuma Crne Gore tokom godine, uočava se njihova sličnost u određenim periodima. Naime, ova sličnost je povezana sa promjenom vremenskih uslova/temperature tokom godine, a prvenstveno je posljedica činjenice da se značajni dio potreba konzuma za grijanjem/hlađenjem zadovoljava korišćenjem električne energije. Dakle, izdvajaju se četiri karakteristične sezone u promjeni prosječnog dnevnog dijagrama potrošnje: sezona grijanja (decembar, januar i februar), sezona hlađenja (jun, jul i avgust), prelazna sezona (mart, septembar i novembar) i rasterećena sezona (april, maj i oktobar).

Na sljedećem grafiku je prikazana prosječna promjena snage potrošnje bruto crnogorskog konzuma tokom prethodno navedenih karakterističnih sezona. Tokom sezone grijanja, prelazne sezone i rasterećene sezone uočava se sličan oblik dijagrama opterećenja, tj. dva lokalna maksimuma opterećenja u periodu 11-12h i u periodu 19-21h, čije se vrijednosti, naravno, razlikuju zbog različitih potreba konzuma u ovim sezonama (najveća u sezoni grijanja, pa prelaznoj sezoni i najmanja u rasterećenoj sezoni), dok se kod sezone hlađenja lokalni maksimum javlja u periodu 13-15h, kada su potrebe za hlađenjem najveće.



Grafik 1.2.8 Prosječni dnevni dijagrami potrošnje u 2022. godini po sezonom

Imajući u vidu da je period 2019-2022. godine okarakterisan različitim događajima koji su uticali na potrošnju konzuma: prije svega pandemija COVID-19 u 2020. godini, koja je dovila do naglog smanjenja potrošnje, oporavak ekonomskih i društvenih aktivnosti od COVID-19 i nagli skok cijena na tržištima u Evropi u 2021. godini, rekordno povećanje cijena na tržištima u Evropi u 2022. godini, značajno je izvršiti analizu promjena potreba crnogorskog konzuma tokom dana u ovom periodu. Na Grafiku 1.2.9 su prikazani prosječni dijagrami potrošnje crnogorskog bruto konzuma tokom četiri karakteristične sezone u 2019, 2020, 2021 i 2022 godini. Naime, i u sezoni grijanja i u sezoni hlađenja, najveće opterećenje je postignuto u 2019. godini – godini prije početka pandemije COVID-19, dok je opadanje opterećenja konzuma u 2020. godini i nagli oporavak tokom 2021. godine najuočljiviji u sezoni hlađenja. Izvještajnu godinu karakterišu najmanje prosječne vrijednosti opterećenja u sezoni grijanja, prelaznoj i rasterećenoj sezoni, dok je u sezoni hlađenja ostvareno veće opterećenje u odnosu na 2020. godinu. Ovako nagli pad opterećenja crnogorskog bruto konzuma u 2022. godini, za gotovo konstantnu vrijednost, je u najvećoj mjeri posljedica smanjenja snage opterećenja industrijskog potrošača KAP-a.

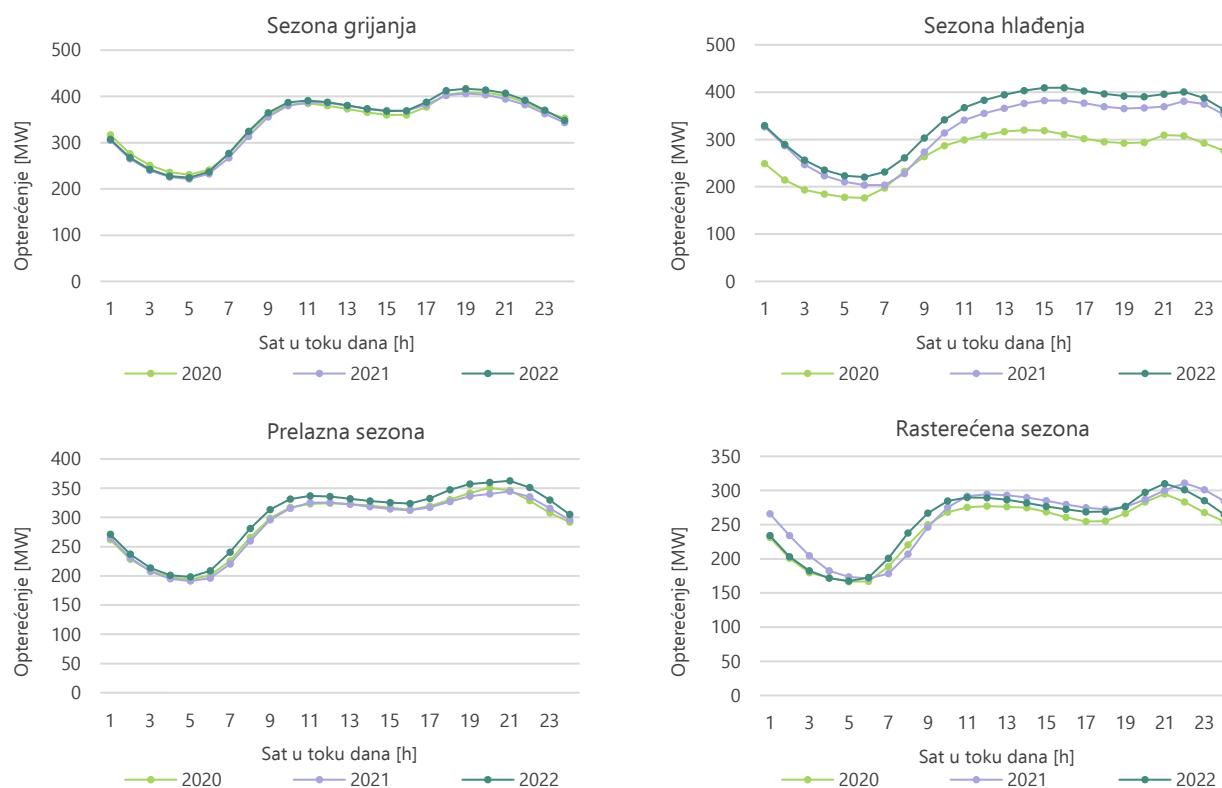


Grafik 1.2.9 Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonu grijanja, sezonu hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u 2019., 2020., 2021. i 2022. godini

Kao što je već navedeno, u 2022. godini je došlo do značajnog smanjenja potrošnje KAP-a koja je uslovila smanjenje ukupnog dijagrama potrošnje bruto konzuma Crne Gore prikazanog na Grafiku 1.2.9. Kako bi se utvrdilo da li su i potrebe ostalih korisnika prenosnog i distributivnog sistema u 2022. godini smanjene u odnosu na prethodne godine, za potrebe analize na Grafiku 1.2.10 su prikazani dijagrami opterećenja crnogorskog konzuma koji ne uključuju snagu opterećenja KAP-a za 2020., 2021. i 2022. godinu.

Dakle, posmatrajući navedene dijagrame opterećenja uočava se velika sličnost snaga opterećenja crnogorskog konzuma (izuzev KAP-a) u sezoni grijanja, prelaznoj i rasterećenoj sezoni u 2020., 2021. i 2022. godini, što se nije moglo vidjeti na prethodnom grafiku iz prethodno navedenog razloga. Sa druge strane, primjetan je značajan porast snage opterećenja tokom sezone hlađenja u 2022. godini u odnosu na 2021. i 2020. godinu. Iako je jasno da je sa aspekta snabdjevača (u 2022. godini jedini aktivni je bila EPCG) i operatora prenosnog sistema od značaja bruto konzum prikazan na Grafiku 1.2.9, porast potreba konzuma u ljetnjem periodu, koji je na evropskim tržištima bio ispraćen veoma visokim cijenama električne energije (avgust), može biti uzrokovani, između ostalog, i nedostatkom adekvatnog cjenovnog signala koji bi podstakao kupce na uštedu. Naime, jedna od najvažnijih mjera koja je promovisana na nivou EU tokom 2022. godine je upravo bila smanjenje potrošnje (RePowerEU i Uredba 2022/1854), kako bi se izbjegli negativni aspekti krize u vidu restrikcija potrošnje i povećala fleksibilnost kupaca u ključnim satima kada je cijena najveća. Prema podacima EU Agencije za saradnju energetskih regulatora (eng. Agency for Cooperation of Energy Regulators)

– ACER²⁴, ukupna potrošnja u Evropskoj uniji, Norveškoj i Švajcarskoj je u trećem kvartalu 2022. godine opala za 4,2% u odnosu na isti period 2021. godine. Samim tim, navedeni grafik ukazuje da je u pogledu ponašanja ostatka crnogorskog konzuma (kada se izuzme KAP) ovakav odziv izostao.



Grafik 1.2.10 Pregled dnevnih dijagrama potrošnje za sezonom grijanja, sezonom hlađenja, prelaznu sezonu i rasterećenu sezonu u 2020., 2021. i 2022. godini

1.2.6 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije

Prilikom prenosa i distribucije električne energije od proizvodnih objekata do krajnjih potrošača, kao neizbjegna pojava, javljaju se gubici električne energije. U zavisnosti od načina nastanka, gubici se mogu podijeliti na tehničke i komercijalne (netehničke) gubitke. Tehnički gubici nastaju kao posljedica fizičkih zakona, dok se komercijalni gubici dominantno odnose na neovlašćeno preuzimanje električne energije. Tehnički gubici se mogu smanjiti ugradnjom efikasnije opreme ili efikasnijim upravljanjem, ali se ne mogu u potpunosti eliminisati. Sa druge strane, komercijalni gubici se mogu smanjiti adekvatnom obukom osoblja, uspostavljanjem efikasnih administrativnih procedura, ugradnjom naprednih sistema mjerjenja, koji redukuju greške u mjerjenju i olakšavaju otkrivanje neovlašćene potrošnje. Ostavareni gubici se proračunavaju kao razlika energije koja je ušla u sistem (putem interkonektora i proizvodnjom električne energije iz domaćih izvora) i energije koja je izašla iz sistema (putem interkonektora i potrošnjom domaćeg konzuma).

Kako bi se utvrdili opravdani gubici i troškovi nabavke električne energije za njihovo pokrivanje, koje snose korisnici elektroenergetskog sistema u Crnoj Gori, operatori sistema u skladu sa Zakonom o

²⁴ <https://acer.europa.eu/Publications/Electricity MMR 2022-Key Developments.pdf>

energetici, izrađuju studije gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu. U cilju utvrđivanja cijena za period 2020-2022. godine, CGES i CEDIS su dostavili revidovane studije gubitaka za ovaj period.

Usljed međusobne povezanosti elektroprenosnih sistema, pored isporuke električne energije domaćim kupcima, nacionalni elektroprenosni sistemi služe i za potrebe drugih sistema u evropskoj interkonekciji. Posljedično, ukupni gubici koji nastaju u prenosnom sistemu se dijele na gubitke koje su prouzrokovali korisnici priključeni na crnogorski elektroprenosni sistem (kupci i proizvođači), i na gubitke nastale uslijed tranzita električne energije preko crnogorskog elektroprenosnog sistema. Korisnici prenosnog sistema u Crnoj Gori plaćaju samo pravopomenute gubitke, dok se gubici nastali uslijed tranzita nadoknađuju od operatora sistema koji su ih izazvali, kroz ITC mehanizam (eng. *Inter-TSO Compensation Mechanism*).

Korisnici distributivnog sistema u Crnoj Gori ne snose troškove netehničkih (komercijalnih) gubitaka u distributivnom sistemu, već isključivo tehničkih gubitaka, a čija se opravdana stopa utvrđuje, kao što je već istaknuto, na osnovu studije gubitaka. Utvrđeni stepen opravdanih gubitaka je, po pravilu, i dalje niži od stepena gubitaka koji se zaista ostvaruje, dominantno uslijed postojanja netehničkih gubitaka u distributivnom sistemu. Pojava netehničkih gubitaka je zastupljena i kod drugih distributivnih sistema, kako je i navedeno u uporednoj analizi koju je sproveo Savjet evropskih regulatora u oblasti energetike – CEER (eng. *Council of European Energy Regulators*), koja je objavljena u 2020. godini, a u čijoj izradi je učestvovala i REGAGEN.

Ostvareni gubici u prenosnom sistemu električne energije

Ukupni gubici u prenosnom sistemu Crne Gore u 2022. godini iznosili 1,68%, u odnosu na ukupnu energiju koja je ušla u prenosni sistem, i niži su od gubitaka ostvarenih tokom 2021. godine (1,79%). Prema posljednjoj dostupnoj uporednoj analizi CEER²⁵ iz 2020. godine, stepen ukupnih gubitaka na prenosnom nivou u Evropi se u 2018. godini kretao između 0,5% do skoro 3%. Može se konstatovati da se stepen ukupnih gubitaka u prenosnom sistemu Crne Gore kreće u opsegu vrijednosti gubitaka u Evropi i da su niži stepeni ukupnih gubitaka karakteristični za sisteme u čijem je sastavu i 750 kV naponski nivo, koji nije prisutan u Crnoj Gori. Pregled ukupnih gubitaka u prenosnom sistemu u proteklom desetogodišnjem periodu je dat u Tabeli 1.2.5.

Ostvareni gubici u distributivnom sistemu električne energije

Stepen gubitaka u distributivnom sistemu nastavlja tendenciju pada i u 2022. godini. Ukupni gubici u distributivnom sistemu smanjeni su sa 22,76%, koliko su iznosili 2007. godine, na 11,62%, koliko su iznosili u 2022. godini. Smanjenje ukupnih gubitaka prvenstveno se može pripisati realizaciji projekta ugradnje novih brojila sa daljinskim očitavanjem. Prilikom implementacije navedenog projekta vršena je i rekonstrukcija mreže, što je za posljedicu imalo i smanjenje tehničkih gubitaka. Realizacija gubitaka u prethodnih deset godina je data u Tabeli 1.2.5.

Dok je neminovnost pojave tehničkih gubitaka potvrđena fizičkim zakonom, za distributivne sisteme je karakteristična i pojava netehničkih gubitaka. Kupci električne energije u Crnoj Gori snose isključivo troškove dozvoljenih (tehničkih) gubitaka, čime je pojačan motiv CEDIS-a da eliminiše postojanje

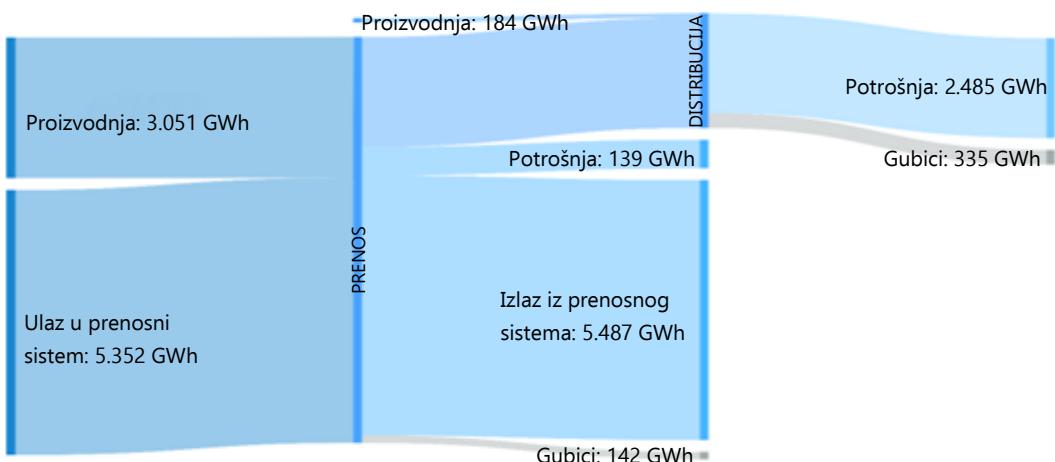
²⁵ Report on Power Losses, CEER, mart 2020. godine

netehničkih gubitaka, odnosno da ukupne gubitke svede na nivo dozvoljenih. Konkretno, Studijom gubitaka CEDIS projektovan je stepen opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu od 8,15% za 2022. godinu.

Tabela 1.2.5 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu u periodu 2013 - 2022. godine

Godina		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prenosni sistem	GWh	142,42	122,13	135,17	118,98	126,92	142,18	146,46	163,59	158,41	142,25
	%	2,10	1,77	2,28	2,03	2,26	2,21	2,13	1,82	1,79	1,68
Distributivni sistem	GWh	480,00	432,00	446,00	404,00	399,56	371,61	356,06	328,85	345,53	334,96
	%	18,96	17,65	17,11	15,61	14,96	13,83	13,10	12,93	12,39	11,62
Ukupno	GWh	622,42	554,13	581,17	522,98	526,48	513,78	502,52	492,44	503,95	477,21

Na Slici 1.2.4 su prikazani tokovi električne energije u elektroenergetskom sistemu Crne Gore u 2022. godini.



Slika 1.2.4 Tokovi električne energije (GWh) u prenosnom i distributivnom sistemu u 2022. godini

1.2.7 Ostvarenje elektroenergetskog bilansa

U skladu sa Zakonom o energetici, Vlada Crne Gore je donijela Odluku o Energetskom bilansu Crne Gore za 2022. godinu ("Službeni list CG", br. 137/21). Bilansom je planirana proizvodnja električne energije za 2022. godinu u iznosu od 3.519,15 GWh, a ostvarena je u iznosu od 3.235,09 GWh, odnosno niže za 284,06 GWh. Potrebe za električnom energijom za 2022. godinu planirane su u iznosu od 3.571,93 GWh, a ostvarene u iznosu od 3.100,74 GWh, odnosno niže za 471,19 GWh. Detaljan prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilanskom za 2022. godinu prikazan je na Tabeli 1.2.6.

Tabela 1.2.6 Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2022. godinu

2022. godina	Bilans [GWh]	Ostvarenje [GWh]	Ostvarenje-Bilans [GWh]
1. Proizvodnja	3.519,15	3.235,09	-284,06
1.1. Hidroelektrane	1.876,60	1.454,45	-422,15
1.2. Vjetroelektrane	322,10	322,65	0,55
1.3. Solarne elektrane	3,45	3,85	0,40
1.4. Termoelektrane	1.317,00	1.454,14	137,14
2. Potrebe	3.571,93	3.100,74	-471,19
2.1. Direktni kupci	646,86	138,85	-508,01
2.2. Distributivni kupci	2.430,93	2.484,69	53,76
2.3. Gubici distribucija	328,07	334,96	6,89
2.4. Gubici prenos	166,07	142,25	-23,82
3. Saldo (1-2)	-52,78	134,35	187,13

Značajna odstupanja u proizvodnji električne energije u odnosu na planiranu bilježe se kod hidroelektrana, čije ostvarenje je niže za 422,15 GWh u odnosu na planirano, dok je TE Pljevlja proizvela 137,14 GWh električne energije više nego što je planirano.

Sa druge strane, značajno odstupanje bilježi se kod kategorije direktni kupci, kod kojih je potrošnja niža za 508,01 GWh u odnosu na planiranu.

1.3 Sektor nafte i gasa

1.3.1 Sektor nafte

Na tržištu naftnih derivata Crne Gore, na kraju 2022. godine poslovalo je 65 energetskih subjekata, na osnovu licenci izdatih od strane REGAGEN. S obzirom na to da se energetske djelatnosti obavljaju na osnovu izdatih licenci za svaku djelatnost posebno, u zavisnosti od toga kojim energetskim djelatnostima se bave, subjekti posjeduju jednu ili više licenci.

Najveća kompanija u sektoru naftnih derivata u Crnoj Gori je AD „Jugopetrol“ Podgorica. Značajan doprinos razvoju konkurenčije na tržištu naftnih derivata daju i sljedeća društva: DOO „Petrol Crna Gora“ MNE Podgorica, DOO „Ina Crna Gora“ Podgorica, DOO „Lukoil Montenegro“ Podgorica i DOO „Montenegro Bonus“ Cetinje.

1.3.1.1 Skladišni kapaciteti

U Crnoj Gori su na kraju 2022. godine djelatnost skladištenja naftnih derivata i tečnog naftnog gasa (u daljem tekstu TNG), obavljala 32 subjekta, od toga 22 subjekta su vršila skladištenje i naftnih derivata i TNG-a, a djelatnost skladištenja samo naftnih derivata obavljalo je sedam subjekata, dok su djelatnost skladištenja samo TNG-a obavljala tri subjekta.

Ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a na kraju 2022. godine, iznosili su 97.228 m³, od toga kapaciteti za skladištenje naftnih derivata su iznosili 94.048 m³, dok su kapaciteti za skladištenje

TNG-a iznosili 3.180 m^3 . Ukupni skladišni kapacitet je u 2022. godini povećan za 682 m^3 t.j. 0,71% u odnosu na 2021. godinu.

Od ukupnog skladišnog kapaciteta (97.228 m^3), AD „Jugopetrol“ Podgorica pripada 79.880 m^3 , od toga instalaciji u Baru 64.439 m^3 , benzinskim stanicama 7.174 m^3 , avioservisima u Podgorici i Tivtu 8.107 m^3 , dok se na tri jahting servisa, u Budvi, Herceg Novom i Kotoru, odnosi 160 m^3 . Ostatak skladišnih kapaciteta (17.348 m^3) pripada ostalim energetskim subjektima koji djelatnost skladištenja naftnih derivata i TNG-a obavljaju na benzinskim stanicama i jahting servisima. Među ovim subjektima, energetski subjekat koji raspolaže sa najviše skladišnih kapaciteta za TNG je DOO „Montenegro Bonus“ Cetinje, sa ukupno 1.100 m^3 .

1.3.1.2 Transportni kapaciteti

U Crnoj Gori u 2022. godini djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a transportnim sredstvima obavljao je 31 subjekat, od toga se 25 subjekata bavilo djelatnošću transporta naftnih derivata, dva subjekta transportom TNG-a, dok su se četiri subjekta bavila transportom i naftnih derivata i TNG-a. Ukupan broj transportnih sredstava koja su licencirana od strane REGAGEN na kraju 2022. godine iznosi 129. Od ukupnog broja transportnih sredstava, 27 pripada AD „Jugopetrol“ Podgorica, dok 102 transportna sredstva pripadaju ostalim energetskim subjektima koji obavljaju djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a. Od ukupno 129 transportnih sredstava, 110 se koriste za obavljanje djelatnosti transporta naftnih derivata, dok se 19 transportnih sredstava koristi za transport TNG-a.

U tabeli koja slijedi dat je pregled subjekata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava.

Tabela 1.3.1 Pregled energetskih subjekata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava

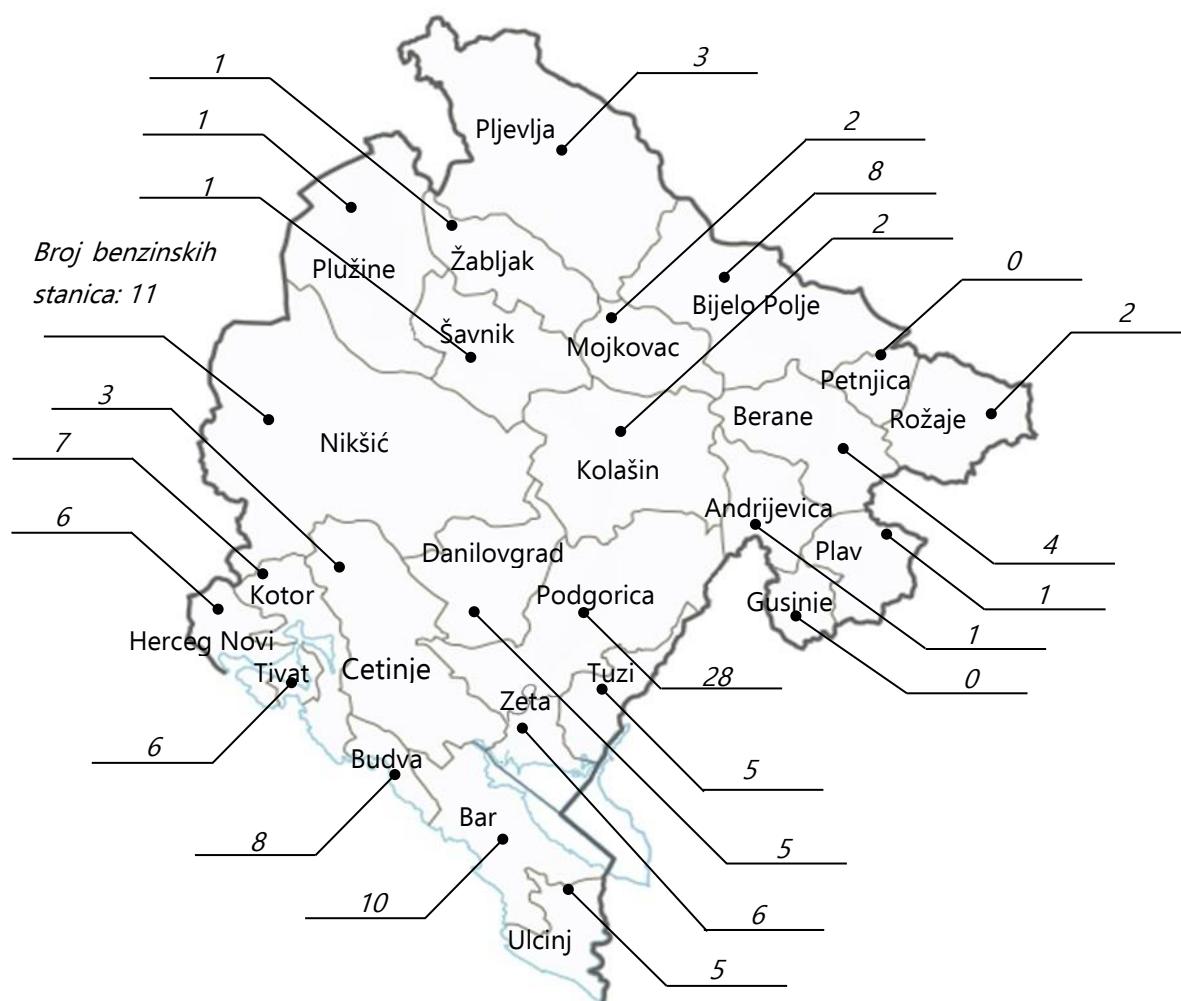
	Energetski subjekat	Broj transportnih sredstava
1.	AD Jugopetrol Podgorica	27
2.	DOO Samcommerce plus Tivat	13
3.	DOO Lukana Podgorica	11
4.	DOO D trans Cetinje	10
5.	DOO Humci Cetinje	9
6.	DOO VV Trans Podgorica	8
7.	DOO SMN Transporti Kotor	6
8.	DOO Euro Petrol CG Podgorica	5
9.	DOO HIFA OIL CG	5
10.	DOO JET Trans	5

1.3.1.3 Prodajni kapaciteti

Na kraju 2022. godine djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljana je na 126 objekata u Crnoj Gori, od toga na 120 benzinskih i plinskih stanica i 6 jahting servisa. Prodaja na veliko se obavlja na instalaciji u Baru, 2 avioservisa i 3 skladišta. U vlasništvu AD „Jugopetrol“

Podgorica je 51 objekat, od toga 45 benzinskih stanica, tri jahting servisa (Budva, Kotor i Herceg Novi), dva avioservisa (Podgorica i Tivat) i instalacija u Baru, dok je preostali 81 objekat u vlasništvu drugih licenciranih subjekata (75 benzinskih i plinskih stanica, 3 jahting servisa i 3 skladišta).

Na Mapi 1.3.1 dat pregled broja benzinskih i plinskih stanica po opština u Crnoj Gori, dok je u Tabeli 1.3.2 dat prikaz subjekata koji posjeduju više od pet benzinskih stanica, uključujući plinske stanice i jahting servise.



Mapa 1.3.1 Pregled broja benzinskih i plinskih stanica i jahting servisa po opština

Tabela 1.3.2 Pregled energetskih subjekata koji posjeduju više od pet benzinskih i plinskih stanica

Energetski subjekat	Broj benzinskih i plinskih stanica
1. AD Jugopetrol Podgorica	45
2. DOO Petrol Crna Gora MNE Podgorica	16
3. DOO INA Crna Gora Podgorica	13
4. DOO Lukoil Montenegro Podgorica	10

U 2022. godini otvoreno je pet novih benzinskih stanica, jedna u Podgorici, u vlasništvu DOO „Hifa Oil CG“ Podgorica, jedna u Tuzima, u vlasništvu AD „Jugopetrol“ Podgorica, jedna u Zeti, u vlasništvu DOO „Senić petrol“ Zeta, jedna u Budvi, u vlasništvu DOO „Hifa oil CG“ Podgorica i jedna u Baru u vlasništvu „INA Crna Gora“ Podgorica.

Licencu za obavljanje djelatnosti trgovine na veliko naftnim derivatima posjedovala su 34 subjekta, što je za 3,03% više nego na kraju prethodne godine, dok je djelatnost trgovine na veliko TNG-om obavljalo 17 subjekata, što je za 10,53% manje nego na kraju prethodne godine.

1.3.2 Sektor prirodnog gasa

Crna Gora trenutno nema pristup izvorima prirodnog gasa, ni infrastrukturu koja bi podržala njegovo korišćenje. Strategija razvoja energetike jasno prepoznaje prirodni gas kao važan emergent, koji bi doprinio diversifikaciji crnogorskog energetskog miksa. Planirano je da se prirodni gas koristi kao supstitucija za druge oblike energije, a posebno za upotrebu električne energije i uglja za grijanje i hlađenje. Prirodni gas se smatra ekološki najprihvatljivijim gorivom jer u poređenju sa ostalim fosilnim gorivima ima najmanji koeficijent emisije ugljendioksida po jedinici oslobođene energije. Kao takav, u odnosu na ostala fosilna goriva, manje zagađuje okolinu i lako se koristi, te zbog toga sve više dobija na važnosti kako se zalihe postojećih fosilnih engergenata smanjuju.

Vlada Crne Gore je 2017. godine usvojila Master plan gasifikacije Crne Gore koji, zajedno sa Izveštajem o strateškoj procjeni uticaja na životnu sredinu i Smjernicama za planiranje prioritetnih investicija u projekte gasovoda, čini krovni dokument za sektor prirodnog gasa u Crnoj Gori. Master plan razmatra moguće scenarije snabdijevanja Crne Gore gasom i zakљučuje da je najrealnije da se Crna Gora snabdijeva prirodnim gasom izgradnjom Jonsko-jadranskog gasovoda (u daljem tekstu: IAP) i valorizacijom svojih gasnih rezervi iz jadranskog podmorja.

IAP je već godinama predmet interesovanja vlada zemalja regiona. Još 2007. godine su Vlade Crne Gore, Hrvatske i Albanije potpisale Ministarsku deklaraciju o podršci realizaciji projekta IAP (naknadno je deklaraciju potpisala i Vlada Bosne i Hercegovine). Pod okriljem Energetske zajednice je 2010. godine osnovan Međudržavni odbor za koordinaciju i podršku aktivnostima na projektu IAP. Nakon toga je Investicioni okvir za Zapadni Balkan odobrio finansiranje sveobuhvatne studije izvodljivosti za cijelokupni IAP projekat, master planova gasifikacije Crne Gore i Albanije, uključujući prateće dokumente, kao i idejnog projekta Jonsko-jadranskog gasovoda na teritoriji Crne Gore i Albanije.

Osnovna namjena IAP-a je da poveže postojeći i planirane sisteme prenosa gasa Republike Hrvatske sa gasom koji potiče iz Kaspijskog basena. Gas iz Azerbejdžana stiže u Evropu takozvanim Južnim gasnim koridorom, dugim 3.500 km, kojeg, pored gasovoda Južni Kavkaz, sačinjavaju i 2.000 km dugi TANAP gasovod (eng. *Trans Anatolia Natural Gas Pipeline*) i 867 km dugi Trans-jadranski gasovod (eng. *Trans-Adriatic Pipeline* – u daljem tekstu: TAP). Planirano je da se IAP poveže sa TAP-om u blizini Fijera u Albaniji i, idući na sjever uz jadransku obalu, završi u Splitu. Vrlo je važno to što je predviđeno da IAP bude dvosmjeran, tako da linija snabdijevanja može biti i sjever-jug, sa LNG terminala na ostrvu Krk u Hrvatskoj ili iz nekih drugih izvora. Izgradnja gasovoda će omogućiti gasifikaciju Albanije i Crne Gore, južne Hrvatske i Bosne i Hercegovine i obezbijediti diversifikovano

i pouzdano snabdijevanje prirodnim gasom. Planirana dužina gasovoda je 511 km i on stvara preduslove za razvoj tržišta prirodnog gasa Albanije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine i Hrvatske na nivou od oko 5-7 milijardi m³.

U 2016. godini je osnovana Jedinica za upravljanje projektom IAP (eng. *Project Management Unit* – u daljem tekstu: PMU), koja se sastoji od po jednog predstavnika državnog organa nadležnog za energetiku i po jednog predstavnika operatora prenosnog sistema prirodnog gasa iz sve četiri zemlje potpisnice Memoranduma o razumijevanju i saradnji na implementaciji projekta IAP. Status posmatrača u PMU, bez prava glasa, imaju azerbejdžanska kompanija SOCAR i Sekretarijat Energetske zajednice. Ministarstvo nadležno za poslove energetike Crne Gore je zaduženo za koordinaciju svih aktivnosti i predstavlja stalni Sekretarijat PMU-a.

„Idejni projekat Jonsko-jadranskog gasovoda na teritoriji Albanije i Crne Gore”, koji je započet u septembru 2018. godine je završen u novembru 2021. godine. Projekat je finansirao Investicioni okvir za Zapadni Balkan (eng. *Western Balkans Investment Framework* – WBIF) i sadrži:

- idejni projekat crnogorske sekcije gasovoda, koji se zasniva na prethodnim studijama izvodljivosti i usklađen je sa relevantnom crnogorskom regulativom i prostornim planovima,
- procjenu uticaja na društvo i okolinu, urađenu u skladu sa crnogorskom regulativom i međunarodnim zahtjevima, za koju je sprovedena javna rasprava,
- dokumenta koja su neophodna za dobijanje odgovarajućih dozvola,
- preliminarnu procjenu investicionih troškova, i
- plan implementacije projekta.

1.3.3 Istraživanja ugljovodonika u crnogorskem podmorju

Vlada Crne Gore je na sjednici održanoj 8. decembra 2022. godine utvrdila *Predlog Zakona o mjerama sigurnosti prilikom istraživanja i proizvodnje ugljovodonika u podmorju*. Ovim zakonom, Crna Gora u nacionalno zakonodavstvo transponuje Direktivu 2013/30/EZ. Predlog Zakona je upućen Skupštini Crne Gore na razmatranje i donošenje.

Crna Gora je do sada zaključila dva ugovora o koncesiji za proizvodnju ugljovodonika u podmorju Crne Gore na osnovu Zakona o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika („Službeni list CG”, br. 41/10, 40/11 i 62/13), i to:

- Ugovor o koncesiji za proizvodnju ugljovodonika za blokove 4118-4; 4118-5; 4118-9; 4118-10, ukupne površine 1.228 km, koji je 14. septembra 2016. zaključen sa kompanijama Eni Montenegro, BV Holandija i Novatek Montenegro. Izbušena je prva istražna bušotina do dubine od 5.954 metra. Sve formacije prognozirane seizmičkom interpretacijom za sad su nabušene, što je dobar pokazatelj kvalitetnog pristupa obradi seizmičkih podataka. Rezervoar formacija je probušen, ali je bušotina dala negativne rezultate. Koncesionari su po osnovu ugovora o koncesiji bili u obavezi da u toku prvog perioda istraživanja izbuše još jednu bušotinu čija je planirana dubina 1.045 metara. Do izvođenja predmetnih radova nije došlo iz razloga što su koncesionari u pisanoj formi obavijestili Ministarstvo kapitalnih investicija da odustaju od izvođenja radova, kao i od dalje realizacije ugovora o koncesiji. Koncesionari su u skladu sa

ugovorom o koncesiji izvršili uplatu sredstava predviđenih za bušenje druge istražne bušotine i ostalih obaveza i time su se stekli uslovi za prestanak važenja ugovora o koncesiji;

- Ugovor o koncesiji za proizvodnju ugljovodonika u podmorju Crne Gore za blokove 4219-26 i 4218-30, koji je 15. marta 2017. zaključen s kompanijom Energean Montenegro Limited, Kipar. Ugovorom o koncesiji je predviđeno da faza istraživanja traje ukupno sedam godina, sa dva perioda istraživanja (podfaze) od tri i četiri godine. Na zahtjev koncesionara Vlada Crne Gore je, u skladu sa Zakonom o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika i ugovorom o koncesiji, dva puta odobrila produženje faze istraživanja, odnosno prvog perioda istraživanja, za period od godinu dana, t.j. ukupno za dvije godine. Shodno navedenim produženjima, prvi period istraživanja traje ukupno pet godina do 15. marta 2022. godine, dok faza istraživanja sada traje ukupno devet godina do 15. marta 2026. godine. Koncesionar je, u skladu sa Ugovorom o koncesiji, u toku prvog perioda faze istraživanja realizovao obaveze predviđene u okviru obaveznog radnog programa. U skladu sa Zakonom o istraživanju i proizvodnji ugljovodonika i Ugovorom o koncesiji, Energean je dužan da obezbijedi novog partnera koji će biti prihvatljiv za Vladu Crne Gore, kako bi ušao u drugi period faze istraživanja.

REZIME:

Do sada sprovedene analize i studije ukazuju da Crna Gora raspolaže značajnim potencijalom energetskih resursa iz obnovljivih izvora (hidroenergija, energija vjetra i sunca i biomasa) i rezervama uglja. Međutim, za adekvatnu i pravovremenu valorizaciju raposloživih resursa, uvažavajući ciljeve na koje se Crna Gora obavezala, neophodno je postojanje kvalitetnih straških dokumenata. U trenutku pisanja ovog izvještaja, Crna Gora skoro godinu dana kasni sa donošenjem Nacionalnog energetskog i klimatskog plana, bazirajući strategiju razvoja energetike na dokumentu iz 2014. godine.

Nakon sedmogodišnjeg niza, izvještajna godina predstavlja prvu godinu u kojoj u pogon nije ušao nijedan proizvodni objekat u komercijalnom režimu. Međutim, u 2022. godini 246 kupaca priključenih na distributivni sistem je promijenilo status u kupca-proizvođača. Njihova instalisana snaga je 2,2 MW, što čini 0,21% od ukupne instalisane snage svih elektrana u Crnoj Gori. Po pitanju domaće proizvodnje električne energije, izvještajnu godinu je obilježilo značajno smanjenje proizvodnje iz hidroelektrana u odnosu na prosjek proizvodnje hidroelektrana u periodu 2013-2021. godine (za 16,81%), dok je proizvodnja TE Pljevlja bila za 7,45% veća u odnosu na prosječnu proizvodnju termoelektrane u periodu 2013-2021. godine.

Elektroenergetski sistem Crne Gore na kraju 2022. godine obuhvatao je 49 elektrana i 21.627,50 kilometara prenosne i distributivne mreže rasprostranjenih preko čitave teritorije Crne Gore, koji opslužuje ukupno 425.816 kupaca, od kojih su 267 kupci-proizvođači.

U 2022. godini se bilježi rast potrošnje električne energije kod kupaca priključenih na distributivni sistem za 4,6%, dok se, sa druge strane, bilježi ogroman pad potrošnje kupaca priključenih na prenosni sistem (77,12%). Glavni razlog naglog smanjenja potrošnje kupaca u 2022. u odnosu na 2021. godinu je smanjenje potrošnje KAP-a.

Gubici u prenosnom sistemu Crne Gore u 2022. godini su iznosili 1,68% i niži su od gubitaka ostvarenih u 2021. godini (1,79%). U distributivnom sistemu, nastavljen je trend smanjenja gubitaka i u izvještajnoj godini, kada su gubici smanjeni sa 12,39% koliko su iznosili 2021. godine, na 11,62% u 2022. godini.

Na tržištu naftnih derivata Crne Gore, na kraju 2022. godine poslovalo je 65 energetskih subjekata; ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a iznosili su 97.228 m³; ukupan broj transportnih sredstava koja su licencirana od strane REGAGEN iznosio je 129; dok se djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljala u 126 objekata u Crnoj Gori, od toga na 120 benzinskih i plinskih stanica i šest jahting servisa.

Koncesionari za proizvodnju ugljovodonika Eni Montenegro, BV Holandija i Novatek Montenegro, BV Holandija su u pisanoj formi obavijestili Ministarstvo kapitalnih investicija da odustaju od izvođenja radova, kao i od dalje realizacije Ugovora o koncesiji. Koncesionari su u skladu sa Ugovorom o koncesiji izvršili uplatu sredstava predviđenih za bušenje druge istražne bušotine i ostalih obaveza i time su se stekli uslovi za prestanak Ugovora o koncesiji. Koncesionar za druge blokove, Energean Montenegro Limited, Kipar, je, u skladu sa Ugovorom o koncesiji, u toku prvog perioda Faze istraživanja realizovao obaveze predviđene u okviru Obaveznog radnog programa, a Faza istraživanja, nakon produžetka koji je odobrila Vlada Crne Gore, sada traje ukupno devet godina do 15. marta 2026. godine. Koncesionar je dužan obezbijedi novog partnera koji će biti prihvatljen za Vladu Crne Gore, kako bi ušao u drugi period Faze istraživanja.

2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA

2 NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA

REGAGEN, u vršenju javnih ovlašćenja utvrđenih Zakonom o energetici, pored ostalog, sprovodi nadzor nad radom i poslovanjem energetskih subjekata, u cilju obezbeđivanja efikasnog i kvalitetnog obavljanja energetskih djelatnosti.

2.1 Nadzor elektroenergetskog sektora

Nadzor se vrši nad subjektima koji posjeduju licencu za obavljanje energetske djelatnosti, izdatu od strane REGAGEN, kao i nad subjektima koji, na osnovu rješenja, izdatog od strane REGAGEN, obavljaju neku energetsku djelatnost. Svrha nadzora je praćenje zakonitosti rada, sa ciljem, ukoliko je potrebno, usklađivanja poslovanja subjekata nadzora sa propisima koji regulišu oblast energetike.

2.1.1 Ugovorni odnosi između snabdjevača, operatora distributivnog sistema i kupaca

Zakonom o energetici propisana je obaveza da su kupac koji je priključen na distributivni sistem bez saglasnosti za priključenje, a ispunjava uslove utvrđene tehničkim propisima i snabdjevač dužni da najkasnije do 31. decembra 2021. godine zaključe ugovor o snabdijevanju. Ispunjenošć uslova kupac dokazuje odgovarajućim atestom i jednopolnom šemom instalacije, o čemu operator sistema dostavlja obaveštenje izabranom snabdjevaču. Takođe, utvrđena je obaveza kupca da plati naknadu za priključnu snagu prema snazi iskazanoj u navedenoj jednopolnoj šemi instalacije.

Zakon o energetici dalje propisuje da će se za kupce koji su snabdijevani od strane snabdjevača do dana stupanja na snagu zakona, a koji nijesu zaključili ugovor o snabdijevanju u pisanoj formi, do njegovog zaključenja smatrati da su snabdjevač i kupac u ugovornom odnosu po pristupu. Snabdjevač ima pravo da kupcu obustavi isporuku električne energije, ako i nakon pisanog zahtjeva snabdjevača za zaključenje ugovora o snabdijevanju, kupac odbije da zaključi ugovor o snabdijevanju. Obaveza snabdjevača je bila da do 1. januara 2021. godine zaključi ugovore o snabdijevanju sa krajnjim kupcima, koji nemaju zaključen ugovor o snabdijevanju u pisanoj formi. Realizacija navedene obaveze vrši se nakon prijema obaveštenja operatora da kupac ispunjava uslove utvrđene tehničkim propisima.

Na kraju 2022. godine u Crnoj Gori je bilo ukupno 425.816 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije. U odnosu na 2021. godinu to je porast od 2,8% (414.030 kupaca). Po naponskim nivoima broj kupaca je iznosio: 36 kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo, 586 kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo, 42.591 kupac iz kategorije ostali kupci priključenih na 0,4 kV naponski nivo i 382.603 kupca iz kategorije domaćinstva, priključenih na 0,4 kV naponski nivo.

Na kraju 2022. godine EPCG je imala zaključene ugovore o snabdijevanju sa 187.010 kupaca koji su priključeni na distributivni sistem (44%). Po naponskim nivoima broj kupaca sa zaključenim ugovorima o snabdijevanju je iznosio: na srednjem naponu 35 kV, 20 kupaca od ukupno 36 (56%), na srednjem naponu 10 kV, 293 kupca od ukupno 586 (50%), na niskom naponu 0,4 kV, 186.697 kupaca od ukupno 425.194 (44%), od čega iz kategorije domaćinstva 162.662 kupca od ukupno 382.603 (43%) i iz kategorije ostali kupci 24.035 kupaca od ukupno 42.591 (56%). Na osnovu

navedenih podataka, utvrđuje se da je u 2022. godini ostvaren blagi rast broja zaključenih ugovora u odnosu na ukupni broj kupaca priključenih na distributivni sistem, u odnosu na 2021. godinu (5%).

Pored navedenih ugovora, u 2022. godini zaključeno je i 6.670 ugovora o snabdijevanju na određeno vrijeme, što je za 2.593 više u odnosu na 4.077 ugovora zaključenih u 2021. godini.

Uzimajući u obzir procenat zaključenih ugovora o snabdijevanju u odnosu na ukupni broj kupaca iz kategorije domaćinstva, zaključuje se da se godišnje ostvaruje mali porast broja zaključenih ugovora. Neispunjavanje navedene zakonske obaveze, odnosno njena realizacija u nedovoljnoj mjeri, kako se može ocijeniti trenutno stanje po ovom pitanju, sigurno ne doprinosi daljem razvoju maloprodajnog tržišta, već se održava *status quo*. Pored navedenog, veći procenat zaključenih ugovora značajno bi podigao informisanost kupaca o njihovim pravima, što bi u konačnom doprinijelo povećanoj zaštiti potrošača.

U tom cilju, a imajući u vidu postojeći zakonski okvir, obaveza je snabdjevača da poboljša realizaciju postojećeg ili pronađe novi mehanizam koji bi olakšao izvršenje predmetne obaveze, ili da, u slučaju održavanja stanja kakvo je opisano u ovom poglavlju, predloži alternativno zakonsko rješenje, odnosno podnese inicijativu resornom ministarstvu za izmjenu zakona u ovom dijelu.

2.1.2 Razgraničenje imovine između CGES-a, CEDIS-a i EPCG-a

Zakonom o energetici je propisano koja postrojenja i oprema, čine prenosni, odnosno distributivni sistem, kao i da je mjesto razgraničenja odgovornosti između energetskih subjekata međusobno, mjesto priključenja objekta energetskih subjekata na prenosni ili distributivni sistem.

Do izdvajanja CGES-a i CEDIS-a iz vertikalno integrisanog subjekta - EPCG, sva imovina koja služi za obavljanje elektroenergetskih djelatnosti bila je u vlasništvu EPCG.

Imajući u vidu navedene procese izdvajanja i zakonsko određenje prenosnog, odnosno distributivnog sistema, opravdana je potreba za identifikovanjem tačke razgraničenja između EPCG i CGES-a, odnosno između CGES-a i CEDIS-a. U skladu sa navedenim, Zakonom o energetici je propisana obaveza operatora prenosnog sistema i proizvođača električne energije da izvrše primopredaju postrojenja i opreme koja su dio prenosnog sistema, kao i obaveza operatora distributivnog sistema i operatora prenosnog sistema da izvrše primopredaju postrojenja i opreme koja su dio distributivnog sistema.

Međusobna prava i obaveze u preuzimanju postrojenja i opreme uređuju se ugovorima između navedenih subjekata, a koji su, u prethodnom periodu, bili privremenog karaktera, na godišnjem nivou, dok su paralelno sprovedene aktivnosti u cilju zaključivanja trajnih ugovora.

U vezi sa aktivnostima primopredaje opreme i postrojenja između EPCG i CGES, nakon završenog postupka identifikacije opreme i postrojenja koja su predmet primopredaje, CGES je zaključio ugovor sa nezavisnim procjeniteljem, dok je EPCG po zahtjevu procjenitelja prikazala opremu i postrojenja koja su predmet procjene i za istu dostavila traženu dokumentaciju. Nakon usvajanja konačnog izvještaja o procjeni od strane radnih timova CGES i EPCG, pristupiće se, kako smo informisani od strane CGES, usaglašavanju ugovora o primopredaji opreme i postrojenja i eventualnog ugovora o

korišćenju opreme i postrojenja koja su u funkciji obavljanja djelatnosti proizvođača i operatora prenosnog sistema.

Kada su u pitanju aktivnosti sprovedene po pitanju primopredaje postrojenja i opreme između CGES i CEDIS, tokom 2022. godine završena je procjena postrojenja i opreme 35 kV koja je predmet primopredaje, a u toku su aktivnosti CGES na pribavljanju odobrenja nadležnih ministarstava, u vezi sa prometovanjem postrojenja i opreme 35 kV u objektima TS X/35 kV na kojima postoji teret – zaloga u korist države Crne Gore, kao i saglasnosti KfW banke za prometovanje opreme koja je obezbijeđena kroz grant, koji su preduslov za zaključenje ugovora o primopredaji.

Prema saznanjima REGAGEN, do dana sačinjavanja ovog izvještaja, ugovori koji se odnose na razgraničenje između EPCG i CGES, odnosno između CGES i CEDIS, nijesu zaključeni.

Okončanjem predmetnih postupaka izvršila bi se jasna podjela odgovornosti između navedenih subjekata što se tiče funkcionisanja djelova elektroenergetskog sistema čiji su oni vlasnici. Izvršenje ove obaveze je od suštinskog značaja za adekvatno upravljanje, održavanje i razvoj prenosnog i distributivnog sistema električne energije, a u konačnom, za unaprjeđenje kvaliteta usluge pružene krajnjem korisniku.

Na kraju, treba istaći da propisane obaveze razgraničenja opreme i postrojenja između navedenih subjekata egzistiraju od donošenja Zakona o energetici – januar 2016. godine, a da je rok za njihovo ispunjavanje bio 12 mjeseci od dana stupanja na snagu zakona – januar 2017. godine. U odnosu na ovako utvrđene zakonske obaveze, uzimajući u obzir protekli vremenski period, jasno je da postoje određeni izazovi koji su se u proteklom periodu pokazali kao nerješivi. U slučaju izostanka najavljenе realizacije navedenih obaveza u skorijem periodu, uključeni subjekti treba da pojačaju svoju angažovanost po navedenim pitanjima ili da, u slučaju nemogućnosti izvršenja obaveza, predlože novi način za razgraničenje, odnosno da podnesu inicijativu resornom ministarstvu za izmjenu zakona u ovom dijelu.

2.1.3 Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom

Kako je električna energija postala neizostavni dio života savremenog čovjeka, obezbjeđenje odgovarajućeg kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom kupaca postalo je imperativ. S tim u vezi, uređivanje minimuma kvaliteta usluge predstavlja jedan od fokusa regulacije i nadzora nad elektroenergetskim subjektima, bilo kroz utvrđivanje pravila kojima se uređuju standardi kvaliteta, ili kroz uspostavljanje podsticajnih regulatornih mehanizama.

Prvi, veoma važan korak u regulaciji kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom u Crnoj Gori, napravljen je u avgustu 2017. godine donošenjem *Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom* („Službeni list CG“, broj 50/17) (u daljem tekstu: Pravila), kojima se uređuju opšti i pojedinačni minimum kvaliteta. U odnosu na pojedinačni minimum kvaliteta, ovim pravilima je obezbijeđeno unapređenje kvaliteta usluge koju operatori sistema i snabdjevači pružaju kupcima, kroz utvrđivanje minimalnih standarda kvaliteta i uspostavljanje mehanizma finansijskih kompenzacija u slučaju neispunjavanja navedenih standarda. U tom pogledu, uvažen je značaj boljeg kvaliteta napajanja kupaca i blagovremenog odgovora elektroenergetskih subjekata na njihove zahtjeve. Sa druge strane, po pitanju opštih parametara kvaliteta, Pravilima je propisana obaveza

operatora sistema da vode evidenciju podataka o prekidima u napajanju, kao i način proračuna parametara koji kvantificuju generalni nivo kvaliteta napajanja kupaca električnom energijom u prenosnom i distributivnom sistemu. Na ovaj način omogućeno je praćenje opšteg kvaliteta napajanja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem.

Drugi važan pomak napravljen je u julu 2022. godine donošenjem novih metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema, u kojima je dotadašnji regulatorni model proširen uvođenjem podsticajnog mehanizma za poboljšanje kvaliteta napajanja kupaca, kroz uspostavljanje zavisnosti između regulatorno dozvoljenog prihoda operatora sistema i ostvarene vrijednosti opšthih parametara kvaliteta u odnosu na postavljene (ciljne). Zbog potrebe da se obezbijedi dovoljan obim istorijskih podataka za utvrđivanje ciljnih vrijednosti, ostvarenje opšthih parametara u odnosu na ciljne vrijednosti će biti praćeno od 2026. godine.

Dodatno, u cilju unapređenja usluge koja se pruža kupcima, u junu 2023. usvojena su Pravila o izmjenama i dopunama Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom („Službeni list CG”, broj 59/23), kojima je uveden novi pojedinačni standard kvaliteta koji se tiče ukupnog trajanja prekida izazvanih od strane operatora prenosnog, odnosno operatora distributivnog sistema. Naime, dosadašnjim normativnim rješenjem je bila je predviđena obaveza operatora sistema da, pod uslovima propisanim navedenim pravilima, izvrši isplatu finansijske kompenzacije za prekid koji je u kontinuitetu trajao duže od 24, odnosno 36 časova, dok se usvojenim izmjenama i dopunama navedenog akta pravo na finansijsku kompenzaciju proširuje i na slučaj kada je ukupno trajanje prekida na mjesecnom nivou duže od 48, odnosno 60 časova, pod uslovima propisanim ovim pravilima.

2.1.3.1 Opšti parametri kvaliteta

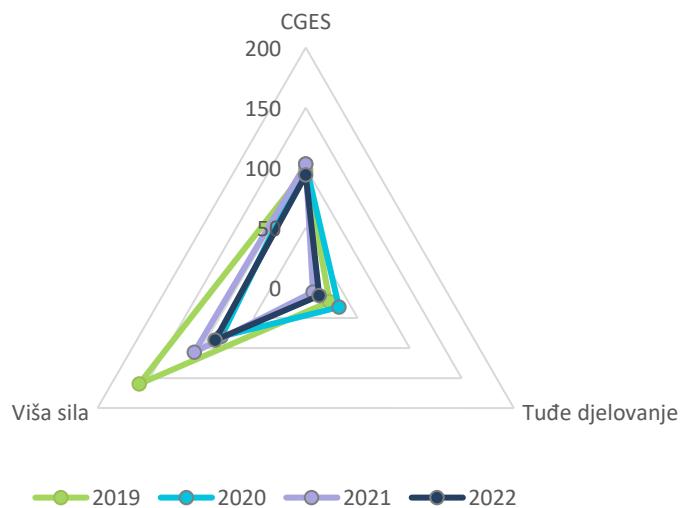
a) Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema

U skladu sa Pravilima, za generalnu ocjenu neprekidnosti napajanja u prenosnom sistemu koriste se indikatori: neisporučena električna energija – ENS (eng. *Energy not Supplied*) i prosječno trajanje prekida – AIT (eng. *Average Interruption Time*). Indikator ENS ima za cilj da kvantifikuje nivo neisporučene električne energije korisnicima priključenim na prenosni sistem i izračunava se kao proizvod prosječne dnevne energije i relativnog udjela trajanja prekida u minutima u odnosu na ukupni broj minuta u danu, dok indikator AIT daje podatak o prosječnom trajanju neraspoloživosti prenosnog sistema na godišnjem nivou, a utvrđuje se kao količnik neisporučene električne energije na godišnjem nivou i ukupno prenesene energije prenosnim sistemom za potrebe domaće potrošnje (isključujući gubitke u prenosnom sistemu). Dakle, proračun navedenih opšthih indikatora kvaliteta bazira se na podacima o prekidima u napajanju u prenosnom sistemu, čiju evidenciju vodi CGES, na osnovu podataka iz tri izvora: dnevnih izvještaja, SCADA sistema (eng. *Supervisory control and data acquisition*)²⁶ i SGM-a (eng. *Smart Grid Manager*). Na ovaj način, obezbjeđuje se veća tačnost

²⁶ SCADA sistem predstavlja složeni sistem koji omogućava upravljanje i nadzor nad određenim procesom (u konkretnom slučaju: radom elektroenergetskog sistema), odnosno, koji služi za priključivanje podataka sa udaljenih stanica, prenos i prikazivanje tih podataka u centru upravljanja, sa jedne strane, i prenos upravljačkih naredbi iz centralne stanice do udaljenih uređaja u cilju kontrole procesa, sa druge strane.

evidencije prekida u napajanju, odnosno utvrđivanja vremena početka i kraja prekida, kao i podataka za utvrđivanje prosječne dnevne energije koja je potrebna za proračun indikatora ENS.

Prema podacima u Godišnjem izvještaju o praćenju pokazatelja kvaliteta u prenosnom sistemu za 2022. godinu, u 2022. godini evidentirana su ukupno 194 prekida u prenosnom sistemu, od čega 148 neplaniranih i 46 planiranih. U odnosu na 2019., 2020. i 2021. godinu, u kojima je broj prekida iznosio 281, 216 i 217, respektivno, broj prekida u 2022. godini je značajno smanjen, što je vidljivo i na Grafiku 2.1.1. Ovo smanjenje je dominantno posljedica smanjenja broja prekida čiji je, prema evidenciji, uzrok CGES. Kako podatak o smanjenom broju prekida ne znači mnogo dok se ne uzme u obzir i trajanje prekida, analizirajući evidenciju podataka o prekidima u napajanju dostavljenih od strane CGES-a, zaključuje se da je u 2022. godini došlo i do smanjenja ukupnog trajanja prekida na godišnjem nivou – 26.719 minuta u odnosu na 28.435 minuta (Tabela 2.1.1) koliko je ostvareno u 2019. godini, kao minimumu za prethodne tri godine (2019., 2020. i 2021.) – a naročito je značajno smanjenje trajanja neplaniranih prekida (14.346 minuta u 2022. godini u odnosu na 21.299 minuta, koliko je ostvareno u 2019. godini, kao minimumu za prethodne tri godine).



Grafik 2.1.1 Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u 2019., 2020., 2021. i 2022. godini

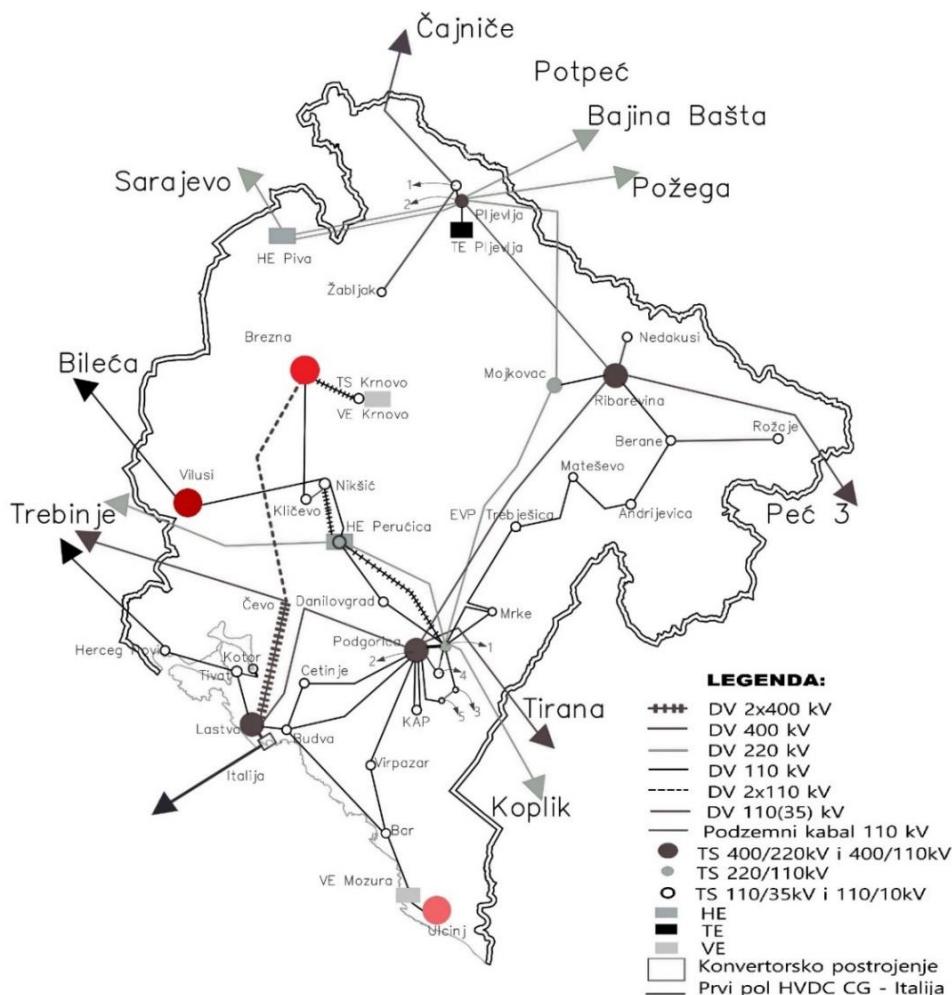
Tabela 2.1.1 Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2022. godini

Prekidi	Trajanje prekida [min]	AIT [min]	ENS [MWh]
Neplanirani	14.346	126,27	681,78
Planirani	12.373	291,36	1.573,13
Ukupno	26.719	417,63	2.254,91
CGES	14.426	307,55	1.660,55

Kako je u trend smanjenja vrijednosti opštih indikatora započet 2019. godine naglo pogoršan 2021. godine (zbog dugog prekida u napajanju TS 110/20 kV „Uvač“), podaci o proračunatim vrijednostima AIT i ENS za 2022. godinu, će biti upoređeni sa ostvarenjem u 2020. godini, kako bi se provjerilo da li je u odnosu na 2020. godinu održan trend unapređenja nivoa kvaliteta isporuke električne energije

iz prenosnog sistema. Vrijednost indikatora ENS u 2022. godini je iznosila 2.254,91 MWh, što je za 9,66% manje u odnosu na vrijednost ovog indikatora u 2020. godini (2.495,96 MWh), dok je vrijednost indikatora AIT u 2022. godini iznosila 6,96 sati (417,63 minuta), što je za 2,38% manje od AIT za 2020. godinu (7,13 sati, odnosno 427,79 minuta). Pored značajnijeg smanjenja vrijednosti ENS, relativno malo smanjenje vrijednosti AIT-a u 2022. godini u odnosu sa 2020. godinu objašnjava se činjenicom da je ukupna prenesena energija sa kojom se dijeli ENS pomnožen sa ukupnim brojem sati u godini, mnogo veća u 2020. godini u odnosu na 2022. godinu. Na kraju, uzimajući u obzir ostvarenu vrijednost indikatora AIT u 2022. godini, može se konstatovati da je ukupna raspoloživost prenosnog sistema tokom 2022. godine iznosila 99,92%.

Kada su u pitanju pojedinačna konzumna područja, privremeno priključena TS 110/20 kV „Gornje Mrke (CRBC)”, koja je služila za napajanje radova na izgradnji autoputa, tokom 2022. godine je bila najduže pogođena prekidima u napajanju u ukupnom trajanju od 7.223 minuta. Pored navedene TS, konzumna područja TS 110/35 „Vilusi“ (4.534 minuta), TS 110/35 kV „Brezna“ (3.788 minuta), TS 110/35 „Ulcinj“ (3.615 minuta) takođe su bila pogođena dugim prekidima u napajanju tokom 2022. godine (Slika 2.1.1). Važno je istaći da se od ukupnog trajanja prekida u napajanju konzumnog područja TS 110/35 kV „Vilusi“ najveći dio (3.428 minuta) odnosi na neplanirane prekide, dok se za TS 110/35 kV „Brezna“ i TS 110/35 kV „Ulcinj“ veći dio ukupnog trajanja prekida odnosi na planirane prekide (3.048 minuta i 2.417 minuta, respektivno), uslijed izvođenja radova na održavanju DV 110 kV „Kličev – Brezna“ i DV 110 kV „Bar – Možura“ i „Možura – Ulcinj“. Potrebu za poboljšanjem pouzdanosti napajanja TS 110/35 kV „Vilusi“, CGES je prepoznao kroz kandidovanje investicije „Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi“ 2012. godine, kojom je planirana rekonstrukcija i proširenje TS 110/35 „Vilusi“, kako bi se omogućilo njeno priključenje na DV 110 kV „Nikšić-Bileća“ po principu „ulaz-izlaz“ i obezbijedilo „sigurnije, pouzданije i kvalitetnije napajanje potrošača na području Vilusa“ i na koju je data saglasnost od strane REGAGEN. Kao rok za realizaciju ove investicije je definisana 2016. godina, ali je CGES kroz kasnije investicione planove odlagao rok za realizaciju ove investicije. Prema posljednjem investicionom planu CGES-a za period 2023-2025. godina, na koji je REGAGEN dala sagalsnost, završetak ove investicije je planiran 2027. godine. Potrebno da CGES intenzivira aktivnosti na realizaciji ove investicije zbog problema sa napajanjem konzumnog područja ove trafostanice, na koje je ukazano i u *Izvještaju o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2019. godinu*.



Slika 2.1.1 Konzumna područja najduže pogođena prekidom u napajanju tokom 2022. godine

b) Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema

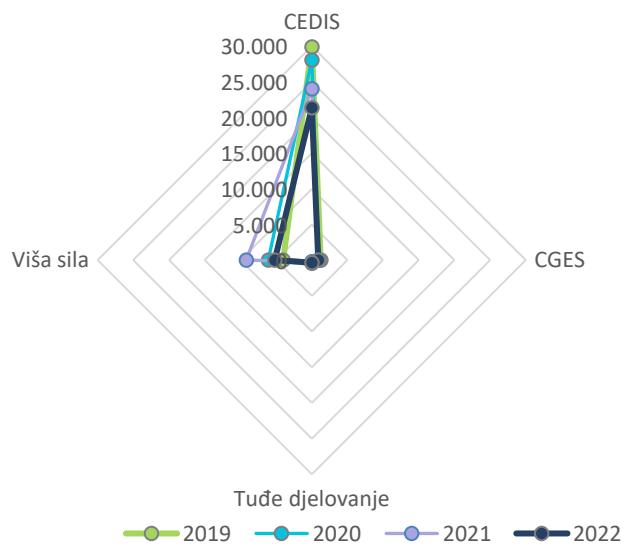
Zbog drugačije prirode distributivnog sistema u odnosu na prenosni, performanse distributivnog sistema u pogledu neprekidnosti napajanja opisuju se korišćenjem indeksa prosječnog trajanja prekida – SAIDI (eng. *System Average Interruption Duration Index*) i indeksa prosječne učestalosti prekida – SAIFI (eng. *System Average Interruption Frequency Index*). U skladu sa Pravilima, indikator SAIDI se utvrđuje kao količnik ukupnog trajanja prekida u napajanju svih korisnika priključenih na distributivni sistem tokom posmatrane godine i ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem, tj. on daje podatak o prosječnom broju prekida kojima je bio izložen reprezentativni korisnik distributivnog sistema na nivou godine. Sa druge strane, indikator SAIFI predstavlja prosječno trajanje prekida kojima je bio izložen reprezentativni korisnik distributivnog sistema, a izračunava se kao količnik ukupnog broja kupaca pogođenih prekidima u napajanju tokom posmatrane godine i ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem. Podaci o prekidima u napajanju u distributivnom sistemu tokom godine predstavljaju osnov za proračun navedenih indikatora.

Kako CEDIS još uvijek nije implementirao SCADA sistem, evidencija prekida u napajanju u distributivnom sistemu se vrši na sljedeće načine:

- za 35 kV mrežu na osnovu podataka iz Softvera za praćenje prekida, topologije mreže i izradu izvještaja o prekidima (eng. *Information SCADA System - ISS*) i dispečerskih dnevnika,
- za 10 kV i 0,4 kV mrežu na osnovu podataka iz dispečerskih dnevnika i obavještenja o prekidima u napajanju od strane kupaca priključenih na distributivni sistem.

Posljednjim odobrenim investicionim planom CEDIS-a – *Investicioni plan CEDIS-a za period 2023-2025. godina*, CEDIS je planirao implementaciju prve faze investicije „ADMS²⁷ i SCADA sistem“ do kraja 2024. godine. Realizacija investicije „SCADA i ADMS“ podijeljena je u dvije faze, gdje je fokus prve faze nabavka i implementacija SCADA i ADMS sistema, uz integraciju 39 TS x/35 kV i TS x/10 kV i tri TS 10/0,4 kV iz centralnog i južnog regiona (Regioni 2, 4 i 5), dok je drugom fazom planirana integracija preostalih TS 35/10 kV u ovim regionima i proširivanje na sjeverni region (Regioni 1, 3, 6 i 7). Realizacijom ove investicije CEDIS-u će, između ostalog, biti omogućen pouzdaniji nadzor nad distributivnom mrežom, tj. dijelom mreže koji je integriran u SCADA i ADMS sistem, i samim tim preciznija i kvalitetnija evidencija podataka o prekidima u napajanju.

Analizirajući podatke iz godišnjih izvještaja o praćenju pokazatelja kvaliteta, može se zaključiti da je u 2022. godini bilo najmanje prekida u napajanju u distributivnom sistemu u odnosu na tri godine koje joj prethode – ukupno 27.834 prekida, što je za 18,93% manje od najmanjeg broja prekida u prethodne tri godine (34.335 u 2021. godini, kada je dostignut minimum u posmatranom trogodišnjem periodu). Od ukupnog broja prekida u 2022. godini, 23.053 su neplanirana, dok je 4.781 prekid planirani. U odnosu na broj prekida po uzrocima (Grafik 2.1.2), u 2022. godini je došlo do značajnog smanjenja broja prekida za koje je, prema evidenciji prekida, odgovoran CEDIS – 21.385 prekida, što je za 10,91% manje od najmanjeg broja prekida za koje je odgovoran CEDIS u prethodne tri godine (24.003 prekida u 2021. godini, kada je dostignut minimum u posmatranom trogodišnjem periodu), što se vidi i na Grafiku 2.1.2.



Grafik 2.1.2 Poređenje broja prekida u distributivnom sistemu u 2019., 2020., 2021. i 2022. godini

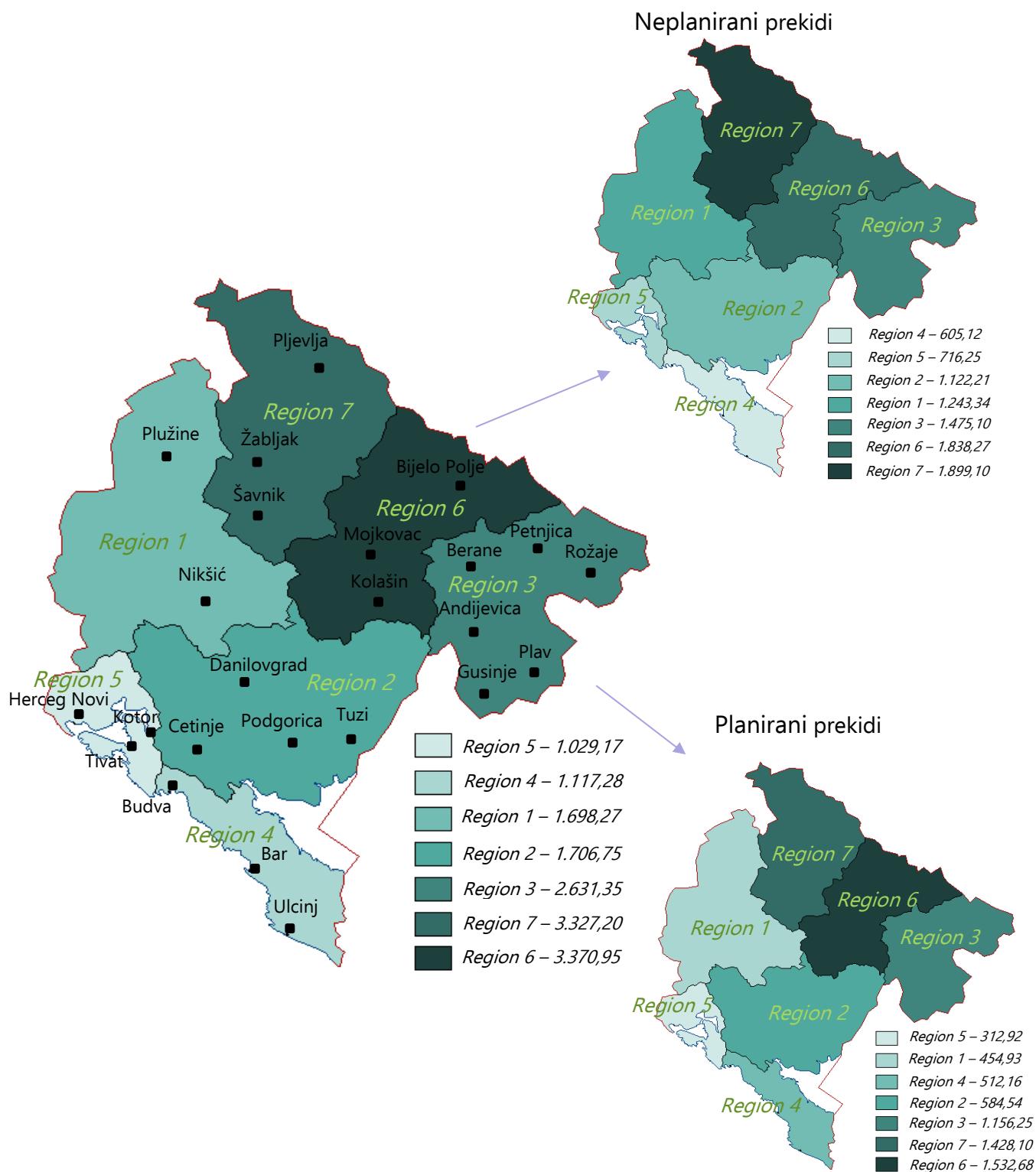
²⁷ Advanced Distribution Management System

Pored smanjenog ukupnog broja prekida u 2022. godini u odnosu na tri godine koje joj prethode, u 2022. godini je došlo i do značajnog smanjenja vrijednosti opštih indikatora kvaliteta SAIDI i SAIFI. Naime, iako je od 2019. godine primjetan blago opadajući trend po pitanju vrijednosti ovih indikatora (Grafik 2.1.3), u 2022. godini je indikator SAIDI (1.753,49 minuta) naglo opao za čak 36,35%, u odnosu na vrijednost ovog indikatora u 2021. godini, dok je indikator SAIFI (23,77) opao za 16,15% u odnosu na vrijednost ovog indikatora u prethodnoj godini. Dakle, budući da ovi indikatori predstavljaju prosječno trajanje prekida napajanja i prosječnu učestalost prekida na nivou distributivnog sistema, ostvarene vrijednosti ovih indikatora ukazuju na značajno poboljšanje kvaliteta isporuke električne energije iz distributivnog sistema u toku 2022. godine, u odnosu na prethodni period.

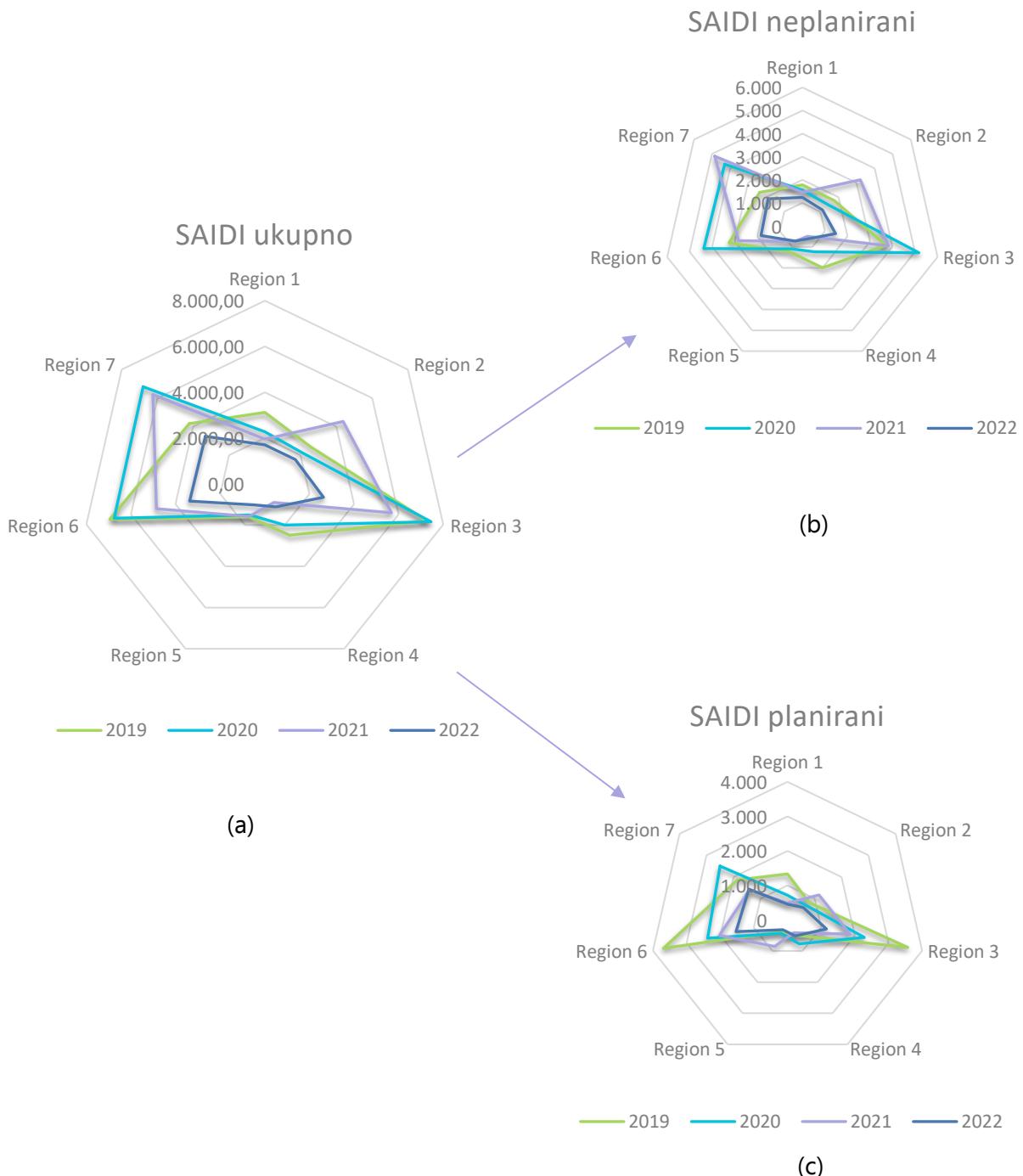


Grafik 2.1.3 Trend promjene vrijednosti indikatora SAIDI i SAIFI u periodu 2019-2022. godine

Na sljedećoj slici su prikazane ostvarene vrijednosti SAIDI indikatora po regionima definisanim od strane CEDIS-a, za sve prekide tokom 2022. godine, kao i posebno za planirane i neplanirane prekide, dok su na Grafiku 2.1.4 uporedo prikazane vrijednosti ovog indikatora u 2019., 2020., 2021. i 2022. godini. U odnosu na vrijednost SAIDI indikatora po regionima, regioni 3, 6 i 7 se ističu po većim vrijednostima ovog indikatora u odnosu na ostale regije, što je posljedica dužeg trajanja i planiranih i neplaniranih prekida. Međutim, sa Grafika 2.1.4 je jasno da su ove vrijednosti značajno opale u odnosu na prethodne godine, iz čega se može zaključiti da je nivo neprekidnosti napajanja u ovim regionima značajno poboljšan u 2022. godini. Navedeno može biti rezultat realizacije investicija u distributivnom sistemu koje su imale za cilj poboljšanje kvaliteta napajanja u navedenim područjima, posebno realizacija investicije „Revitalizacija srednjenačunske i niskonačunske mreže”, ali i povoljnijih vremenskih uslova koji su obilježili prethodnu godinu.

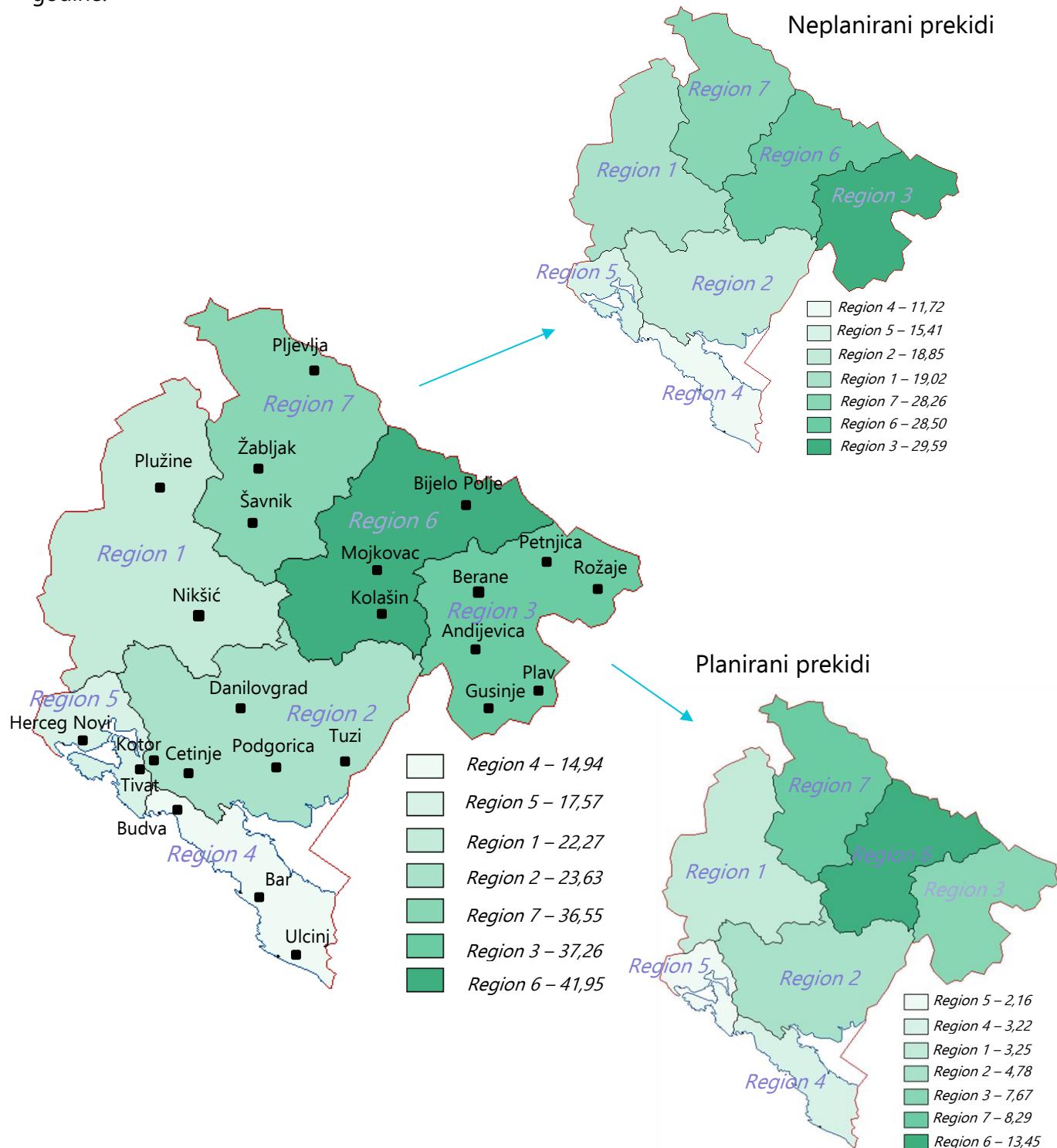


Slika 2.1.2 Vrijednost SAIDI indikatora po regionima



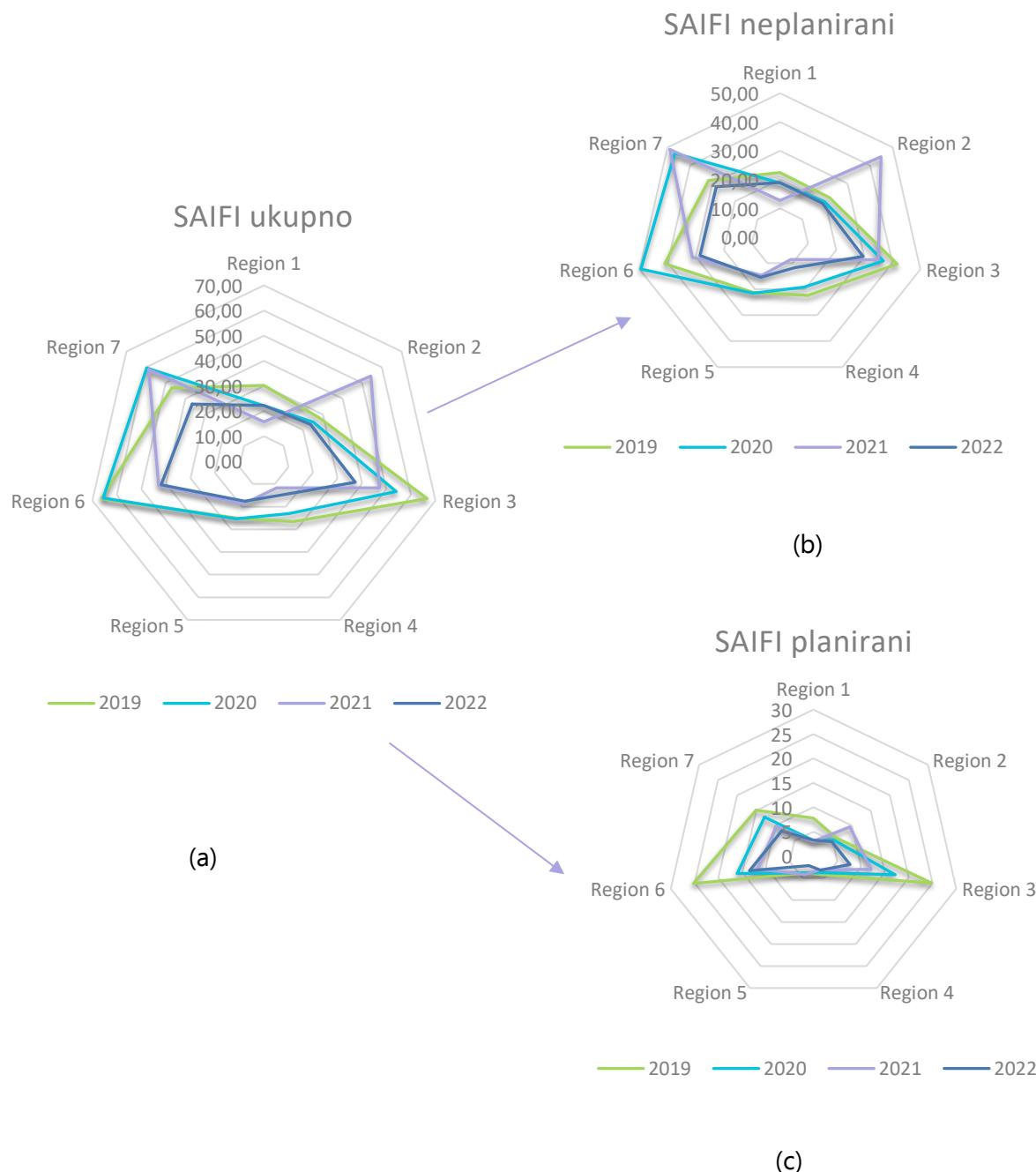
Grafik 2.1.4 Vrijednost SAIDI faktora za 2019, 2020, 2021. i 2022. godinu za (a) sve prekide i posebno za (b) neplanirane i (c) planirane

Na sljedećoj slici prikazane su vrijednosti indikatora SAIFI po regionima i vrsti prekida tokom 2022. godine.



Slika 2.1.3 Vrijednost SAIFI indikatora po regionima

Na Grafiku 2.1.5 su uporedo prikazane vrijednosti indikatora SAIFI u 2019., 2020., 2021. i 2022. godini.



Grafik 2.1.5 Vrijednost SAIFI faktora za 2019., 2020., 2021. i 2022. godinu za (a) ukupne prekide i posebno za (b) neplanirane i (c) planirane

Slično kao i za indikator SAIDI, regioni 3, 6 i 7 su najčešće bili pogođeni prekidima tokom 2022. godine. Međutim, učestalost prekida u regionima 3 i 7 je značajno opala u odnosu na prethodni period, dok je učestalost prekida u regionu 6 ostala na gotovo istom nivou kao u 2021. godini.

2.1.3.2 Pojedinačni parametri kvaliteta

Pojedinačni parametri kvaliteta se utvrđuju u cilju zaštite konkretnog korisnika koji ima neodgovarajući kvalitet usluge, i koji, u tom slučaju, ima pravo na finansijsku kompenzaciju utvrđenu Pravilima.

Pravila definišu minimalne standarde kvaliteta usluga koji se zahtijevaju od operatora sistema i snabdjevača. U 2022. godini je analizom dostavljenih podataka i neposrednim kontrolama vršeno praćenje kvaliteta pružene usluge od strane navedenih subjekata.

a) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema

Pravila utvrđuju obavezu operatora prenosnog sistema da u roku od 24 sata uspostavi ponovno napajanje u prenosnom sistemu električne energije, u slučaju kada je odgovoran za prekid napajanja objekta kupca. U 2022. godini, na nivou prenosnog sistema je evidentiran jedan prekid koji je trajao preko 24 sata.

b) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema

Pravilima su utvrđeni pojedinačni parametri kvaliteta za operatora distributivnog sistema koji se odnose na:

- **ponovno uspostavljanje napajanja u distributivnom sistemu**, ako je operator odgovoran za prekid napajanja objekta kupca, a u roku od 24/36 sati ne uspostavi ponovno napajanje u distributivnom sistemu električne energije,
- **obavještenje o prekidu napajanja**, kada operator izvrši prekid u napajanju objekta kupca, ako u roku utvrđenom Pravilima nije obavijestio kupca o početku i trajanju prekida napajanja putem sredstava javnog informisanja i svoje internet stranice,
- **izdavanje saglasnosti za priključenje**, ako podnositelj zahtjeva podnese uredan zahtjev za izdavanje saglasnosti za priključenje na niskonaponsku mrežu, a operator ne odluči po zahtjevu u zakonskom roku,
- **priključenje kupca**, ako u roku utvrđenom Pravilima operator ne izvrši priključenje kupca, a kupac je ispunio utvrđene obaveze i snabdjevač je dostavio obavještenje o zaključenju ugovora o snabdijevanju električnom energijom sa kupcem,
- **ponovno priključenje kupca**, kada nakon prijema zahtjeva, operator ne izvrši priključenje kupca u roku utvrđenom Pravilima,
- **odgovor na zahtjev za kontrolu ispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja**, kada operator po prijemu zahtjeva kupca da mjerni uređaj ne funkcioniše ispravno, ne obide objekat kupca i ne da mišljenje u roku utvrđenom Pravilima,
- **obilazak objekta kupca**, ako operator ne izvrši obilazak objekta kupca u roku utvrđenom Pravilima, a obavijesti kupca o toj namjeri,
- **odgovor na prigovor o naponu**, kada operator na obavještenje kupca da se napajanje njegovog objekta električnom energijom vrši pod naponom koji je izvan granica dozvoljenih odstupanja

utvrđenih pravilima kojima se uređuje funkcionisanje distributivnog sistema, ne pruži u roku utvrđenom Pravilima odgovor kupcu, kao i obavještenje o načinu i roku za otklanjanje eventualnog nedozvoljenog odstupanja napona, i

- **otklanjanje odstupanja napona**, ako se napajanje kupca priključenog na distributivni sistem vrši pod naponom koji je izvan dozvoljenih granica odstupanja utvrđenih pravilima kojima se uređuje funkcionisanje distributivnog sistema, a operator ne otkloni nedozvoljeno odstupanje u roku utvrđenom Pravilima.

Dakle, kako je i navedeno u uvodnom poglavlju za kvalitet, propisivanjem pojedinačih minimalnih standarda uvažen je značaj neprekidnosti napajanja za kupce i blagovremenog odgovora na zahtjeve kupaca i obavještenje kupaca. U pogledu neispunjavanja pobrojanih pojedinačnih minimuma kvaliteta, CEDIS je u 2022. godini evidentirao sljedeće:

- 243 neplanirana prekida u napajanju u distributivnom sistemu koja su trajala duže od 24 sata, odnosno 36 sati u slučaju prekida u ruralnom području ili prekida koji je izazavn kvarom na kablovskom vodu, od ukupno 23.053 neplaniranih prekida u 2022. godini,
- 399 slučajeva u kojima CEDIS nije u roku od 15 dana, odnosno četiri mjeseca donio odgovarajući akt u vezi sa priključenjem kupca, od ukupno 1.333 zahtjeva,
- 9 slučajeva u kojima CEDIS nije u roku od 15 dana od izvršenja obaveza kupca priključio kupca, od ukupno 6.657 slučajeva,
- 1.820 slučajeva u kojima CEDIS nije u roku od pet dana nakon prijema zahtjeva kupca odgovorio na prijavu o neispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja, od ukupno 3.255 slučaja,
- 167 slučajeva u kojima CEDIS nije u roku od 30 dana nakon prijema obavještenja odgovorio na prigovor o naponu, od ukupno 218 slučajeva, i
- 5 slučajeva u kojima CEDIS nije u roku od tri mjeseca od davanja odgovora operatora otklonio odstupanje napona, od ukupno 19 slučajeva.

U svim navedenim slučajevima, kupci su nakon podnošenja prigovora o neispunjavanju minimuma kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom snabdjevaču u skladu sa Pravilima, ako je u sprovedenom postupku utvrđeno da je prigovor osnovan, imali pravo na finansijsku kompenzaciju u iznosu propisanom Pravilima.

c) Pojedinačni parametri kvaliteta snabdjevača

Pravila utvrđuju i pojedinačne parametre kvaliteta za snabdjevače električnom energijom. REGAGEN je tokom 2022. godine vršila nadzor nad jednim aktivnim snabdjevačem - EPCG, koja je, u skladu sa Pravilima, dostavljala izvještajne obrasce.

Pojedinačni parametri kvaliteta za snabdjevača, utvrđeni Pravilima o minimumu kvaliteta, odnose se na:

- **odgovor na pitanja u vezi plaćanja**, kada kupac traži provjeru ispravnosti obračuna ili mjernih veličina (potrošnje) iskazanih na računu za utrošenu električnu energiju u skladu sa opštim uslovima za snabdijevanje, ako mu snabdjevač u roku utvrđenom Pravilima ne dostavi detaljno

obrazložen odgovor, kao i kada kupac traži odgovor vezan za neizvršavanje finansijske kompenzacije, a snabdjevač u roku utvrđenom Pravilima ne dostavi detaljno obrazložen odgovor,

- **zahtjev za ponovno priključenje**, ako snabdjevač nije u roku utvrđenom Pravilima uputio zahtjev za priključenje operatoru distributivnog sistema za kupca koji je isključen zbog neplaćanja, a kupac je izmirio obaveze prema snabdjevaču, dostavio dokaz o izmirenju i podnio zahtjev za ponovno priključenje, ili su snabdjevač i kupac postigli sporazum o izmirenju duga, i
- **odgovor na zahtjev za kontrolu ispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja**, kada snabdjevač nije u roku utvrđenom Pravilima odgovorio kupcu.

U 2022. godini, po osnovu minimuma kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, podnijeto je ukupno 17 prigovora, od kojih je za 8 utvrđeno da su neosnovani (tri predmeta su prenijeta u 2023. godinu). Više informacija o zaštiti kupaca u dijelu neispunjavanja minimuma kvaliteta je dato u potpoglavlju 4.2.3.

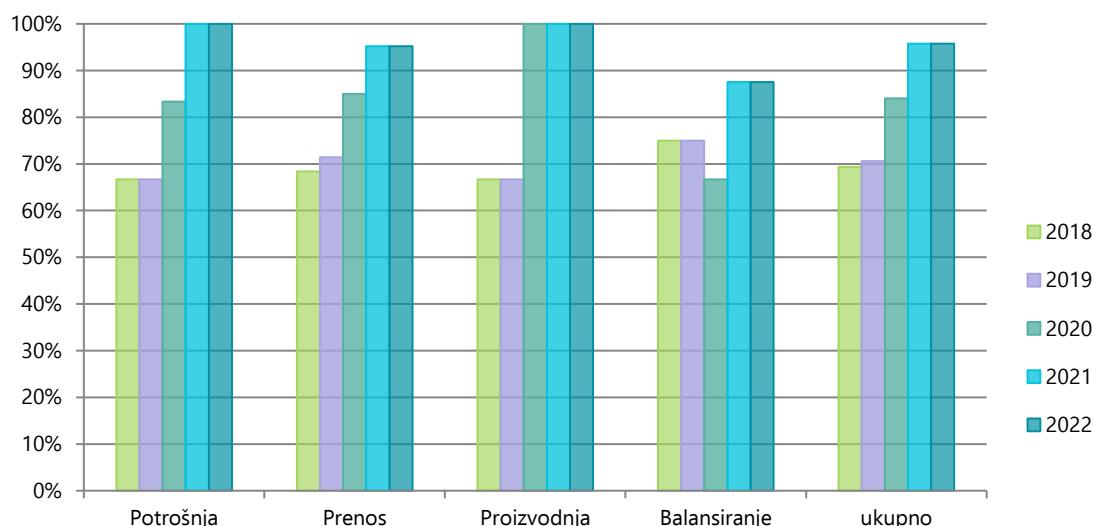
2.1.4 Transparentnost i dostupnost informacija u vezi sa tržištem električne energije

Donošenjem *Pravilnika o podacima koje obezbeđuje operator prenosnog sistema električne energije i načinu dostavljanja i objavljivanja podataka od značaja za tržište električne energije* („Službeni list CG“, broj 14/18) na osnovu *Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa* („Službeni list CG“, broj 42/16), kojim je u nacionalno zakonodavstvo transponovana *Regulativa Komisije EU br. 543/2013 o dostavljanju i objavljivanju podataka o tržištima električne energije*, prepoznata je važnost omogućavanja dostupnosti podataka od značaja za funkcionisanje tržišta u cilju obezbjeđenja ravnopravnog položaja svih učesnika na tržištu, kao bitnog preduslova za adekvatno funkcionisanje tržišta.

Navedenim pravilnikom utvrđena je obaveza operatora prenosnog sistema da sve podatke od značaja za tržište električne energije, koje ima u posjedu, objavljuje na platformi udruženja ENTSO-E. REGAGEN je tokom 2022. godine pratila stepen objavljenih podataka od strane CGES-a na ENTSO-E platformi pri čemu je dio podataka, koje su iz njenog djelokruga rada, u ime operatora prenosnog sistema objavljivala i Kancelarija za koordinisane aukcije u Jugoistočnoj Evropi SEE CAO (eng. *Coordinated Auction Office in South East Europe*).

Podaci za koje je propisana obaveza objavljivanja, podijeljeni su u četiri kategorije: potrošnja električne energije, prenos električne energije, proizvodnja električne energije i balansiranje elektroenergetskog sistema.

Na narednom grafiku dat je uporedni prikaz objavljenih podataka za period 2018-2022. godina, po prethodno pomenutim izvještajnim kategorijama.



Grafik 2.1.6 Stepen objavljenih podataka od značaja za funkcionisanje tržišta za period 2018-2022. godine

Uporedni pregled stepena objavljenih podataka u ugovornim stranama Energetske zajednice koji je dostupan na internet stranici Energetske zajednice (sekcija rezervisana za monitoring koji sprovodi ECRB), rezultat je zajedničkog rada REGAGEN-a i drugih regulatornih tijela ugovornih strana Energetske zajednice.²⁸

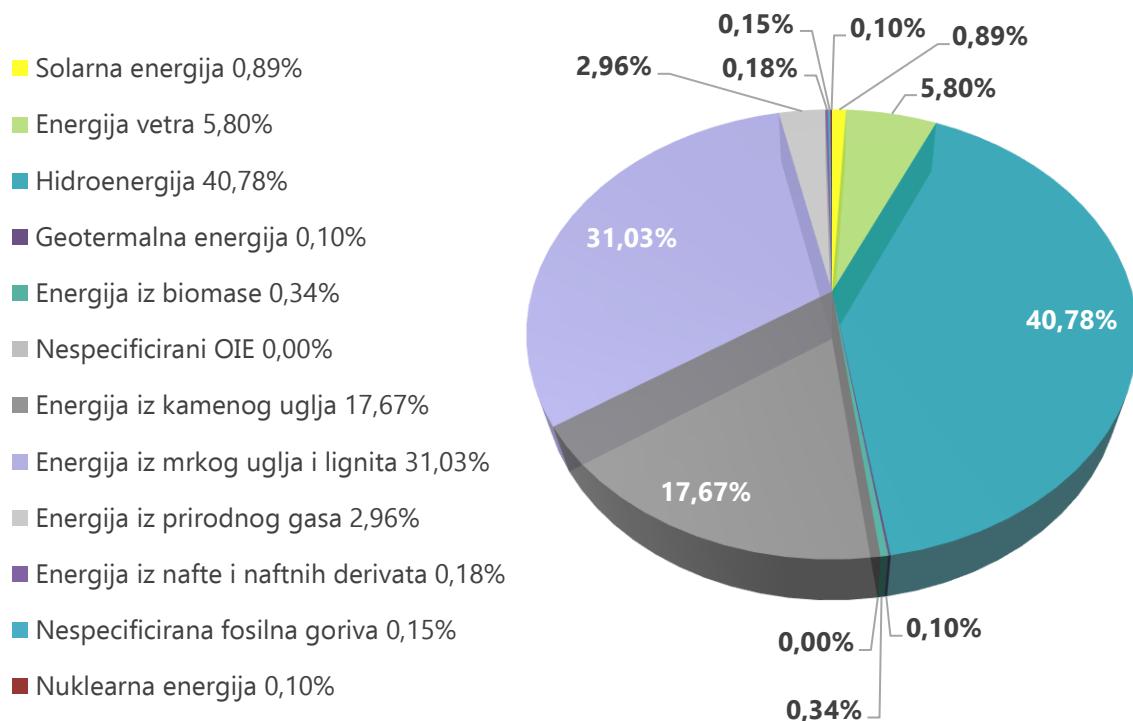
2.1.5 Udjeli izvora energije

Članom 95 stav 4 Zakona o energetici, kao i članom 8 stav 1 *Pravila o načinu proračunavanja, prikazivanja i objavljivanja udjela svih vrsta izvora energije u proizvedenoj, odnosno isporučenoj električnoj energiji i načinu kontrole proračuna* („Službeni list CG”, broj 33/21), propisano je da REGAGEN sprovodi kontrolu proračuna udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima za prethodnu godinu, koji vrši snabdjevač, kao i kontrolu proračuna nacionalnog rezidualnog miksa, koji proračunava operator tržišta.

Saglasno citiranim odredbama, REGAGEN je kontrolisala proračune koje su sačinili navedeni energetski subjekti, a koji se odnose na izveštajnu godinu. Prilikom predmetnih kontrola nijesu uočene nepravilnosti, a izveštaji o kontrolama su objavljeni na sajtu REGAGEN.

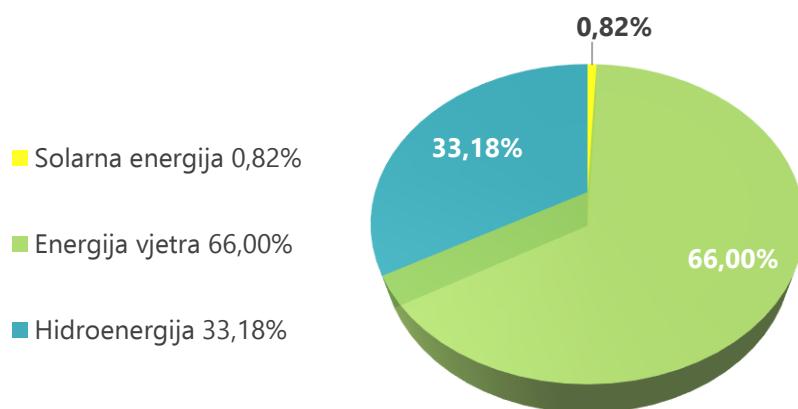
EPCG je svim svojim kupcima dostavila izveštaj koji, između ostalog, sadrži podatke o strukturi pojedinih udjela izvora energije u ukupnoj isporučenoj električnoj energiji za 2022. godinu, dobijene na osnovu gorenavedenog proračuna. Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima prikazan je na Grafiku 2.1.7.

²⁸ Uporednom pregledu može se pristupiti putem sljedećeg linka:
<https://www.energy-community.org/aboutus/institutions/ECRB.html>



Grafik 2.1.7 Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima

Tarifni model, odnosno ponuda snabdjevača kupcima koja se odnosi na udio obnovljivih izvora u isporučenoj električnoj energiji, može biti sa ili bez garantovane strukture isporučene električne energije snabdjevača njegovim krajnjim kupcima. U 2022. godini EPCG je u ponudi imala samo jedan model sa garantovanom strukturu, koji je podrazumijevao isključivo energiju iz obnovljivih izvora. Ovim kupcima, EPCG je uz gore navedeni izvještaj dostavila i prikaz udjela svih vrsta izvora energije koji se odnosi samo na njihov tarifni model, koji je prikazan na Grafiku 2.1.8.



Grafik 2.1.8 Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima sa garantovanom strukturom

2.1.6 Nezavisnost operatora distributivnog sistema električne energije i nezavisnost REGAGEN

Imajući u vidu da su nadzori REGAGEN izvršeni u ranijem periodu, pred prvostepenom instancom (Sud za prekršaje u Podgorici), dobili i svoje sudske epiloge, podsjećamo da je REGAGEN tokom 2021. godine izvršila nadzor u pogledu nezavisnosti operatora distributivnog sistema električne energije, propisane Zakonom o energetici, povodom kojeg je sačinila Izvještaj o sprovedenom nadzoru, u kojem je EPCG-u ukazala na neusklađenost Statuta EPCG i Statuta CEDIS-a sa odredbom člana 135 stav 1 Zakona o energetici, a u vezi sa članom 137 st. 1 do 4 ovog zakona, kao i neusaglašenost odluka Odbora direktora EPCG, donijetih 18. maja 2021. godine²⁹, sa navedenim zakonom. U pomenutom izvještaju, EPCG-u je takođe ukazano da je CEDIS-u, saglasno navedenim odredbama Zakona o energetici, pravno garantovana funkcionalna nezavisnost koja podrazumijeva njegovo pravo da donosi odluke bez spoljnih uticaja osnivača - EPCG, da je, dakle, nezavisnost CEDIS-a, u tom smislu, *de jure* utvrđena, a da je *de facto* narušena navedenim odlukama Odbora direktora EPCG. Na osnovu izloženog, naloženo je EPCG-u da otkloni neusklađenost Statuta EPCG, Statuta CEDIS i navedenih odluka Odbora direktora EPCG sa Zakonom o energetici, što je i urađeno početkom januara 2022. godine. Zbog prethodno opisane povrede dužnosti obezbjeđivanja da se djelatnost operatora distributivnog sistema električne energije obavlja u pravnom licu, koje mora biti nezavisno u smislu odredaba Zakona o energetici, protiv EPCG i njenog odgovornog lica je, na osnovu člana 231 stav 1 tačka 81 Zakona o energetici, podnijet zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka, povodom koga je Sud za prekršaje u Podgorici marta 2023. godine donio rješenje kojim su oglašeni krivim EPCG i njeno odgovorno lice³⁰. Predmetni nadzor je, podsjećamo, bio osnov i za sprovođenje nadzora kod CEDIS, protiv koga je, zbog neomogućavanja vršenja tog nadzora (nedostavljanje traženih informacija u smislu člana 50 Zakona o energetici), takođe pokrenut prekršajni postupak, u vezi sa kojim je Sud za prekršaje u Podgorici januara 2023. godine donio rješenje kojim je oglasio krivim CEDIS. Ovakvim odlukama Suda je, po ocjeni REGAGEN, bilo očuvano sektorsko uređenje propisano Zakonom o energetici, koje je po pitanju normiranja nezavisnosti operatora distributivnog sistema električne energije usklađeno sa *Trećim energetskim paketom Evropske unije*.

U tom dijelu, važno je istaći da je odnos EPCG i CEDIS predmet Zakona o energetici, u koji je 2016. godine transponovana *Direktiva 2009/72/EZ Evropskog parlamenta i Savjeta EU od 13. jula 2009. godine o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i stavljanju van snage Direktive 2003/54/EZ*. Upravo je transponovanje navedene direktive uspostavilo nove uloge i odnose EPCG i CEDIS u oblasti energetike. Konkretno, EPCG je dodijeljena uloga matičnog društva, društva majke koje je dužno da obezbijedi da se distribucija električne energije, kao djelatnost od javnog interesa, saglasno članu 86 Zakona o energetici, obavlja u nezavisnom pravnom licu. CEDIS-u je pak

²⁹ Dvije odluke Odbora direktora EPCG, kojima je zahtijevano od CEDIS da i to privredno društvo učestvuje u troškovima popusta iz predmetnih odluka.

³⁰ Rješenje Suda za prekršaje u Podgorici, PP. br. 1579/22-39 od 13. marta 2023. godine kojim su, po Zahtjevu za pokretanje prekršajnog postupka koji je podnijela REGAGEN, oglašeni krivim AD "Elektroprivreda Crne Gore" Nikšić, kao pravno lice, i odgovorno lice u tom pravnom licu zbog prekršaja iz člana 231 stav 1 tačka 81 i stav 2 u vezi sa članom 135 stav 1 Zakona o energetici u produženom trajanju i kažnjeni novčanim kaznama.

dodijeljena uloga društva kćerke koje ima pravo na nezavisnost, čiji je sadržaj propisan članom 137 Zakona o energetici.

Po ocjeni REGAGEN, nezavisnost operatora distributivnog sistema ne iscrpljuje se jednokratnim činom: odlukom kojom je EPCG 23. juna 2016. godine osnovala CEDIS. Ona podrazumijeva kontinuiranu obavezu EPCG da se uzdrži od povrede člana 135 Zakona o energetici, kao člana koji je sublimacija brojnih drugih odredaba navedenog zakona, koje i snabdjevaču (EPCG) i operatoru distributivnog sistema (CEDIS) nameću obavezu poštovanja principa nediskriminacionosti kako bi se osigurao razvoj tržišta preko koga će se obezbijediti koristi za krajnje kupce. S tim u vezi, upravo poštovanje člana 135 Zakona o energetici predstavlja pretpostavku obezbjeđenja konkurenциje na tržištu energije, to jest pojavu novih snabdjevača koji će biti konkurencija EPCG, a, u konačnom, i izbor krajnjih kupaca ako oni (novi snabdjevači) ponude kupcima povoljnije uslove snabdijevanja. Kod činjenice da se u Crnoj Gori donose odluke povodom kojih smo bili pokrenuli predmetni postupak, a kojima se, protivno odredbama Zakona o energetici, obezbjeđuju povoljnosti za kupce koji su u ugovornom odnosu sa EPCG, ali ne preko budžeta EPCG, već budžeta CEDIS-a, pojava novih snabdjevača je krajnje upitna.

Ovakvo pravno viđenje nezavisnosti operatora distributivnog sistema, po ocjeni REGAGEN, nije dovedeno u pitanje odlukom Višeg suda za prekršaje Crne Gore (u daljem tekstu: Sud), od 10. maja 2023. godine, kojom je preinačeno pomenuto rješenje Suda za prekršaje u Podgorici iz marta iste godine, tako što se predmetni prekršajni postupak obustavio, "shodno članu 196 stav 1 tačka 2 Zakona o prekršajima jer je postupak vođen bez zahtjeva ovlašćenog lica". Dakle, Sud nije ni ulazio u ocjenu pravne argumentacije REGAGEN o povredi nezavisnosti operatora distributivnog sistema u predmetnoj stvari, nalazeći da ona nije ni ovlašćena da, u smislu člana 48 Zakona o energetici, pod svojim imenom ukaže prekršajnom sudu da energetski subjekat krši odredbe navedenog zakona. Ovakva odluka Suda uslijedila je nakon nemalog broja odluka sudova za prekršaje kojima su izricane prekršajne sankcije po zahtjevima za pokretanje prekršajnog postupka, koje je REGAGEN podnosila upravo u ime prava na nadzor iz člana 48 Zakona o energetici.

Povodom navedene odluke Suda, REGAGEN je Vrhovnom državnom tužilaštvu podnijela *Inicijativu za podnošenje zahtjeva za zaštitu zakonitosti u prekršajnom postupku*. Ukoliko Vrhovno državno tužilaštvo, vodeći se pravnim argumentima iz ove inicijative, ne podigne zahtjev za zaštitu zakonitosti, odnosno ukoliko ga Vrhovni sud odbije, REGAGEN će inicirati izmjenu Zakona o energetici kojom će se jasno normirati da je i REGAGEN ovlašćeni podnositac zahtjeva iz člana 111 stav 2 Zakona o prekršajima. Jer ako to nije, onda nije ni organ iz člana 27 Zakona o energetici – „*samostalna organizacija, pravno i funkcionalno nezavisna od državnih organa i energetskih subjekata*“. A ako REGAGEN nije nezavisni regulator energetskog sektora, onda se urušava koncept obaveza koje je Crna Gora preuzela ratifikacijom *Sporazuma između Evropske zajednice i Republike Crne Gore o formiranju Energetske zajednice*, odnosno u okviru Pregovaračkog poglavljia 15 te ugrožava regulacija u oblasti energetike.

2.1.7 Ispunjenošć uslova iz sertifikata i licence

U skladu sa obavezom nadzora nad poštovanjem uslova posjedovanja sertifikata, REGAGEN je u julu 2022. godine pozvala CGES da se izjasni da li su nastupile eventualne promjene koje imaju uticaj na

ispunjenoš uslova za posjedovanje sertifikata. Na ovakav zahtjev regulatora, CGES je informisao da je na Skupštini akcionara izabran Odbor direktora, da je kandidate za članove Odbora direktora predložio organ državne uprave nadležan za poslove finansija, da izabrani članovi Odbora direktora nijesu istovremeno članovi odbora direktora ili drugi organi ili pravni zastupnici energetskih subjekata koji obavljuju djelatnost proizvodnje ili snabdijevanja električnom energijom.

Zakonom o energetici, propisano je da REGAGEN izdaje licencu privrednom društvu koje, između ostalog, ispunjava uslov da članovi organa upravljanja nijesu bili pravosnažno osuđeni za krivična djela koja ih čine nepodobnim za vršenje funkcije, kao i da se licenca za obavljanje energetske djelatnosti privremeno oduzima ako energetski subjekat prestane da ispunjava najmanje jedan uslov propisan ovim zakonom. *Pravilima o licencama za obavljanje energetskih djelatnosti* („Službeni list CG“, br. 31/21 i 48/21) propisano je da je subjekat koji obavlja energetsku djelatnost dužan da u toku perioda važenja licence ispunjava uslove koji su propisani Zakonom o energetici i na osnovu kojih je licenca izdata.

Polazeći od navedenih odredbi, REGAGEN je izvršila nadzor kod CGES-a, jer je utvrdila da je došlo do promjene organa upravljanja. CGES je obavijestio REGAGEN da je na XIII redovnoj Skupštini akcionara CGES AD održanoj 28.06.2022. godine, pored ostalog, donijeta odluka o razrješenju i izboru članova Odbora direktora. Od sedam članova izabrana su četiri člana predstavnika državnog kapitala, dva predstavnika akcionara TERNA-Rete Nacionale S.p.A. i predstavnik akcionarskog društva EMS. Na osnovu dokumentacije koju je CGES dostavio u postupku nadzora, u dijelu koji se odnosi na organe upravljanja, utvrđeno je da isti ispunjava uslove iz izdate licence.

2.2 Ddjelatnosti u oblasti nafte i gasa

Tokom 2022. godine izvršeno je 68 kontrola u sektoru naftnih derivata i gasa. Kako je REGAGEN u martu 2021. donijela nova Pravila o licencama za obavljanje energetskih djelatnosti, a koja su izmijenjena i dopunjena u maju 2021. godine, energetski subjekti koji za postojeći objekat posjeduju licence za obavljanje energetske djelatnosti, izdate prije stupanja na snagu ovih pravila, su bili dužni da do 31.12.2021. godine usklade svoje poslovanje sa ovim pravilima. REGAGEN je tokom 2022. godine kontrolisala ove subjekte, kao i subjekte kod kojih su uočeni nedostaci u prethodnom periodu i za koje je zaključeno da postoji potreba za detaljnijom provjerom rada i poslovanja.

Početkom godine je, zbog u to vrijeme važećih ograničenja kretanja uslijed pandemije COVID-19, 14 kontrola obavljeno posredno, i to pregledom dokumentacije koju je subjekat dostavljao na zahtjev REGAGEN, a preostale 54 kontrole su obavljene na konvencionalan način u sjedištima društava i maloprodajnim objektima, t.j. benzinskim stanicama.

Prilikom kontrola izvršen je uvid u sljedeću dokumentaciju:

- ugovore od značaja za obavljanje energetske djelatnosti, kao što su: ugovor o skladištenju, ugovor o kupoprodaji, ugovor o zakupu i dr,
- izještaje nadležnih inspektora, kojima se potvrđuje ispunjenost uslova i zahtjeva utvrđenih tehničkim propisima, propisima o zaštiti od eksplozija i požara, kao i propisima o zaštiti životne sredine, i

- dokaze da zaposlena lica imaju položen odgovarajući stručni ispit za obavljanje poslova tehničkog rukovođenja, održavanja, eksploatacije i rukovanja energetskim objektima u skladu sa zakonom.

Takođe, kontrole su se odnosile i na:

- izmjene u odnosu na podatke dostavljene prilikom podnošenja zahtjeva za izdavanje licence, odnosno od dana vršenja posljednje kontrole od strane predstavnika REGAGEN,
- provjeru poštovanja obaveze poslovanja isključivo sa licenciranim subjektima,
- provjeru načina vršenja nabavke naftnih derivata, prateće dokumentacije, kao i dokumentacije vezane za transportna sredstva kojima se obavlja transport naftnih derivata, i
- provjeru stanja na maloprodajnim objektima i druga pitanja od značaja za kvalitetno pružanje usluga korisnicima.

Tokom 2022. godine su kontrolama kod 15 subjekata utvrđene nepravilnosti, koje su u naknadnom postupku subjekti otklonili i o tome obavijestili REGAGEN. Kod tri subjekta su utvrđene nepravilnosti zbog kojih je REGAGEN Sudu za prekršaje podnijela zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka, a kod jednog od ova tri subjekta je kontrola rezultirala privremenim oduzimanjem licenci.

REZIME:

Na osnovu informacija dobijenih od energetskih subjekata, zaključuje se da je propisana obaveza razgraničenja imovine između operatora prenosnog sistema i proizvođača, odnosno operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema, u završnoj fazi realizacije. Ukoliko izostane najavljeni realizacija obaveza u pogledu razgraničenja imovine u skorijem periodu, uključeni subjekti treba da pojačaju svoju angažovanost na ispunjenju ove zakonske obaveze ili da, u slučaju nemogućnosti izvršenja obaveza, predlože novi način za razgraničenje, odnosno da podnesu inicijativu resornom ministarstvu za izmjenu zakona u ovom dijelu.

U 2022. godini je došlo do značajnog poboljšanja kvaliteta isporuke električne energije i iz prenosnog i iz distributivnog sistema, što je podrazumijevalo smanjenje vrijednosti opštih indikatora kvaliteta. Naime, prosječno trajanje prekida na nivou prenosnog sistema smanjeno je za 2,38%, a procijenjena neisporučena električna energija iz prenosnog sistema za 9,66% u odnosu 2020. godinu, u kojoj je dostignuta najmanja vrijednost ovih indikatora u periodu 2019-2021. godine. Po pitanju vrijednosti opštih parametara kvaliteta u distributivnom sistemu, u 2022. godini je prosječno trajanje prekida po kupcu priključenom na distributivni sistem smanjeno za čak 36,35% u odnosu na vrijednost ovog indikatora u 2021. godini, dok je prosječna učestalost prekida manja za 16,15%, u odnosu na vrijednost ovog indikatora u prethodnoj godini.

Stav Višeg suda za prekršaje da REGAGEN nije ovlašćena za podnošenje zahtjeva za pokretanje prekršajnog postupka ne problematizuje njen pravno eleaborirano mišljenje da je "Elektroprivreda Crne Gore" AD Nikšić odlukama svog Odbora direktora od 18. maja 2021. godine ugrozila nezavisnost operatora distributivnog sistema, o čemu najbolje svjedoči činjenica da je upravo EPCG, postupajući po ukazivanju REGAGEN, izmijenila svoj Statut, Statut CEDIS-a, te stavila van snage sporne tačke u predmetnim odlukama, kojima je ovo društvo, protivno odredbama Zakona o energetici, davalо naloge za postupanje operatoru distributivnog sistema. S druge strane, ovakvo zaključenje Suda - ukoliko ne bude osporeno od strane Vrhovnog suda Crne Gore u eventualnom postupku po Zahtjevu za zaštitu zakonitosti - upućuje na potrebu hitnih izmjena Zakona o energetici, kojima bi bilo normirano ovlašćenje REGAGEN da podnosi zahtjev za pokretanje prekršajnog postupka, čime bi se njen institucionalni položaj u oblasti energetike upodobio sa zakonskim određenjem da je ona "samostalna organizacija, pravno i funkcionalno nezavisna od državnih organa i energetskih subjekata".

REGAGEN je kontrolisala proračun udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima za prethodnu godinu, koji vrši snabdjevač, kao i proračun nacionalnog rezidualnog miksa, koji proračunava operator tržišta, a koji se odnose na izvještajnu godinu. Prilikom predmetnih kontrola nijesu uočene nepravilnosti.

Tokom 2022. godine izvršeno je 68 kontrola u sektoru naftnih derivata i gasa. Kod 15 subjekata su utvrđene nepravilnosti, pa su nadležni organi zaduženi za nadzor nad primjenom propisa iz oblasti energetike upoznati sa nepravilnostima iz domena njihovog nadzora. Protiv tri subjekta su podnijeti zahtjevi za pokretanje prekršajnog postupka, a kod jednog je kontrola rezultirala privremenim oduzimanjem licenci.

3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU

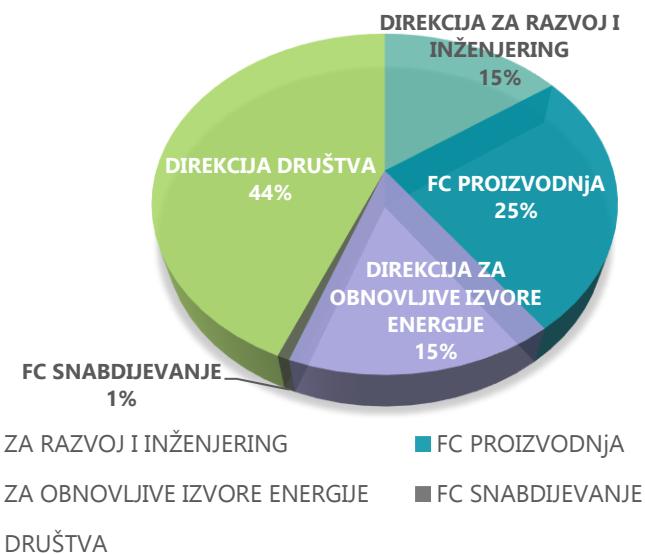
3 INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU

3.1 Investicije Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić (EPCG)

U 2022. godini ukupna investiciona ulaganja EPCG su iznosila 47.308.879 €, što je četiri puta više u odnosu na prethodnu godinu kada je realizovano 11.753.380 €. Struktura navedenih ulaganja po djelovima Društva prikazana je u tabeli koja slijedi, dok su njihovi udjeli u ukupnim investicijama prikazani na Grafiku 3.1.1.

Tabela 3.1.1 Pregled realizacije investicija EPCG u 2022. godini

	Investiciona ulaganja	2022. godina [€]
1.	Direkcija Društva	20.692.578
2.	FC Proizvodnja	11.751.332
3.	Direkcija za obnovljive izvore energije	7.345.488
4.	Direkcija za razvoj i inženjering	7.178.600
5.	FC Snabdijevanje	340.881
UKUPNO (1+2+3+4+5)		47.308.879



Grafik 3.1.1 Udjeli investicionih ulaganja EPCG

Kao što je prikazano na grafiku, najveći dio ulaganja se odnosio na projekte u okviru **Direkcije Društva**, u iznosu od 20.692.578 €, odnosno 44% ukupnih investicija. Prema podacima EPCG o realizaciji investicija, najznačajnije ulaganje u okviru Direkcije Društva se odnosilo na kupovinu imovine industrijskog kompleksa bivše Željezare. Naime, u decembru 2022. godine je zaključen ugovor sa „Toscelik Alloyed Engineering Steel“ DOO Nikšić i evidentiran avans u iznosu od 20.423.173 €, dok je proces kupoprodaje okončan u 2023. godini. Budući da realizaciji ovog ulaganja

nije prethodilo objavljivanje biznis plana, analiza isplativosti i/ili cost-benefit analiza, te da EPCG ni na zahtjev REGAGEN za dostavljanje informacija o cilju, očekivanim benefitima za kompaniju i za kupce nije dostavila tražene informacije, efekti ulaganja se nijesu mogli sagledati u vrijeme pisanja ovog izvještaja.

Što se tiče izvršenih ulaganja u **FC Proizvodnja**, u toku 2022. godine ukupno je uloženo 11.751.332 €, odnosno 25% ukupnih ulaganja, od čega se najznačajnije investicije odnose na:

- ekološku rekonstrukciju TE „Pljevlja”,
- kapitalni remont agregata A3 u HE „Piva”,
- ugradnju blok transformatora T1-T5 i rekonstrukciju rashladnog sistema u HE „Perućica”.

Pored navedenih ulaganja, tokom 2022. godine je uloženo 7.345.488 € u **Direkciju za obnovljive izvore** (15% ukupnih ulaganja), odnosno u projekte Solar 3000+ i Solar 500+, koji se odnose na ugradnju fotonaponskih sistema i malih elektrana na individualne objekte.

U projekte u okviru **Direkcije za razvoj i inženjering** se investiralo 7.178.600 €, što čini 15% ukupnih investicija realizovanih u toku 2022. godine. Najznačajnije investicije u okviru ove cjeline EPCG, odnosile su se na ulaganja u modernizaciju i vanredno održavanje HE „Perućica” (3.707.289 €), HE „Piva” (1.582.139 €), TE „Pljevlja” (1.472.321 €). Preostala ulaganja u okviru Direkcije za razvoj i inženjering od 416.851 € odnose se na pripremu tehničke dokumentacije i izradu idejnih projekata, analiza i studija u vezi sa sljedećim projektima: VE „Gvozd”, HE „Komarnica”, mHE „Otilovići”, HE „Kruševo”, SE „Brana Slano” i „Brana Vrtac”, SE „Vilusi”, gasne elektrane, valorizaciju sливног područja Gračanica sa Liverovićima.

U 2022. godini je uloženo svega 41.023 € u VE „Gvozd”. Značajan pomak u realizaciji ove investicije se desio tek u junu 2023. godine kada je EBRD odobrila EPCG kredit od 82 miliona eura za finansiranje realizacije projekta VE „Gvozd”, što predstavlja najveći kredit koji je ova banka realizovala u Crnoj Gori. Ovim će biti omogućeno finansiranje kupovine, izgradnje i rad nove kopnene vjetroelektrane snage 55 MW u okolini sela Gvozd u Opštini Nikšić, čijom izgradnjom bi se ubrzala dekarbonizacija i energetska tranzicija Crne Gore. Pored ove investicije, EPCG vrši analize novih mogućnosti za izgradnju vjetroelektrana, pod čijom su pažnjom lokacije u više opština na sjeveru zemlje (sjever Opštine Nikšić, Šavnik, Žabljak, Kolašin, Bijelo Polje, Mojkovac i Pljevlja).

U 2022. godini je realizovano ulaganje od 7.500 € u projekat HE „Komarnica” i to u izradu *Idejnog projekta sa Studijom opravdanosti i Elaboratom o procjeni uticaja na životnu sredinu*. Ovaj projekat datira još od 1972. godine, a 1991. godine je zaključen Ugovor o dugoročnoj poslovno-tehničkoj saradnji Javnog preduzeća „Elektroprivreda Crne Gore” Nikšić i Jedinstvenog javnog preduzeća za upravljanje elektroenergetskim sistemom, promet električne energije, prenos i razvoj „Elektroprivreda Srbije” (EPS), kojim je predviđeno zajedničko finansiranje i priprema dokumentacije za buduću akumulacionu hidroelektranu na teritoriji Crne Gore, u slivu rijeke Drine. Kasnije je zaključen i Ugovor o zajedničkom finansiranju realizacije prethodnih radova HE Komarnica, koji je aneksiran četiri puta. *Ugovor o koncesiji za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta HE Komarnica radi proizvodnje električne energije* zaključen je 2022. godine, a Ekonomskim i investicionim planom za Zapadni Balkan, koji je EU

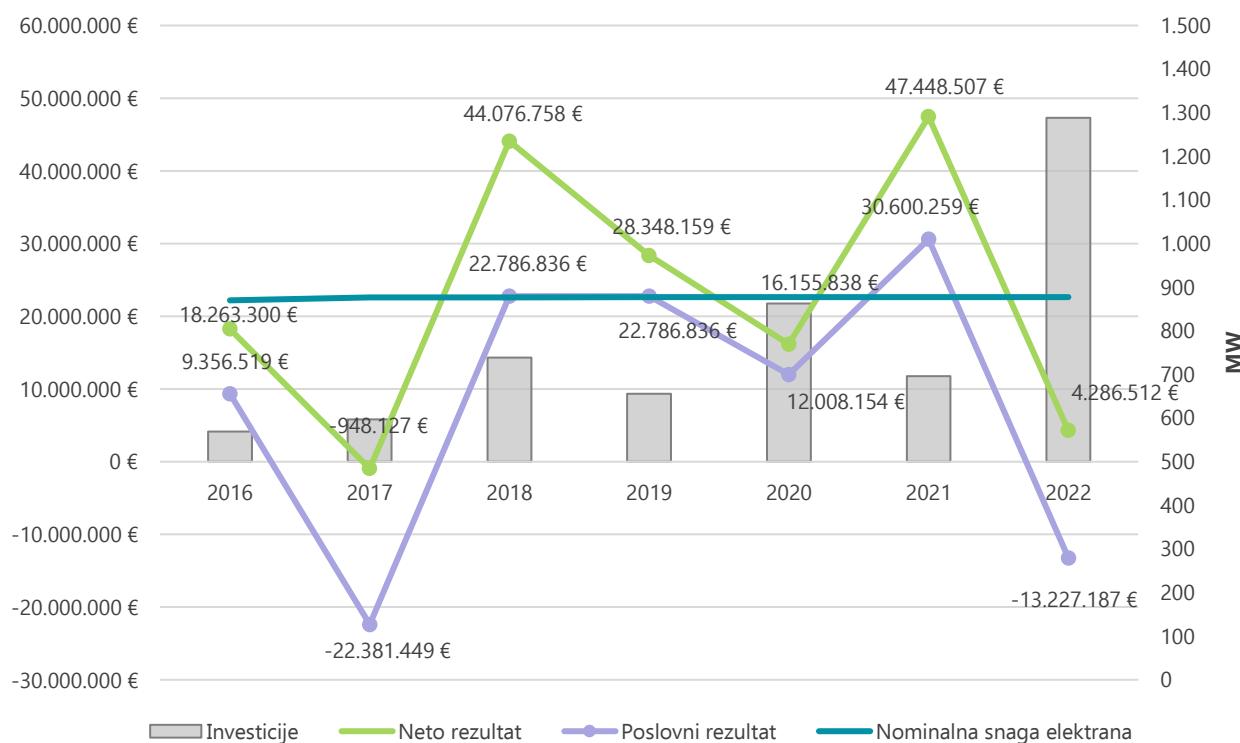
objavila u oktobru 2020. godine, predviđena je podrška za projekte iz oblasti obnovljivih izvora energije, među kojima je i ovaj projekat. Međutim, petim investicionim paketom u okviru Ekonomskog i investicionog plana EU za Zapadni Balkan iz 2023. godine, projekti iz oblasti energetike koje je kandidovala Crna Gora su ocijenjeni preuranjenim za finansiranje.

Snaga HE „Komarnica“ bi iznosila 172 MW, a ukupna proizvodnja električne energije bi iznosila 213 GWh godišnje. Imajući u vidu planiranu veličinu korisne zapremine akumulacije, očekuje se da će HE „Komarnica“ imati mogućnost da prati sezonske varijacije potrošnje i da učestvuje u operativnoj i hladnoj rezervi. Kao što je istaknuto u potpoglavlju 1.1.1 ovog izještaja, hidroelektrane omogućavaju veću fleksibilnost proizvodnje i olakšavaju balansiranje sistema, što je naročito značajno u procesu dekarbonizacije, odnosno napuštanju proizvodnje energije iz fosilnih goriva i povećanja proizvodnje iz intermitentnih izvora, poput solara i vjetra.

U **FC Snabdijevanje** je uloženo 340.881 €, odnosno 1% ukupnih investicija u 2022. godini, gdje najveći dio ulaganja čini ulaganje u adaptaciju poslovnog prostora.

3.1.1 Investicije u proizvodne kapacitete i investiciona sposobnost

Realizovane investicije EPCG u periodu od 2016. do 2022. godine nijesu rezultirale značajnjim povećanjem proizvodnih kapaciteta, koji se kreću od 869,95 MW u 2016. godini do 877,38 MW u 2022. godini. Na grafiku koji slijedi su prikazani podaci o investicijama EPCG, neto rezultatu, poslovnom rezultatu i nominalnoj snazi elektrana u periodu od 2016. godine do 2022. godine.



Grafik 3.1.2 Pregled investicija EPCG u odnosu na neto rezultat i poslovni rezultat ostvaren u periodu od 2016. do 2022. godine

Od 2016. do 2022. godine, EPCG je ostvarivala pozitivne rezultate poslovanja, izuzev u 2017. i 2022. godini. U 2017. godini negativan rezultat je bio uslovjen izrazito nepovoljnom hidrološkom situacijom, dok je 2018. i 2019. godine, pozitivan rezultat zabilježen upravo zbog povoljnije hidrološke situacije. Nadalje, u 2020. godini obilježenoj pandemijom COVID-19, EPCG je ostvarila značajan pad rezultata iz poslovanja uslijed smanjenja potražnje za električnom energijom, dok je u 2021. godini ostvarena rekordna dobit zbog rasta cijena električne energije na veleprodajnim tržištima, što je, uz povoljnu hidrološku situaciju, omogućilo prodaju električne energije po značajno većim cijenama nego u prethodnom periodu.

Sa druge strane, hidrološka situacija u 2022. godini je bila nešto lošija nego u 2021. godini. Proizvodnja hidroelektrana u 2022. godini je bila niža za oko 27% u odnosu na proizvodnju u 2021. godini, od čega je smanjenje proizvodnje od oko 30% ostvareno kod velikih hidroelektrana EPCG, dok je proizvodnja malih hidroelektrana porasla za oko 5% u odnosu na 2021. godinu. Takođe, cijene električne energije na veleprodajnim tržištima su u 2022. godini bile značajno veće od cijena u 2021. godini, što je detaljnije opisano u potpoglavlju 4.1 *Veleprodajno tržište električne energije*. Količina električne energije koju je EPCG prodala tokom 2022. godine subjektima van zemlje bila je za oko 26% veća od količine kupljene električne energije tokom godine, a prosječna ponderisana cijena ostvarena u prodaji tokom 2022. godine je bila niža u odnosu na prosječnu ponderisanu cijenu ostvarenu u kupovini električne energije. Međutim, u periodu maj-oktobar potrebe konzuma u Crnoj Gori su bile veće od domaće proizvodnje, dok su cijene električne energije na veleprodajnom tržištu po kojima je energija uvezena tokom perioda jul-septembar dostigle najveći nivo tokom godine. U periodu jul-septembar 2022. godine, kupljeno je oko 34% ukupne uvezene električne energije tokom 2022. godine po izrazito visokim cijenama. Navedeno se odrazilo na rezultate poslovanja EPCG tokom 2022. godine.

U 2022. godini EPCG ostvaruje najdrastičniji pad rezultata iz poslovanja do sada – od neto dobiti od 47,5 miliona eura u 2021. godini do 4,3 miliona eura u 2022. godini. Takođe, ostvaren je negativan poslovni rezultat od 13,2 miliona eura, za razliku od 2021. godine kada je ostvaren pozitivan poslovni rezultat od 30,6 miliona eura, što znači da su ostvareni poslovni rashodi značajno veći od prihoda iz poslovanja. Od 2016. do 2022. godine EPCG je ostvarila negativan poslovni rezultat još samo u 2017. godini, koju je karakterisala izrazito nepovoljna hidrološka situacija. Kako EPCG navodi u napomenama objavljenim uz finansijske iskaze na portalu Uprave prihoda i carina Crne Gore, ukupni poslovni rezultat u 2022. godini je u odnosu na planirano (90.529.768 €) manji za 103.756.955 € ili 114,61%.³¹

Od negativnog rezultata iz poslovanja do neto dobiti, u najvećoj mjeri, doveo je pozitivan finansijski rezultat od 18,2 miliona eura, koji je posljedica finansijskih prihoda koji se odnose na prihode od usklađivanja potraživanja od kupaca od 15 miliona eura, dok ostatak predstavljaju prihodi od kamata i ostalih finansijskih ulaganja. Prihodi po osnovu usklađivanja potraživanja od kupaca su u 2021. godini iznosili svega 408.246 €. Kako se navodi u objavljenim napomenama, izmjenjene su računovodstvene politike ovog društva na način da se ispravka vrijednosti potraživanja vrši za ona potraživanja koja su starija od godinu dana, umjesto za prethodnih 6 mjeseci. Navedena promjena

³¹ <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>

dovela je do ukidanja dijela ispravke vrijednosti potraživanja od kupaca u 2022. godini u iznosu od 15 miliona eura.

Kao što je detaljnije opisano u potpoglavlju 4.1 *Veleprodajno tržište električne energije*, proizvođači električne energije koji ne koriste gas širom Evrope su ostvarili rekordne profite tokom energetske krize, zbog toga što su imali priliku da uz stabilne operativne troškove prodaju električnu energiju na tržištu po mnogo većim cijenama. Navedeno nije bio slučaj kod proizvođača na crnogorskom tržištu, što se može vidjeti u potpoglavlju 5.1.2 *Finansijsko polovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata*. Treba imati u vidu da su, osim EPCG koja je tržišni igrač, ostali proizvođači imali status povlašćenih proizvođača tokom 2022. godine, što znači da nijesu učestvovali na tržištu. Povlašćeni proizvođači su počeli da izlaze na tržište početkom 2023. godine, kako bi iskoristili za njih povoljnu situaciju na tržištu.

Imajući u vidu da je obezbeđenje dovoljnih količina energije potrebnih za život i rad građana i privrednih subjekata i njihovo snabdijevanje na siguran, pouzdan i kvalitetan način, kao i energetski razvoj Zakonom o energetici prepoznato kao javni interes, a da je energetska kriza stavila u prvi plan upravo neophodnost valorizacije sopstvenih izvora energije, uputno je usmjeriti napore i raspoložive resurse u investicije u nove proizvodne kapacitete. Kako bi to bilo moguće, neophodno je obezbijediti i održati finansijsku stabilnost kompanije, odnosno obavljati energetske djelatnosti na principima efikasnog i ekonomičnog korišćenja resursa i dobitnog poslovanja, kao što to i Zakon o energetici nalaže. Kroz dobitno poslovanje kompanija koje su u većinskom državnom vlasništvu, pored finansijske sposobnosti za investiranje u energetski razvoj, mogu se obezbijediti i sredstva, koje bi država kao vlasnik, preko nadležnih institucija mogla usmjeriti u zaštitu ugroženih kategorija društva (privrede i građana), kao što su to učinile i evropske razvijene zemlje, što je detaljnije opisano u potpoglavlju 4.1 *Veleprodajno tržište električne energije*.

Opredijeljenost za valorizaciju sopstvenih izvora energije i dostizanje energetskih i klimatskih ciljeva zahtijeva pažljivu i detaljnu pripremu projekata, pravovremeno uključivanje i informisanje javnosti o mogućnostima valorizacije resursa, efektima (pozitivnim i negativnim) i isplativosti pojedinačnih projekata, kontinuiranu međuinstitucionalnu saradnju usmjerenu na dostizanje ciljeva, ali i čvrstu političku podršku. Navedeno je nužno i kako bi se realizacija projekata olakšala kroz korišćenje finansijske podrške koju EU pruža kroz brojne mehanizme.

3.2 Investicije Crnogorskog elektrodistributivnog sistema DOO Podgorica (CEDIS)

REGAGEN je u postupku davanja saglasnosti na Ažurirani investicioni plan CEDIS-a za period 2022 – 2024. godine, decembra 2021. godine donijela Djelimičnu odluku, a u martu 2022. godine i Dopunsku odluku. Planirane investicije za 2022. godinu su razvrstane po grupama osnovnih sredstava, i to na: primarnu mrežu, sekundarnu mrežu, AMR i mjerna sredstva, ostala osnovna sredstva i nepredviđene projekte.

Ukupna vrijednost planiranih investicija za 2022. godinu odobrenih navedenom Djelimičnom odlukom iznosi 30.652.964 €, dok ukupna vrijednost planiranih investicija odobrenih Dopunskom odlukom za 2022. godinu iznosi 4.290.834 €, odnosno u ukupnom iznosu 34.943.798 €.

CEDIS je u 2022. godini realizovao investicije ukupne vrijednosti od 14.772.750 €, od kojih se 7.415.745 € odnosi na investicije koje su prema Ažuriranom investicionom planu bile predviđene za 2022. godinu, a preostali iznos (7.357.005 €) na investicije čija je realizacija bila predviđena za prethodne godine. U konačnom, CEDIS je u 2022. godini realizovao oko 21% planiranih ulaganja za tu godinu.

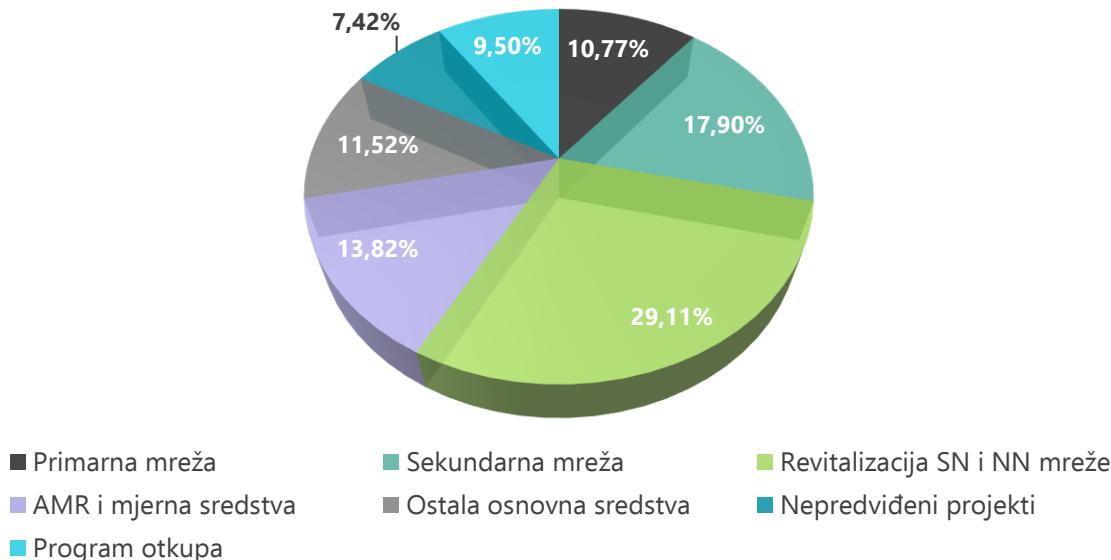
Osim ovih ulaganja, CEDIS je tokom 2022. godine otkupio elektroenergetsку infrastrukturu u vrijednosti od 1.408.821 € predviđenu za 2022. godinu, kao i infrastrukturu u vrijednosti od 140.999 € predviđenu za prethodne godine.

U Tabeli 3.2.1 je dat pregled realizacije odobrenih investicija iz Ažuriranog investicionog plana za 2022. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2021. godine, realizovanih u 2022. godini.

Tabela 3.2.1 Pregled realizacije odobrenih investicija iz Ažuriranog investicionog plana za 2022. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2021. godine, realizovanih u 2022. godini

OPIS	2022. godina				
	Investicioni plan		Investicije planirane za period 2012 – 2021. godine		Ukupno [€]
	Plan [€]	Realizacija [€]	Realizacija [€]	Realizacija [€]	
1 Primarna mreža	2.158.600	78.863		1.678.177	1.757.040
2 Sekundarna mreža	13.130.499	226.515.000		2.694.690	2.921.205
3 Revitalizacija SN i NN mreže	12.100.000	3.056.788		1.692.311	4.749.099
4 AMR i mjerna sredstva	2.090.500	1.132.450		1.122.942	2.255.392
5 Ostala osnovna sredstva	4.472.384	1.710.466		168.885	1.879.351
6 Nepredviđeni projekti	991.815	1.210.663		0	1.210.663
UKUPNO	34.943.798	7.415.745		7.357.005	14.772.750
7 Program otkupa	13.475.368	1.408.821		140.999	1.549.820
Realizacija investicija i programa otkupa (1+2+3+4+5+6+7)	48.419.166	8.824.566		7.498.004	16.322.570

U nastavku su prikazani udjeli pojedinih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima koje je CEDIS realizovao u toku 2022. godine.



Grafik 3.2.1 Udjeli investicionih ulaganja CEDIS DOO Podgorica

Plan investicija u primarnu, sekundarnu mrežu, AMR i mjerna sredstva i ostala osnovna sredstva je realizovan u manjem iznosu dominantno zbog problema rješavanja imovinsko-pravnih odnosa i sprovođenja postupaka javnih nabavki. Takođe, CEDIS navodi da se poremećaj na energetskom tržištu reflektovao i na realizaciju i otkazivanje zaključenih ugovora i zainteresovanost ponuđača za učešće na već pokrenutim poslovima.

Program otkupa u 2022. godini je realizovan u značajno manjoj mjeri od planiranog. Vrijednost infrastrukture koju je CEDIS predvidio za otkup u 2022. godini čini 3,96% vrijednosti imovine CEDIS-a na kraju izještajne godine. Zakonski okvir je predvidio da infrastruktura u vlasništvu trećih lica može biti korišćena od strane CEDIS-a do zaključivanja ugovora o otkupu, a da je pritom vlasnik te infrastrukture dužan da je održava u funkcionalnom stanju. Niži stepen realizacije otkupa, kako navodi CEDIS, uslovljen je višegodišnjim problemom nemogućnosti vlasnika infrastrukture da obezbijede propisanu dokumentaciju za otkup, a zatim i znantnim skokom procijenjene vrijednosti infrastrukture u odnosu na planirane.

Primarna mreža

Primarna mreža sadrži: vodove 35 kV, TS 35/10 kV, postrojenja 35 kV u TS 110/35 kV i postrojenja 10 kV u TS 110/10 kV. Na nivou primarne mreže, investiciona ulaganja su fokusirana na proširenje mreže u cilju zadovoljavanja rastuće potrošnje i povećanje sigurnosti napajanja, kao i dovođenje postrojenja u stanje da zadovoljavaju tehničke standarde.

Planom investicija za 2022. godinu predviđeno je osamnaest investicionih projekata u dijelu primarne mreže.

Od prethodno navedenog broja:

- 15 projekata je planirano da se realizuju u 2022. godini,
- tri projekta su planirana da se realizuju u periodu od 2022. do 2023. godine.

Planirana vrijednost investicionih projekata, vezanih za *Primarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2022. godini iznosi 2.158.600 €.

U nastavku je dat pregled statusa investicionih projekata u primarnu mrežu:

- za jedan investicioni projekat radovi su završeni,
- za jedan investicioni projekat u toku je izvođenja radova,
- za tri investiciona projekta je u toku postupak javne nabavke,
- za tri investiciona projekta u toku je priprema projektne dokumentacije,
- za deset investicionih projekta u toku su pripremne aktivnosti koje su neophodne u postupku stvaranja uslova za njihovu realizaciju.

Sekundarna mreža

Sekundarna mreža sadrži: vodove 10 kV, TS 10/0,4 kV i vodove 0,4 kV. U dijelu sekundarne mreže, akcenat je stavljen na izgradnju novih trafostanica 10/0,4 kV i pripadajućih vodova, zbog loših naponskih prilika, rasterećenja susjednih trafostanica 10/0,4 kV, porasta broja potrošača i zadovoljavanja tehničkih standarda, te rekonstrukcije trafostanica 10/0,4 kV i vodova, koje su većeg obima i nijesu dio plana preventivnog i redovnog održavanja.

Planom investicija za 2022. godinu predviđeno je 308 investicionih projekata u dijelu sekundarne mreže.

Planirana vrijednost investicionih projekata, vezanih za *Sekundarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2022. godini iznosi 13.130.499 €, a realizovano je 226.515 €, što sa ulaganjima koja su bila predviđena za raniji period ukupno iznosi 2.921.205 €. Prema navodima CEDIS-a, plan investicija u sekundarnu mrežu je realizovan u manjem obimu zbog dugog trajanja postupaka i procedura javnih nabavki, nedostataka, odnosno nepostojanja detaljnih urbanističkih planova i neriješenih imovinsko-pravnih odnosa.

U nastavku je dat pregled statusa investicionih projekata u sekundarnu mrežu:

- okončano je 19 investicionih projekata,
- za jedan investicioni projekat izvedeni su radovi na terenu, a investicioni projekat je u završnoj fazi,
- za četiri investiciona projekta u toku je izvođenje radova,
- za 29 investicionih projekata u toku je postupak nabavke opreme,
- za četiri investiciona projekta u toku je rješavanje imovinsko-pravnih odnosa,
- za 57 investicionih projekata u toku je priprema projektne dokumentacije,
- za 189 investicionih projekata u toku su pripremne aktivnosti neophodne u postupku stvaranja uslova za realizaciju istih,
- realizaciju pet investicionih projekata preuzeo je Investitor u skladu sa članom 177 stav 2 Zakona o energetici.

Revitalizacija mreže

Projekti revitalizacije srednjenačinske (SN) i niskonačinske (NN) distributivne mreže predstavljaju trenutno najvažnije investicije u elektrodistributivnom sistemu Crne Gore. Saglasno propisima koji definišu kvalitet napajanja električnom energijom i na osnovu detaljne analize stanja distributivne mreže sa koje se napajaju ruralna područja Crne Gore, CEDIS se opredijelio za pokretanje programa revitalizacije SN i NN distributivne mreže.

Imajući u vidu stanje sekundarne mreže, posebno kada je u pitanju nadzemna 10 kV i niskonačinska mreža, CEDIS se odlučio na značajna ulaganja u ovu mrežu, u cilju stvaranja uslova za dovođenje načinskih prilika u granice propisane standardima i u najmanje naseljenim djelovima Crne Gore. Ulaganja se odnose na revitalizaciju i rekonstrukciju 10 kV i niskonačinske mreže. Posebna pažnja je posvećena skraćivanju dužine niskonačinskih vodova interpolacijom novih TS 10/0,4 kV. Pored navedenog, revitalizacijom mreže stvaraju se i uslovi za priključenje novih objekata čime se, posebno, stvaraju povoljni uslovi za razvoj seoskog turizma i poljoprivrede.

U toku 2022. godine, rađeno je na revitalizaciji:

- Region 1 (Nikšić i Plužine) – 38 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 28 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.054.735 €;
- Region 2 (Cetinje, Danilovgrad, Zeta, Podgorica i Tuzi) – 49 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 66 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.285.612€;
- Region 3 (Andrijevica, Berane, Gusinje, Petnjica, Plav i Rožaje) – 30 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 20 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 400.179 €;
- Region 4 (Bar, Budva i Ulcinj) – 26 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 14 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 402.730 €;
- Region 5 (Herceg Novi, Kotor i Tivat) – 17 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 8 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 222.656 €;
- Region 6 (Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac) – 23 dalekovod u 10 kV i 0,4 kV niskonačinsku mrežu i 20 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 829.809€;
- Region 7 (Pljevlja, Šavnik i Žabljak) – 20 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 30 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 553.378 €.

Zaključno sa 31. decembrom 2022. godine realizacija navedene investicije iznosila je 4.749.099 €.

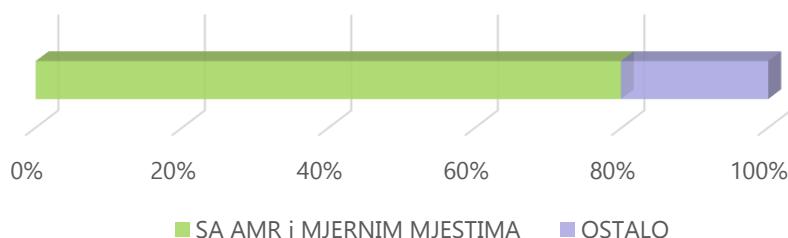
Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerjenje električne energije

Investicija *AMR i mjerna sredstva* obuhvata nabavku mjernih opreme za nove potrošače i mjerne opreme za zamjenu kod postojećih potrošača, proizvođača i TS, izmještanje mjernih mjesta, nabavku uređaja, instrumenata, pomoćne opreme i softvera.

Planirana vrijednost Investicionih projekata, vezanih za AMR i mjerna sredstva, čija je realizacija planirana u 2022. godini iznosi 2.090.500 €, a realizovano je 1.132.450 €.

Pored navedenog iznosa, CEDIS je u oву investiciju u 2022. godini uložio iznos od 1.122.942 €, koji se odnosi na sredstva koja su planirana u prethodnom periodu, te u konačnom investicije u ovu kategoriju u 2022. godini iznose 2.255.392 €.

Zaključno sa 31. decembrom 2022. godine 339.857 kupaca, što predstavlja 79,81%, je opremljeno sredstvima savremenog sistema mjerjenja. Imajući u vidu da je broj kupaca u 2022. godini porastao u odnosu na 2021. godini, a da se stepen njihove opremljenosti savremenim sistemima mjerjenja smanjio u odnosu na 2021. godinu kada je iznosio 80,16%, može se zaključiti da su u 2022. godini kod kupaca ugrađivana i brojila koja ne pripadaju savremenim sistemima mjerjenja tj. klasična brojila. Takođe, stepen pokrivenosti u Crnoj Gori je najveći u odnosu na ugovorne strane Energetske zajednice u kojima je taj stepen znatno niži (od 0,9% do 15,20%)³².



Grafik 3.2.2 Udio kupaca opremljenih sredstvima savremenog sistema mjerjenja

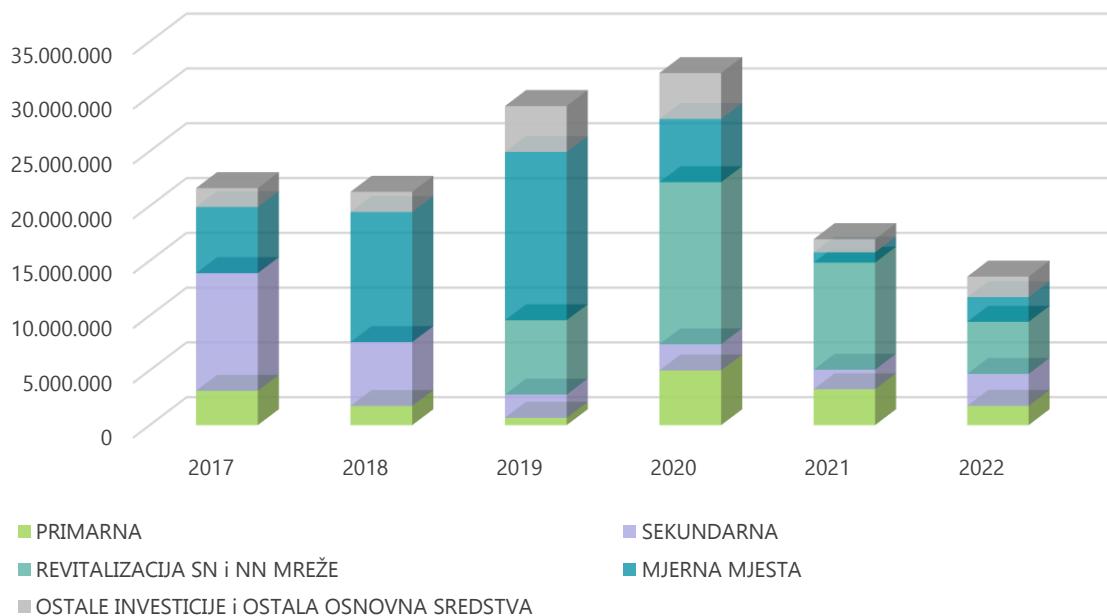
Ostale investicije i ostala osnovna sredstva

Ostala osnovna sredstva se odnose na instrumente, nabavku i ugradnju sistema tehničke zaštite, rekonstrukciju i adaptaciju elektroenergetskih objekata, optičku WAN mrežu, računare, razvoj e-mobilnosti, GIS, rekonstrukciju i izgradnju objekata, pripremu za implementaciju SCADA sistema i nabavku vozila. Planom investicija za 2022. godinu predviđen je iznos od 4.472.384 € za investicije u ostala osnovna sredstva, od čega je, zaključno sa 31. decembrom 2022. godine, realizacija iznosila 1.879.351 €. Planom investicija za 2022. godinu opredijeljena su sredstva u iznosu od 991.815€ za nepredviđene investicionе projekte, a realizovana u iznosu od 1.210.663 €.

Od 2017. godine do 2022. godine u distributivnu mrežu električne energije je investirano ukupno oko 180 miliona eura. U periodu od 2017. do 2020. godine značajan udio u realizovanim investicijama bila su ulaganja u mjerna mjesta i napredni sistem mjerjenja električne energije, dok od 2020. godine zaključno sa 2022. godinom revitalizacija srednjenaoponske i niskonapponske distributivne mreže ima najveći udio u ukupnim ulaganjima.

Na grafiku koji slijedi prikazana je struktura investicija realizovanih u periodu od 2017. do 2022. godine.

³² ECRB, „ECRB Market Monitoring Report“, decembar 2022
<https://www.energy-community.org/documents/ECRB.html>



Grafik 3.2.2 Pregled investicija CEDIS-a u periodu od 2016. do 2022. godine

3.3 Investicije Crnogorskog elektroprenosnog sistema AD Podgorica (CGES)

CGES-u je data saglasnost od strane REGAGEN-a na „Ažurirani investicioni plan za period 2020-2022. godine“ u aprilu 2021. godine, a zatim i na „Drugi ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2020-2022. godine“ u novembru iste godine.

Za realizaciju u 2022. godini, planirana je 41 investicija u vrijednosti od 24.317.000€. Odobrene investicije su realizovane u vrijednosti od 9.053.000 €, odnosno 37% planiranog. Pored investicija čija je realizacija planirana za 2022. godinu, CGES je realizovao i 4.254.280 € investicija odobrenih za prethodni period.

Investicijama su obuhvaćeni projekti razvoja prenosnog sistema električne energije usmjereni na obezbeđenje sigurnije, pouzdanije i kvalitetnije usluge prenosa električne energije, kao i na obezbeđenje uslova za priključenje novih proizvodnih objekata. Planirane investicije za 2022. godinu se mogu podjeliti na investicije koji se odnose na izgradnju nove ili intervencije na postojećoj elektroprenosnoj infrastrukturi, zatim investicije koje se odnose na telekomunikacionu i upravljačku infrastrukturu, investicije koje su posljedica potrebe za zamjenom elemenata čiji je eksploracioni vijek ugrozio siguran pogon istih i investicije koje spadaju u takozvane „Smart grid“ projekte čiji je cilj optimalan rad prenosnog sistema.

U tabeli koja slijedi je dat prikaz realizacije odobrenih investicija za 2022. godinu.

Tabela 3.3.1 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2022. godinu

	ID Br.	Investicija	Plan 2022 (000 €)	Realizacija 2022 (000 €)	Realizacija 2022 (%)
1	IPI009	Izgradnja 400 kV DV Pljevlja 2 – Bajina Bašta - Višegrad	2.000	11	1%
2	IPI030	Izgradnja TS 110/35 kV Luštica (Radovići) sa priključkom na 110 kV mrežu	2.978	218	7%
3	IPI013	Izgradnja TS 110/35 kV Žabljak	2.357	2.520	107%
4	IPI017	Izgradnja 110kV DV Lastva - Kotor	453	80	18%
5	IPR088	Rekonstrukcija sistema sabirnica 110 kV u TS 110/35 kV Budva	2.241	0	0%
6	IPR010	Rekonstrukcija 110kV Lastva - Tivat	0	13	-
7	IPR089	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica - Danilovgrad - Perućica	700	368	53%
8	IPR009	Rekonstrukcija 110 kV Budva-Lastva	410	82	20%
9	IPI016	Izgradnja 110kV DV Vilusi - H.Novi	170	32	19%
10	IPI015	Izgradnja 110kV DV Virpazar - Ulcinj	1.055	16	2%
11	IPI018	Rekonstrukcija i proširenje TS 110/35 kV Pljevlja 1	1.838	774	42%
12	IPR077	Nova rekonstrukcija 110 kV DV Bar - Budva	200	16	8%
13	IPR006a	Rekonstrukcija sistema zaštita u cijeloj mreži	922	1.416	154%
14	IPR034	Zamjena VN opreme u trafostanicama	2.198	1.643	75%
15	IPI055	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 7 i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	250	11	4%
16	IPI056	Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	100	10	10%
17	IPR072	Rekonstrukcija dijela DV 110 kV Nikšić - Vilusi	400	0	0%
18	IPR091	Revitalizacija DV 110 kV Herceg-Novi - Tivat	384	111	29%

19	IPI058	Ugradnja varijabilne prigušnice 250MVA u TS Lastva	1.715	17	1%
20	NDC126	Novi telekomunikacioni prenosni sistem	505	38	7%
21	IPR061	Rekonstrukcija ankernih djelova portalnih stubova DV 110 kV Bar - Ulcinj	100	1	1%
22	NDC109	DR Data Centar (Disaster Recovery Data Centar)	36	200	555%
23	IPR068	Nabavka PP aparata	5	0	0%
24	NDC119	Proširenje i unapređenje sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR)	20	0	0%
25	NDC005c	SCADA za novi dispečerski centar sa EMS sistemom (uključujući i procjenu N-1 faktora sigurnosti u EES u realnom vremenu) - II faza	38	35	92%
26	NDC114b	Realizacija sistema za daljinski pristup procesnim mrežama i uključenje novih objekata u NDC SCADA sistem - II faza	29	29	99%
27	NDC119b	Proširenje i unapređenje sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR) - II faza	67	78	116%
28	NDC304	Nabavka inventora za trafostanice	156	153	98%
29	IPD018	Nabavka softvera za analizu mreže za potrebe planova razvoja	25	0	0%
30	IPR069	Rekonstrukcija (ugradnja) spoljnji hidrantskih mreža	5	0	0%
31	IPR080	Nabavka mjernih transformatora - II faza	111	100	90%
32	IPR067	Nabavka sredstava kolektivne zaštite na radu	14	12	85%
33	IPD016	Video nadzor trafostanica i zaštita objekata CGES-a	682	12	2%
34	IPR066	Revitalizacija trafostanica - građevinski dio	67	40	60%
35	NDC113	Obnavljanje računara i računarske opreme	99	89	89%
36	NDC120	Nabavka i implementacija ERP sistema	230	544	237%

37	IPD008	Izrada glavnog projekta o označavanju dalekovoda i označavanje dalekovoda	600	22	4%
38	NDC104	Rekonstrukcija protivpožarnog sistema u NDC	160	333	208%
39	IPI059	TS 110/33 kV Krnovo – sabirnice i 2 dalekovodna polja	500	0	0%
40	IPI019	TS 400/110/35 kV Brezna – I faza	75	22	30%
41	IPR064	Rekonstrukcija dijela 400 kV DV Ribarevine-Peć - stub 15	122	10	8%
		Nepredviđene intervencije (contingency plan)	300	0	0%
U K U P N O			24.317	9.053	37%

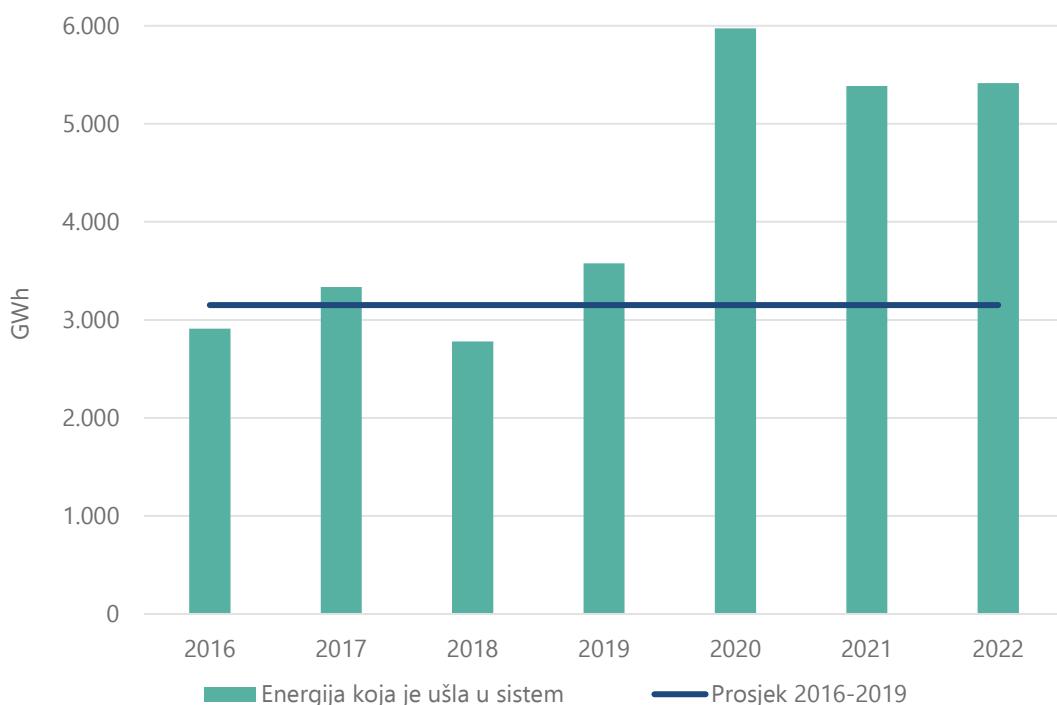
Glavni razlozi zbog kojih je realizacija investicija u 2022. godini niža od plana tiču se nedostatka prostorno-planskih dokumenata, tenderskih postupaka koji su iziskivali više vremena od planiranog (priprema tenderske dokumentacije, izbor izvođača radova, žalbe u postupku, potreba za izmjenama planova javnih nabavki zbog rasta cijena materijala i radova na tržištu), rješavanja imovinsko-pravnih pitanja, problema sa otkupom zemljišta i infrastrukture, sprovodenja tendera, kao i raskida ugovora sa projektantima uslijed nepoštovanja ugovornih obaveza.

Pored navedenog, u 2022. godini se odustalo od pojedinih investicija zbog novonastalih okolnosti i racionalizacije potrošnje sredstava, i to od projekta proširenja i unapređenja sistema za daljinsko očitavanje brojila (NDC119), kao i projekta rekonstrukcije sistema sabirnica 110 kV u TS 110/35 kV Budva (IPR088). U vezi sa navedenim investicijama, Investicionim planom CGES-a za period 2023-2025. godina je predviđena druga faza projekta proširenja i unapređenja sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR), koja će biti finansirana dijelom iz granta, dijelom iz sopstvenih sredstava, dok je umjesto projekta rekonstrukcije sistema sabirnica 110 kV u TS 110/35 kV Budva predviđena izgradnja TS 110/10 kV Bečići.

3.3.1 Efekti investicija u prenosni sistem električne energije

Od uvođenja podsticaja za investicije 2012. godine, zakључno sa 2022. godinom, u prenosni sistem, čija je vrijednost osnovnih sredstava na kraju 2011. godine iznosila oko 126 miliona eura, investirano je oko 202 miliona eura, od čega se oko 107 miliona eura odnosi na ulaganje u tzv. „povezanu infrastrukturu“ koja je omogućila povezivanje elektroenergetskih sistema Crne Gore i Italije. U nastavku je dat pregled efekata od realizacije ove, za crnogorski elektroprenosni sistem najznačajnije investicije do sada. Efekti puštanja u rad podmorske intekonekcije između elektroenergetskih sistema ovih dvaju zemalja su sagledani kroz analizu podataka o prekograničnim tokovima energije i prihoda koji CGES ostvaruje po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta.

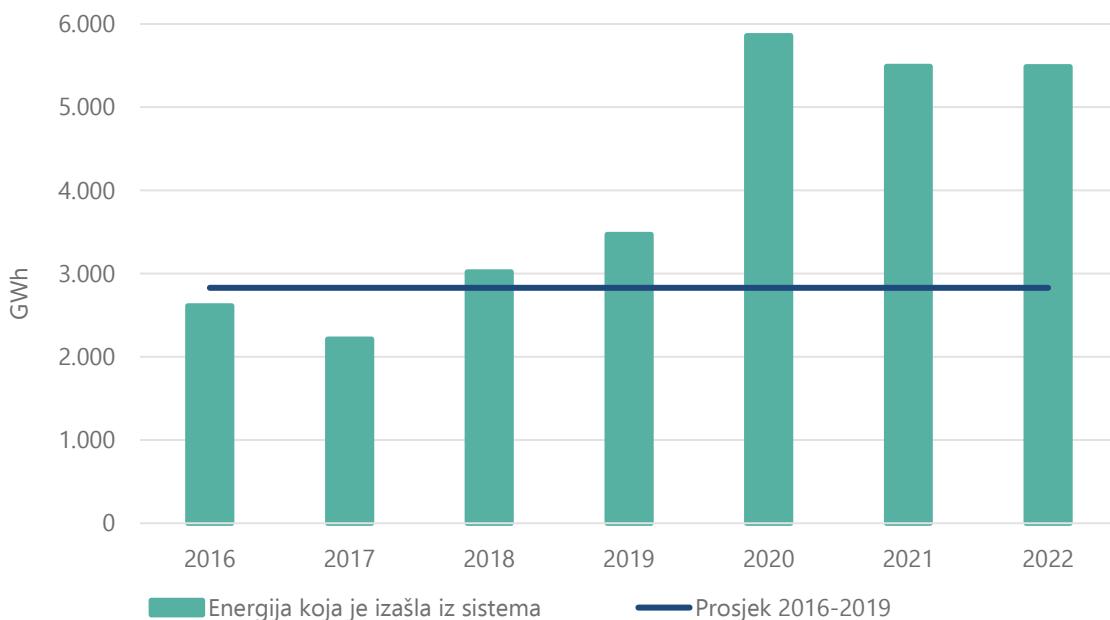
Podaci o ostvarenim prekograničnim tokovima energije, odnosno količinama energije koje su ušle i izašle iz crnogorskog prenosnog sistema električne energije tokom 2022. godine i njihovo poređenje sa podacima iz prethodnih godina može se vidjeti na graficima 3.3.1, 3.3.2 i 3.3.3.



Grafik 3.3.1 Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2022. godine

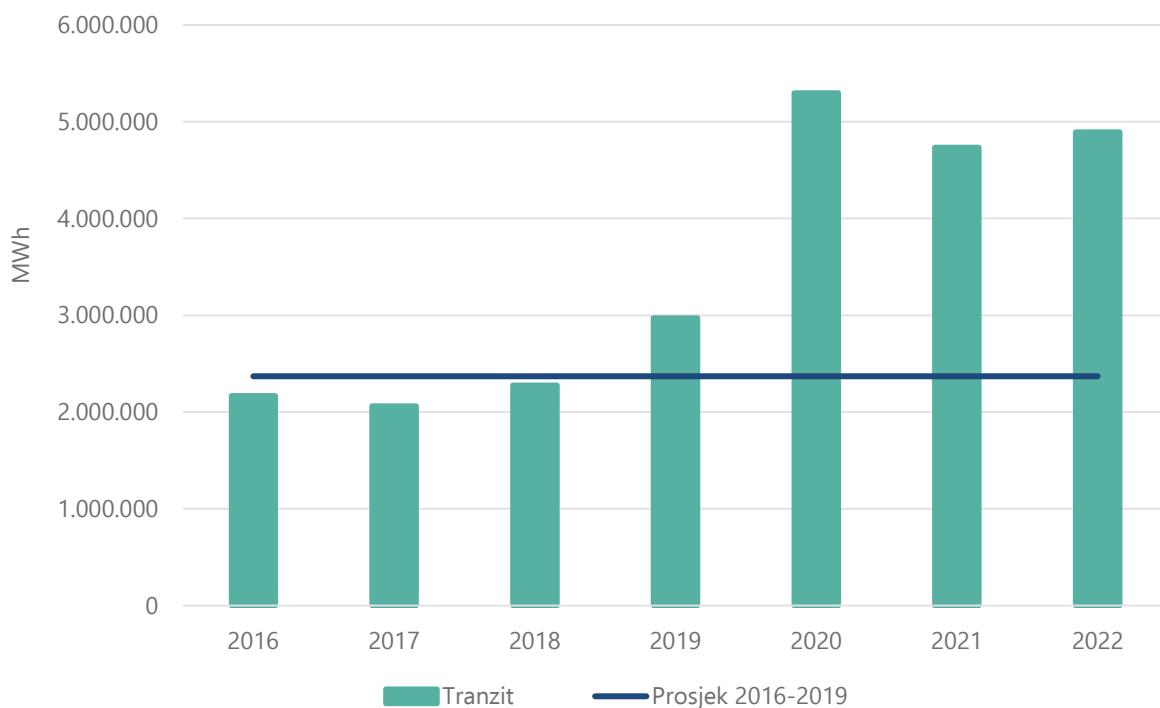
Količina energije koja je ušla u prenosni sistem Crne Gore u toku 2022. godine je na približno istom nivou kao u 2021. godini, dok je za oko 72 % veća od prosječnog ostvarenja tokom perioda 2016-2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

Na grafiku 3.3.2 mogu se vidjeti količine električne energije koje su izašle iz crnogorskog elektroprenosnog sistema tokom perioda 2016-2022. godina.



Grafik 3.3.2 Poređenje količine energije koja je izašla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2022. godine

Energija koja je izašla iz crnogorskog elektroprenosnog sistema u 2022. godini je na približno istom nivou kao u toku 2021. godine, dok je za oko 94 % veća u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016-2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.



Grafik 3.3.3 Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2022. godine

Tranzit preko prenosnog sistema Crne Gore u 2022. godini je za oko 3 % veći od ostvarenog tranzita u 2021. godini, dok je za oko 107 % veći u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016-2019. godina.

Iako su fizički prekogranični tokovi energije ostali na gotovo istom nivou kao u 2021. godini, finansijski rezultati dodjele prekograničnih kapaciteta na granicama crnogorskog elektrenergetskog sistema sa drugim sistemima su u 2022. godini dostigli rekordni nivo od skoro 41 milion eura. Naime, CGES ostvaruje prihode po osnovu dodjele raspoloživih prekograničnih prenosnih kapaciteta, a ti prihodi se mogu koristiti za garantovanje neprekidne raspoloživosti dodijeljenog kapaciteta ili za ulaganje u održavanje ili povećanje postojećih prekograničnih prenosnih kapaciteta i izgradnju novih interkonektora, u skladu sa zakonom kojim se uređuje prekogranična razmjena električne energije i gasa.

Poređenje ostvarenih prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta od 2016. do 2022. godine može se vidjeti na grafiku broj 3.3.4.

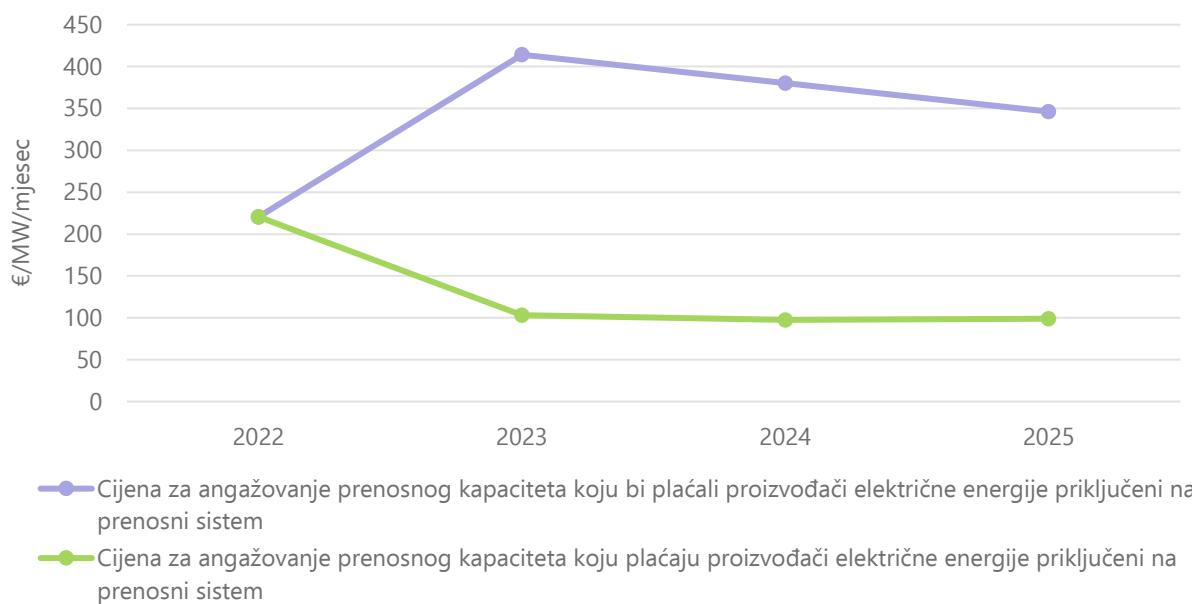


Grafik 3.3.4 Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2022. godine

Prihod od alokacije prekograničnih kapaciteta ostvaren na godišnjoj, mjesecnim i dnevnim aukcijama, u toku 2022. godine, na svim granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema dva puta je veći od prihoda ostvarenog u 2021. godini, a skoro 14 puta veći u odnosu na prosječno ostvarenje ovih prihoda u periodu prije eksploatacije podmorske interkonekcije (2016-2019. godina).

U slučaju kada se prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta ne iskoriste za održavanje ili povećanje postojećih prekograničnih prenosnih kapaciteta i izgradnju novih interkonektora, oni se mogu koristiti kao odbitna stavka prilikom utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda operatora prenosnog sistema i cijena korišćenja prenosnog sistema električne energije od strane REGAGEN-a.

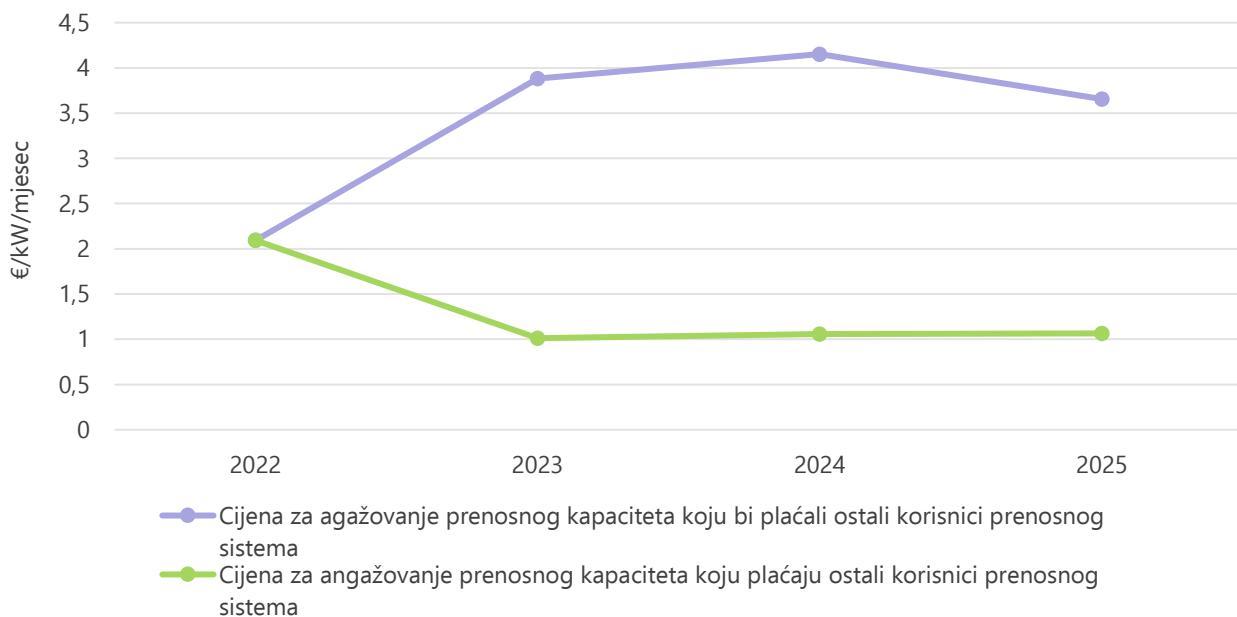
Cijene korišćenja sistema, koje su bile u primjeni u periodu 2020-2022. godine, utvrđene su uzimajući u obzir planirane prihode od alokacije prekograničnih kapaciteta, koji su obuhvatili i prihod po osnovu eksploatacije interkonekcije Italija – Crna Gora. Bez uključivanja navedenih prihoda u regulatorno dozvoljeni prihod Operatora prenosnog sistema za period 2020-2022. godine, cijene korišćenja prenosnog sistema električne energije bile bi veće od onih koje su bile u primjeni za oko 13% za kupce priključene na prenosni sistem i 52% za proizvođače priključene na prenosni sistem. Više ostvareni prihodi po osnovu alokacije kapaciteta u odnosu na utvrđene za 2021. godinu uticali su na smanjenje cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije koje su utvrđene krajem 2022. godine za regulatorni period 2023-2025. godina. Pregled uticaja koji su ovi prihodi imali na cijene za angažovanje prenosnog sistema u navedenom periodu je dat na graficima koji slijede.



Grafik 3.3.5 Cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta za proizvođače električne energije priključene na prenosni sistem, sa i bez prihoda od alokacije kapaciteta podmorske interkonekcije

Dakle, da nijesu realizovane investicije koje su omogućile rad podmorske interkonekcije, odnosno da se prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta realizuju na nivou prosječno ostvarenih u periodu od 2016. do 2019. godine, proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem bi u periodu 2023-2025. godina plaćali angažovanje prenosnog kapaciteta tri do četiri puta skuplje.

Isti zaključak se može izvesti i za cijene po kojima bi ostali korisnici prenosnog sistema plaćali angažovanje prenosnog kapaciteta, što se može vidjeti na grafiku koji slijedi.



Grafik 3.3.6 Cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike prenosnog sistema, sa i bez prihoda od alokacije kapaciteta podmorske interkonekcije

Više ostvareni prihodi po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta u odnosu na utvrđene za 2022. godinu pozitivno će se odraziti i na cijene koje će se utvrđivati za regulatorni period koji počinje 2026. godine. Na ovaj način se kroz regulatorne mehanizme koje definiše REGAGEN, pozitivni efekti od eksploatacije prekograničnih kapaciteta prenose na korisnike sistema, uz poštovanje principa obezbjeđenja stabilnosti cijena.

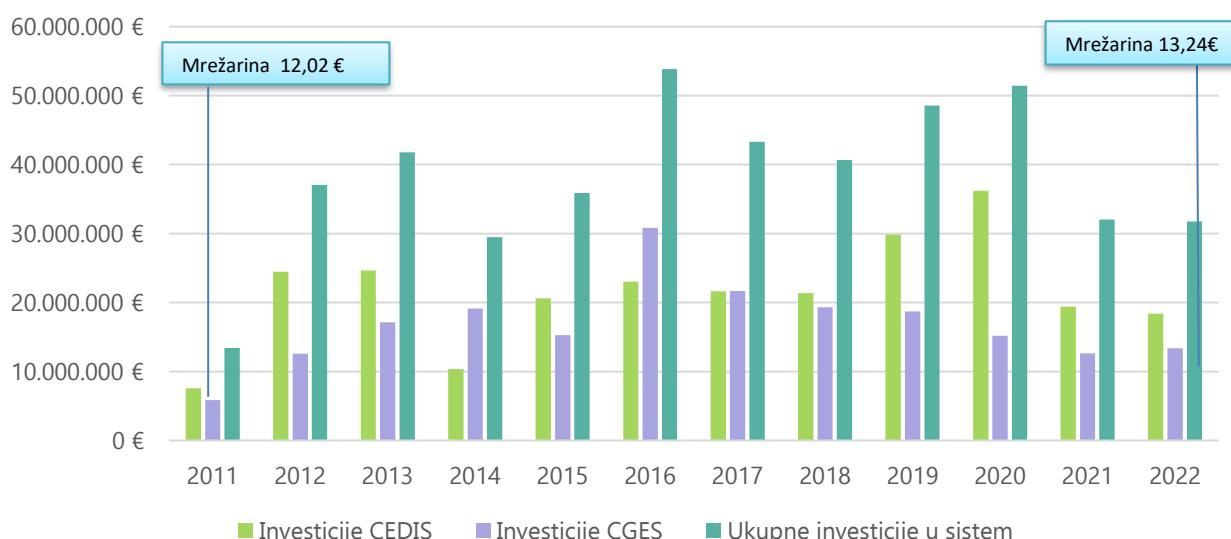
3.4 Uticaj investicija operatora sistema električne energije na cijene za korišćenje sistema

Regulacija je od 2012. godine za jedan od osnovnih ciljeva postavila podsticanje investicija u prenosni i distributivni sistem. Regulatorni okvir je dao podstrek operatorima prenosnog i distributivnog sistema da ulažu u razvoj sistema kojima upravljaju, kako bi obezbijedili dugoročnu sposobnost sistema da ispunjava zahtjeve za prenosom i distribucijom električne energije na siguran i kvalitetan način. U momentu uvođenja podsticaja za investicije (kraj 2011. godine), vrijednost osnovnih sredstava Operatora prenosnog sistema električne energije iznosila je oko 126 miliona eura, dok je vrijednost osnovnih sredstava Operatora distributivnog sistema električne energije iznosila 193 miliona eura.

Od uvođenja podsticaja za investicije, zaključno sa 2022. godinom, operatori sistema su realizovali značajne aktivnosti i ulaganja u njihov razvoj. U navedenom periodu realizovane su investicije u sistem ukupne vrijednosti od oko 459 miliona eura, od čega se oko 257 miliona odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 202 miliona na ulaganja u prenosni sistem električne energije.

Regulatornim okvirima koji su bili u primjeni u navedenom periodu je obezbijeđena mogućnost realizacije značajnih ulaganja u prenosni i distributivni sistem, uz stabilnost cijena za korišćenje sistema, tzv. „mrežarina”, koja predstavlja dio računa za utrošenu električnu energiju. Kroz „mrežarinu” se pokrivaju opravdani troškovi prenosne i distributivne infrastrukture koja je neophodna za prenošenje i isporuku električne energije od proizvođača, preko snabdjevača, do krajnjeg kupca. Opravdani troškovi se odnose na održavanje i razvoj infrastrukture, kao i na upravljanje prenosnim i distributivnim sistemom u cilju zadovoljenja potreba kupaca za električnom energijom.

Na grafiku koji slijedi dat je pregled vrijednosti realizovanih investicija u prenosni i distributivni sistem od 2011. do 2022. godine i mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjeranjem sa prosječnom potrošnjom električne energije, koje su bile u primjeni 2011. i 2022. godine.



Grafik 3.4.1 Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a od 2011. do 2022. godine

Mrežarina je 2011. godine iznosila 12,02 €, što je predstavljalo 52,3% ukupnog prosječnog računa za električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem, dok je 2022. godine iznosila 13,24 €, odnosno 49,17% ukupnog prosječnog računa za električnu energiju za navedenu kategoriju kupaca. Dakle, i pored ulaganja od skoro pola milijarde eura, u periodu od 2011. do 2022. godine ostvaren je neznatan rast mrežarine, a njen udio u ukupnom prosječnom računu se smanjio.

Pad mrežarine u 2022. godini u odnosu na 2021. godinu bio je posljedica ostvarenih prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta od strane Operatora prenosnog sistema koji su nadmašili projekcije uslijed puštanja u rad podmorske interkonekcije. Cijene korišćenja sistema za 2022. godinu su utvrđene 2019. godine, a ostvareni prihodi od alokacije kapaciteta u 2020. godini su značajno nadmašili planirane prihode, čime je ispunjen zakonski uslov za utvrđivanje korekcija u toku regulatornog perioda. Stoga je REGAGEN, nakon izvršene kontrole poslovanja regulisanih subjekata tokom 2021. godine, po službenoj dužnosti pokrenula postupak utvrđivanja korekcija na osnovu konačnih podataka iz 2020. godine. Postupak je okončan donošenjem *Odluke o utvrđivanju iznosa korekcija regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije tokom regulatornog perioda 2020-2022. godina („Službeni list CG”, br. 125/21 i 128/21)*, kojom su utvrđene korekcije u korist korisnika prenosnog sistema električne energije.

REZIME:

Ukupna investiciona ulaganja EPCG su iznosila 47.308.879 €, što je četiri puta više u odnosu na 2021. godinu, od čega se skoro polovina odnosila na kupovinu imovine od „Toscelik Alloyed Engineering Steel“ DOO Nikšić. U 2022. godini proizvodni kapaciteti ove kompanije su ostali na istom nivou kao u 2019. godini. Značajan napredak u realizaciji investicija desio se u 2023. godini, kada je EPCG dobila kredit od EBRD-a za finansiranje VE „Gvozd“.

Imajući u vidu da je obezbeđenje dovoljnih količina energije potrebnih za život i rad građana i privrednih subjekata i njihovo snabdijevanje na siguran, pouzdan i kvalitetan način, kao i energetski razvoj Zakonom o energetici prepoznato kao javni interes, a da je energetska kriza stavila u prvi plan upravo neophodnost valorizacije sopstvenih izvora energije, uputno je usmjeriti napore i raspoložive resurse u investicije u nove proizvodne kapacitete. Kako bi to bilo moguće neophodno je obezbijediti i održati finansijsku stabilnost kompanije, odnosno obavljati energetske djelatnosti na principima efikasnog i ekonomičnog korišćenja resursa i dobitnog poslovanja, kako što to i Zakon o energetici nalaže. Kroz dobitno poslovanje kompanije koje su u većinskom državnom vlasništvu, pored finansijske sposobnosti za investiranje u energetski razvoj, mogu se obezbijediti i sredstva, koje bi država kao vlasnik, preko nadležnih institucija mogla usmjeriti u zaštitu ugroženih kategorija društva, kao što su to učinile i evropske razvijene zemlje.

Opredijeljenost za valorizaciju sopstvenih izvora energije i dostizanje energetskih i klimatskih ciljeva zahtijeva pažljivu i detaljnu pripremu projekata, pravovremeno uključivanje i informisanje javnosti o mogućnostima valorizacije resursa, efektima (pozitivnim i negativnim) i isplativosti pojedinačnih projekata, kontinuiranu međuinstitucionalnu saradnju usmjerenu na dostizanje ciljeva, ali i čvrstu političku podršku. Navedeno je nužno i kako bi se realizacija projekata olakšala kroz korišćenje finansijske podrške koju EU pruža kroz brojne mehanizme.

Što se tiče regulisanih kompanija, CEDIS je u 2022. godini realizovao investicije ukupne vrijednosti od 14.772.750 €, od kojih se 7.415.745 € odnosi na investicije koje su prema Ažuriranom investicionom planu bile predviđene za 2022. godinu, a preostali iznos (7.357.005 €) na investicije čija je realizacija bila predviđena za prethodne godine. Dakle, CEDIS je realizovao oko 21% planiranih investicija za 2022. godinu.

CGES je planirao realizaciju 41 investicije vrijednosti od 24.317.000€ u 2022. godini, od čega je realizovano 9.053.000 €, odnosno 37% planiranog. Pored investicija čija je realizacija planirana za 2022. godinu, CGES je realizovao i 4.254.280 € investicija odobrenih za prethodni period.

Nakon realizacije investicija u vezi sa eksploatacijom podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore, CGES je ostvario prihode od alokacije prekograničnih kapaciteta u toku 2022. godine, koji su dva puta veći od prihoda ostvarenih u 2021. godini, a skoro 14 puta veći u odnosu na prosječno ostvarenje ovih prihoda u periodu prije eksploatacije podmorske interkonekcije (2016-2019. godina). Navedeni pozitivni efekti od realizacije investicija se prenose na korisnike sistema, tj. kupce, kroz regulatorne mehanizme koji su u primjeni.

Od uvođenja podsticaja za investicije za regulisane kompanije - CEDIS i CGES, zaključno sa 2022. godinom, realizovane su investicije u prenosni i distributivni sistem ukupne vrijednosti od oko 459 miliona eura, od čega se oko 257 miliona odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 202 miliona na ulaganja u prenosni sistem električne energije. Regulatornim okvirima koji su bili u primjeni u navedenom periodu je obezbijeđena mogućnost realizacije značajnih ulaganja u prenosni i distributivni sistem, uz stabilnost cijena za korišćenje sistema, tzv. „mrežarina”, koja predstavlja dio računa za utrošenu električnu energiju. Pored ulaganja od skoro pola milijarde eura, u periodu od 2011. do 2022. godine ostvaren je neznatan rast „mrežarine” (od prosječnog računa domaćinstva sa dvotarifnim mjeranjem u 2011. godini na mrežarinu se odnosilo 12,02 €, a u 2022. godini 13,24 €), a udio „mrežarine” u ukupnom prosječnom računu se smanjio od 52,3% do 49,17%.

4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

4 TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

4.1 Novi paket propisa u oblasti električne energije – obaveze i uslovi za izuzeće

Crna Gora, kao kandidat za članstvo u EU, 21. decembra 2015. godine otvorila je Pregovaračko poglavlje 15 – Energetika. Upravo je jedno od završnih mjerila za zatvaranje ovog poglavlja usklađivanje sa EU legislativom o unutrašnjem energetskom tržištu, uključujući razdvajanje svih energetskih subjekata u skladu s nekim od modela definisanih ovom legislativom. Pored toga, Crna Gora se ratifikacijom Sporazuma o osnivanju Energetske zajednice (EZ) 2006. godine obavezala da implementira *acquis communautaire* EU o energiji, životnoj sredini, konkurenciji i obnovljivoj energiji, prilagođen institucionalnom okviru Energetske zajednice i specifičnoj situaciji svake Ugovorne strane (*acquis communautaire* EZ). Samim tim, proces usklađivanja nacionalnog zakonodavstva sa EU legislativom u Pregovaračkom poglavlju 15 je osnaženo članstvom Crne Gore u Energetskoj zajednici.

Tržišta električne energije i prirodnog gasa u EU uređeni su legislativnim paketima, koji predstavljaju set uredbi i direktiva, koje se direktno primjenjuju na teritoriji EU (uredbe), odnosno koje je potrebno transponovati u nacionalna zakonodavstva u propisanim rokovima (direktive). Do sada su donesena četiri energetska paketa, dok Peti paket pod nazivom „*Spremni za 55%*“ još uvijek nije u potpunosti usvojen. Prva tri energetska paketa, usvojena 1996. (odnosno 1998.³³), 2003. i 2009. godine, respektivno, bila su fokusirana na postavljanje zahtjeva i uslova za liberalizaciju tržišta električne energije i gasa, stvaranje preduslova za povezivanje tržišta, obezbjeđenja dovoljnog stepena razdvojenosti operatora prenosnog i distributivnog sistema i jačanja nezavisnosti regulatornog tijela. Nakon toga, 2019. godine je usvojen *Četvrti energetski paket*, tzv. *Paket čiste energije za sve Evropljane* (eng. *Clean Energy Package for all Europeans* – CEP), sa ciljem olakšavanja „čiste“ energetske tranzicije i implementacije ciljeva *Strategije energetske unije*, kroz njenih pet dimenzija: energetska sigurnost, unutrašnje tržište električne energije, energetska efikasnost, dekarbonizacija ekonomije i podsticanje istraživanja, inovacija i konkurentnosti. Pored navedenih paketa, do sada je na nivou EU usvojeno osam mrežnih kodova, odnosno smjernica, za sektor električne energije kojima se obezbjeđuje harmonizacija pravila kojima se uređuju tehnički aspekti rada sistema u interkonekciji i funkcionisanja povezanog evropskog tržišta.

Kada je u pitanju *acquis communitaire* EZ u oblasti tržišta električne energije, odlukama Ministarskog savjeta Energetske zajednice od kraja novembra 2021. godine i sredine decembra 2022. godine³⁴ usvojene su prilagođene verzije četiri legislativna akta iz CEP-a i pet mrežnih kodova/smjernica (preostala tri mrežna koda/smjernice su ranije usvojene), pod okriljem tzv. *Novog paketa propisa u oblasti električne energije* (eng. *The New Electricity Package*), sa rokom transponovanja do 31.

³³ Ovaj paket se sastojao od dvije direktive, od kojih je Direktiva za električnu energiju usvojena 1996, dok je Direktiva za gas usvojena 1998. godine.

³⁴ Odluka broj 2021/13/MC-EnC od 30. novembra 2021. godine i Odluka broj 2022/03/MC-EnC od 15. decembra 2022. godine

decembra 2023. godine³⁵. Ovaj paket obuhvata sljedeće propise EU, prilagođene institucionalnom okviru i specifičnoj situaciji u Energetskoj zajednici:

- *Regulativa (EU) 2019/941 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o pripravnosti na rizike u sektoru električne energije i stavljanju izvan snage Direktive 2005/89/EZ,*
- *Regulativa (EU) 2019/942 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o osnivanju EU Agencije za saradnju energetskih regulatora,*
- *Regulativa (EU) 2019/943 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o unutrašnjem tržištu električne energije,*
- *Direktiva (EU) 2019/944 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU,*
- *Regulativa Evropske komisije (EU) 2016/1719 o uspostavljanju smjernica za dugoročnu dodjelu kapaciteta (FCA),*
- *Regulativa Evropske komisije (EU) 2015/1222 o uspostavljanju smjernica za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima (CACM),*
- *Regulativa Evropske komisije (EU) 2017/2195 o uspostavljanju smjernica za balansiranje (EBGL),*
- *Regulativa Evropske komisije (EU) 2017/2196 o uspostavljanju mrežnog koda za poremećeni pogon i obnovu elektroenergetskih sistema (ERNC),*
- *Regulativa Evropske komisije (EU) 2017/1485 o uspostavljanju smjernica za rad elektroprenosnog sistema (SOGL).*

Novi paket propisa u oblasti električne energije uspostavlja pravni temelj za potpunu integraciju nacionalnih tržišta električne energije ugovornih strana EZ u jedinstveno EU tržište³⁶, pod uslovom njegovog potpunog transponovanja u nacionalna zakonodavstva i njegove implementacije.

Zakon o energetici i Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa usklađeni su sa *Trećim energetskim paketom EU*³⁷ (koji u dijelu akata koja se odnose na sektor električne energije više nije na snazi u EU), a izmjenama i dopunama Zakona o energetici iz avgusta 2020. godine je djelimično transponovan CACM i Regulativa 2018/1999 iz CEP-a. Samim tim, u cilju stvaranja preduslova za povezivanje crnogorskog tržišta električne energije sa jedinstvenim EU tržištem, a imajući u vidu činjenicu da je do sada transponovan samo mali dio jednog od devet propisa obuhvaćenih *Novim paketom propisa u oblasti električne energije*, potrebno je obezbijediti njegovo transponovanje u crnogorski pravni sistem u što kraćem roku.

Važnost intenziviranja aktvnosti na transponovanju ovog paketa istaknuta je stupanjem na snagu nove *Regulative (EU) 2023/956 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o uspostavljanju mehanizma za prilagođavanje emisija ugljen-dioksida na granicama* (eng. *Carbon Border Adjustment Mechanism*) – CBAM uredba, koja predstavlja dio prethodno pomenutog paketa „*Spremni za 55%*“. Naime, EU je u cilju smanjenja emisije gasova sa efektom staklene bašte u skladu sa ciljevima tadašnjeg Kjoto protokola, još 2005. godine uspostavila EU sistem trgovanja emisijama gasova sa efektom staklene bašte (EU ETS), koji je nakon toga u nekoliko navrata modifikovan i unapređivan kako bi se prilagodio

³⁵ Za razliku od uredbi u EU, uredbe usvojene od strane Ministarskog savjeta EZ se ne primjenjuju direkto u EZ, već je i njih potrebno transponovati u nacionalna zakonodavstva.

³⁶ <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html>

³⁷ Energetska zajednica, *Assessment of the Application of Community Law in a Third Country - Review of Montenegro*

novim ciljevima. Međutim, kako navedenim sistemom nijesu na odgovarajući način regulisane emisije gasova sa efektom staklene bašte iz proizvoda koji se uvoze u EU, usvojena je CBAM uredba, čiji je osnovni cilj prevencija od rizika „izmještanja emisija ugljen-dioksida”, kroz uvođenje karbonskih sertifikata za deklarisane emisije za proizvode³⁸ uvezene u EU iz zemalja koje nemaju uspostavljen sistem trgovanja emisijama usklađen sa EU ETS. Dakle, primjenom navedene uredbe će proizvodi koji se iz navedenih zemalja uvoze u EU biti predmet primjene odgovarajuće „takse za ugrađene emisije” čiji će iznos zavisiti od cijena na EU ETS platformi i eventualne već plaćene cijene za emisije, ali vodeći računa o razlikama sistema za trgovinu emisijama pod kojim je plaćena ta cijena i sistema koji se prijemjenjuje u EU.

U skladu sa članom 2 stav 6 CBAM regulative, države koje nijesu dio Carinske unije EU (EUCU) mogu biti izuzete od primjene CBAM-a ako su ispunjena dva uslova:

- u navedenoj državi se primjenjuje EU sistem trgovine emisijama ili je ta država sa EU zaključila sporazum na osnovu kojeg se sistem trgovine emisijama te države u potpunosti povezuje sa EU sistemom trgovine emisijama i
- karbonska cijena je stvarno naplaćena u državi porijekla za ugrađene emisije u proizvodu bez ikakvih popusta, osim onih koji se primjenjuju i u skladu sa EU sistemom trgovine emisijama.

Međutim, i u slučaju da nijesu ispunjena prethodna dva uslova, CBAM uredba ostavlja prostor da se do 2030. godine ne primjenjuje na uvoz električne energije u EU iz države ili teritorije koja nije dio EUCU, ako je tržište te države ili teritorije integrисано u EU unutrašnje tržište električne energije, a ne postoji tehničko rješenje za primjenu CBAM-a na uvoz električne energije. Osim toga, da bi izuzeće u ovom slučaju bilo moguće, potrebno je da budu ispunjeni i sljedeći uslovi:

- (a) država je zaključila sporazum sa EU kojim se obavezala da primjenjuje njene propise u oblasti električne energije, uključujući legislativu koja se odnosi na razvoj obnovljivih izvora energije, kao i drugih pravila u oblasti energije, životne sredine i konkurenциje;
- (b) država je transponovala i implementirala najvažnije odredbe legislative EU o tržištu električne energije, uključujući odredbe o razvoju obnovljivih izvora energije i povezivanju tržišta električne energije;
- (c) država je dostavila Evropskoj komisiji hodogram usvajanja mjera u cilju ispunjenja uslova utvrđenih u tačkama (d) i (e);
- (d) država se obavezala na postizanje klimatske neutralnosti do 2050. godine i u skladu s tim, ako je primjenjivo, dostavila Okvirnoj konvenciji Ujedinjenih nacija o klimatskim promjenama (UNFCCC) dugoročnu razvojnu strategiju o niskim emisijama gasova sa efektom staklene bašte do navedene godine usklađenu sa ovim ciljem, i uvela zakonsku obavezu njegovog dostizanja,
- (e) država je pri implementaciji hodograma iz tačke (c) demonstrirala: poštovanje propisanih rokova, značajan napredak u usklađivanju nacionalnog zakonodavstva sa legislativom EU u oblasti klime na osnovu tog hodograma, uključujući i odredbe koje se tiču utvrđivanja karbonske cijene na nivou koji odgovara onom u EU barem u pogledu proizvodnje električne energije; i

³⁸ U skladu sa Aneksom I CBAM regulative, sljedeći proizvodi će biti predmet „takse za ugrađene emisije“ prilikom uvoza u EU: cement, električne energije, đubrivo, željezo, čelik, aluminijum i hemikalije.

postojanje sistema trgovine emisijama za električnu energiju koji obezbeđuje da karbonska cijena odgovara cjeni EU ETS-a najkasnije do 1. januara 2030. godine;

- (f) država je uspostavila efikasan sistem za sprječavanje indirektnog uvoza električne energije u EU iz drugih država ili teritorija koje ne ispunjavaju uslove utvrđene u tačkama (a) do (e).

Nakon dostavljanja hodograma iz tačke (c) država je dužna da dostavi dva izvještaja o ispunjenju uslova Evropskoj komisiji, prvi do 1. jula 2025. godine, a drugi do 31. decembra 2027. godine, na osnovu kojih će Evropska komisija uvrditi da li ta država i dalje ispunjava ove uslove.

Prema „*Izvještaju o spremnosti za CBAM*“ Sekretarijata Energetske zajednice, Crna Gora je, pored Ukrajine, jedina ugovorna strana

EZ koja je uvela sistem naplate emisija gasova sa efektom staklene bašte. Međutim, trenutni nivo „karbonskih cijena“ (cijena emisionih kredita) u Crnoj Gori je mnogo niži u odnosu na cijene u EU ETS-u³⁹, iz čega slijedi da bi proizvodi sa ugrađenim emisijama uvezeni iz Crne Gore u EU bili predmet „karbonske takse“, umanjene za određeni iznos, ali ne u velikoj mjeri zbog činjenice da je razlika u karbonskoj cijeni velika.

Kod takvog stanja stvari, a imajući u vidu nove obaveze i uslove iz CBAM-a, od 2026. godine proizvodi sa ugrađenim emisijama iz Crne Gore koji se izvoze u EU bili bi opterećeni „karbonskim taksama“, što bi uticalo na njihovu konkurentnost na tržištu EU. Električna energija proizvedena u Crnoj Gori koja se izvozi u EU može, pak, biti oslobođena plaćanja „takse za ugrađene emisije“ do 2030. godine, ako Crna Gora ispuni uslove iz gore pobrojanih tač. a) do f), a prvenstveno da poveže svoje tržište električne energije sa EU unutrašnjim tržištem električne energije. U ovom dijelu, transponovanje i implementacija *Novog paketa propisa u oblasti električne energije* u što kraćem roku treba da predstavlja prioritet, s obzirom na obavezu izvještavanja Evropske komisije, kako je rečeno, do 1. jula 2025. godine.

4.2 Veleprodajno tržište električne energije

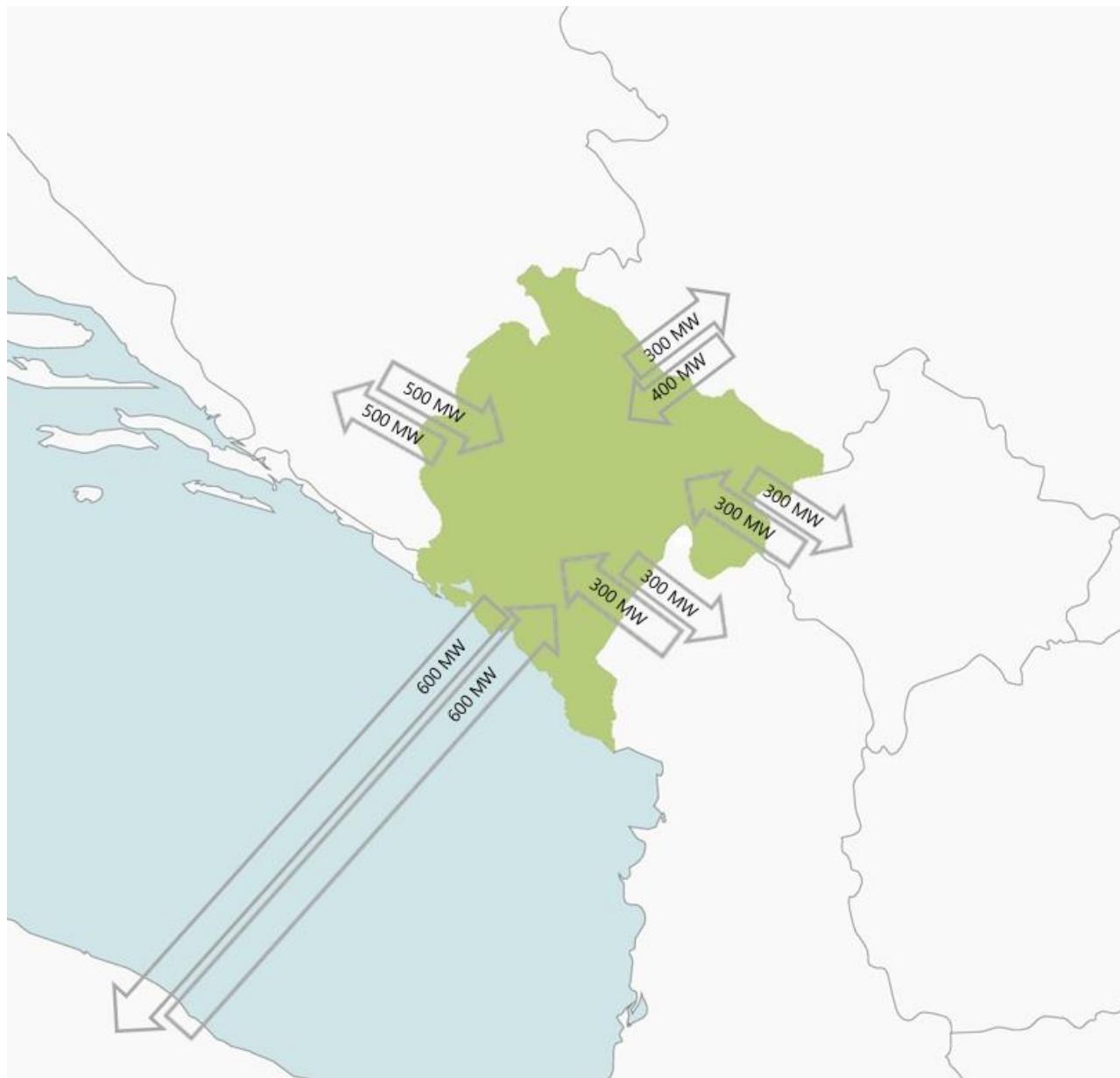
Stanje na veleprodajnim tržištima električne energije se u prethodne tri godine drastično mijenjalo u Evropi, a i globalno. Pandemija korona virusa i mjere koje su globalno uvođene kako bi se njegovo širenje suzbilo su uticali na smanjenje potražnje za energentima, što je dovelo do rekordno niskih cijena na berzama električne energije širom Europe tokom 2020. godine. Nakon ove krize uslijedio je ekonomski oporavak i porast tražnje za energijom, što je postupno dovelo do energetske krize uslijed nesklada ponude i potražnje za energentima na globalnom nivou. Stanje se dodatno usložnilo zbog vremenskih neprilika (hladna zimska sezona, poplave, suše...), koje su uticale na povećanu tražnju za prirodnim gasom i električnom energijom. Tokom 2021. godine su cijene energenata u Evropi dostigle nezapamćeni nivo. Kriza je nastavljena i u 2022. godini, dobijajući dimenziju velike humanitarne krize zbog rata u Ukrajini, koji je poremetio obrasce ponude i potražnje i dugogodišnje trgovinske odnose.

Rast cijena električne energije na veleprodajnom tržištu je zabilježen i u Crnoj Gori. Na crnogorskom veleprodajnom tržištu trgovina električnom energijom se u najvećoj mjeri odvijala na bilateralnoj

³⁹ Izvor: Sekretarijat Energetske zajednice, „CBAM-Readiness Tracker“, jun 2023. godine

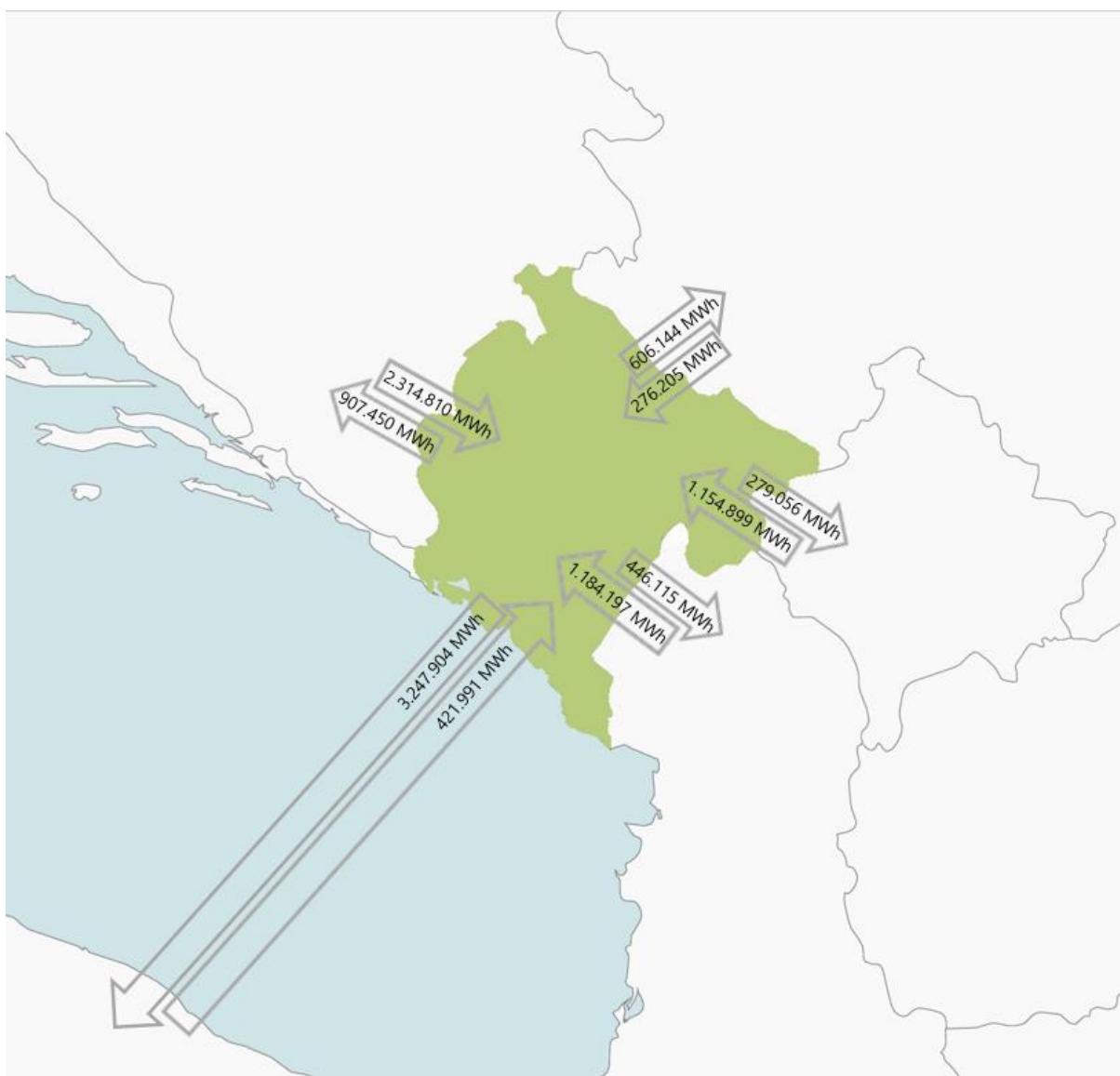
osnovi, dok se na organizovanom tj. berzanskom tržištu vršila samo nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane CGES-a i CEDIS-a.

Na slici koja slijedi prikazani su podaci o prenosnim kapacitetima na granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema sa susjednim prenosnim sistemima električne energije predstavljeni maksimalnim vrijednostima neto prenosnih kapaciteta (NTC) ostvarenim u 2022. godini, koji postavljaju gornju granicu za prekograničnu trgovinu električnom energijom.



Slika 4.2.1 Vrijednosti NTC-a na granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2022. godini

Trgovina, odnosno izvoz i uvoz električne energije koji se vrše kako bi se minimizirali troškovi sistema i maksimizirala sigurnost snabdijevanja, ne mogu da pređu vrijednosti NTC-a ni u jednom satu. Fizička razmjena električne energije između Crne Gore i susjednih zemalja u 2022. godini je prikazana na slici koja slijedi.

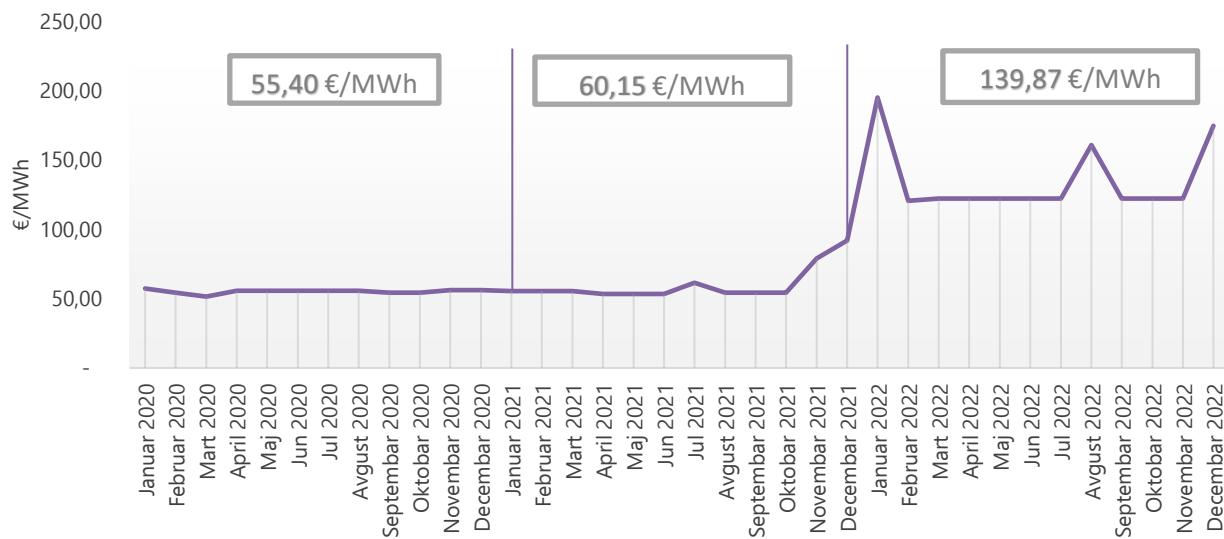


Slika 4.2.2 Fizički tokovi između crnogorskog elektroenergetskog sistema i susjednih sistema

Najveća količina električne energije je u crnogorski elektroenergetski sistem ušla iz Bosne i Hercegovine, koja je neto-izvoznica, a zatim iz Albanije i Kosova, dok je najveća količina energije predata italijanskom elektroenergetskom sistemu. Kao što je to već rečeno u potpoglavlju 3.2.1 *Efekti investicija u prenosni sistem električne energije*, povezivanjem prenosnih sistema Italije i Crne Gore crnogorski sistem je postao energetsko čvorište, uslijed čega se tranzit udvostručio u odnosu na period prije puštanja u rad podmorske interkonekcije. Italija, čija je energetska uvozna zavisnost velika i u kojoj su cijene električne energije na veleprodajnom tržištu među najvišim u Evropi (Grafik 4.2.3), ostvarila je preko podmorske interkonekcije pristup jeftinijoj električnoj energiji iz zemalja Zapadnog Balkana.

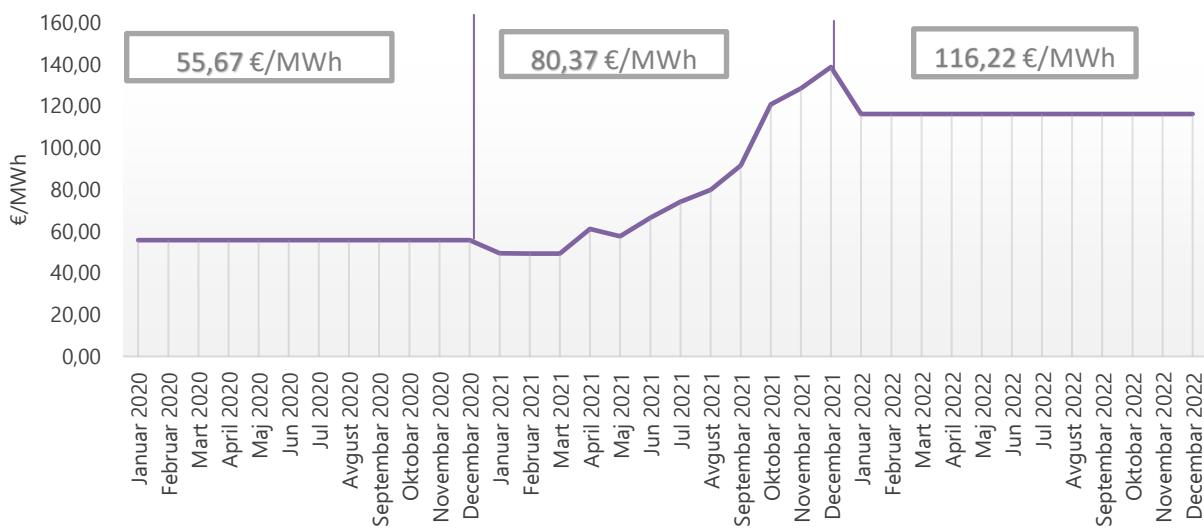
Na dugoročnom berzanskom tržištu električne energije tokom 2022. godine vršila se samo nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane CGES-a i CEDIS-a. „Crnogorska berza električne energije“ DOO Podgorica (u daljem tekstu: BELEN) osnovana je 2017. godine, a krajem 2020. godine je započela sa organizacijom dugoročnih aukcija za potrebe nabavke energije od strane operatora sistema.

Na graficima koji slijede prikazane su prosječne ponderisane cijene u periodu 2020-2022. godine po kojima su operatori sistema realizovali nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu u transparentnim postupcima, odnosno posredstvom BELEN-a od kraja 2020. godine.



Grafik 4.2.1 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020-2022. godine

Na grafiku se može vidjeti da je prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu, formirana u 2022. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori, bila duplo veća u odnosu na cijenu u 2021. godini i dva i po puta veća u odnosu na cijenu u 2020. godini. U 2022. godini energija za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu je u potpunosti nabavljena od strane EPCG, dok je u 2020. i 2021. godini dominantno nabavljana od učesnika na crnogorskom tržištu sa sjedištem u drugim zemljama.



Grafik 4.2.2 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020-2022. godine

Na grafiku se može vidjeti da je prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu, formirana u 2022. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori, bila veća za 45% u odnosu na cijenu u 2021. godini i duplo veća u odnosu na cijenu u 2020. godini. Tokom 2020., 2021. i 2022. godine energija za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu je u potpunosti nabavljena od EPCG.

Efekte porasta cijena na našem veleprodajnom tržištu osjetili su CGES i CEDIS, kao operatori prenosnog, odnosno distributivnog sistema električne energije. S obzirom na to da su cijene za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema za 2022. godinu, kroz koje se pokrivaju i troškovi nabavke električne energije za pokrivanje tehničkih gubitaka, utvrđene krajem 2019. godine, one nijesu mogle odražavati rast cijena električne energije na veleprodajnom tržištu. Navedeno znači da se rast cijena električne energije na veleprodajnom tržištu tokom 2021. i 2022. godine nije prenio na maloprodajno tržište u ovom dijelu, odnosno korisnici prenosnog i distributivnog sistema električne energije nijesu osjetili teret navedenog rasta tokom 2022. godine. Dodatno, do kraja 2022. godine je na snazi bilo i zakonsko ograničenje rasta cijena električne energije koje formira snabdjevač za kupce iz kategorije domaćinstva i mali kupci, pa se značajniji rast cijena po kojoj navedeni kupci plaćaju utrošenu električnu energiju nije ni mogao desiti, što je detaljnije opisano u potpoglavlju 4.2 *Maloprodajno tržište električne energije*.

Zbog rasta cijena na crnogorskom veleprodajnom tržištu električne energije, tokom 2022. godine nijesu uvođene posebne mjere, što nije slučaj sa zemljama u regionu i EU. Naime, vanredno stanje je uvedeno u sljedećim članicama Energetske zajednice: Albanija, Kosovo, Sjeverna Makedonija i Moldavija. Ove zemlje su uvele mehanizme direktne finansijske pomoći kupcima preko snabdjevača. Na Kosovu, u Sjevernoj Makedoniji i Moldaviji su povećane cijene u okviru univerzalne usluge snabdijevanja električnom energijom. Neto-uvoznice električne energije (Albanija, Sjeverna Makedonija, Moldavija i Kosovo) su bile pogodjene visokim cijenama uvezene električne energije, dok je neto-izvoznica Bosna i Hercegovina ostvarila velike prihode od izvoza električne energije.⁴⁰

Svaka članica EU je, takođe, uvela određene mjere kako bi umanjila rizik narušavanja sigurnosti snabdijevanja energijom i kako bi pružila podršku građanima i ekonomiji. Od ukupno 439 uvedenih mjeru, 36% je za cilj imalo obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja, a 64% priuštivost krajnjim kupcima, dok skoro polovina uvedenih mjeru predstavlja direktnu finansijsku podršku krajnjim kupcima.⁴¹ Evropska komisija je usvojila akt kojim definije kratkoročne i srednjoročne mjeru koje se mogu uvesti kako bi se umanjili negativni efekti energetske krize.⁴²

ACER je u svojoj analizi uticaja visokih cijena električne energije na zemlje EU zaključila da visoke cijene gasa na globalnom nivou, zajedno sa LNG-om kao primarnim uzročnikom, predstavljaju ključni pokretač drastičnog skoka cijena električne energije i gasa u Evropi, te da su najviše pogodjene

⁴⁰ ECRB Electricity Working Group, „Impact of the electricity price surge in Energy Community Contracting Parties and measures undertaken”, april 2022. godine

<https://www.energy-community.org/documents/ECRB.html>

⁴¹ ACER, „Wholesale Electricity Market Monitoring 2022”, mart 2023. godine

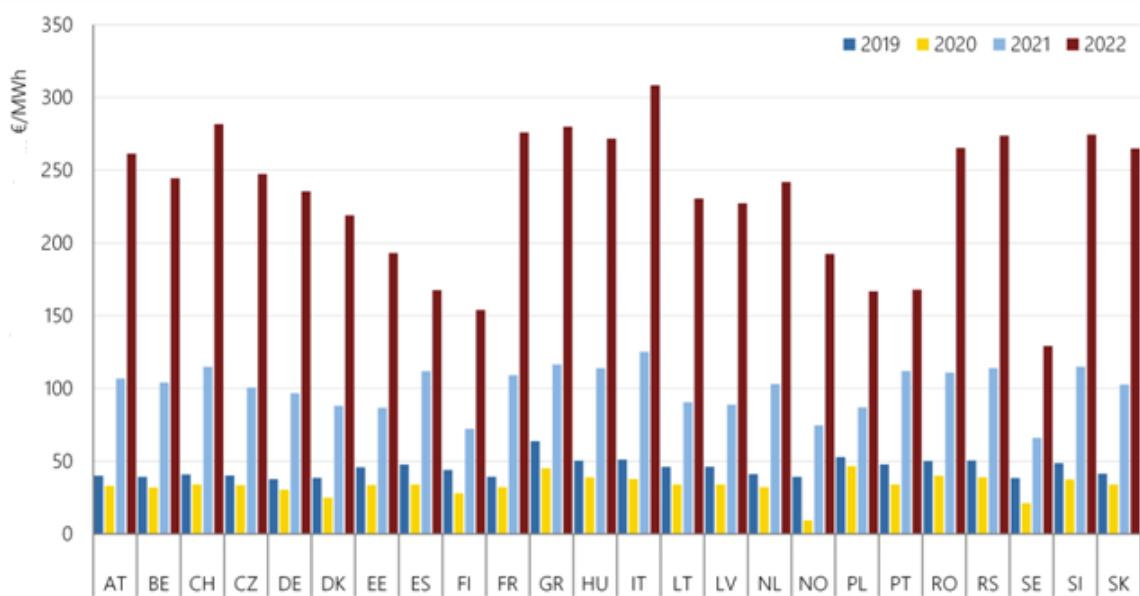
<https://euagenda.eu/upload/publications/electricity-mmr-2022-emergency-measures.pdf>

⁴² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_5202

zemlje koje za zadovoljenje svojih potreba za energijom koriste prirodni gas i koje su slabo povezane sa susjednim elektroenergetskim sistemima. Zemlje EU su podijeljene u tri grupe, i to:

- Zemlje sa visokom zavisnošću od gasa i ograničenom povezanošću sa drugim elektroenergetskim sistemima (Italija, Irska, Portugal i Španija), u kojima je prosječna cijena električne energije na dan-unaprijed tržištu tokom 2021. godine iznosila 167 €/MWh,
- Zemlje sa srednjom zavisnošću od gasa i dobrom povezanošću sa drugim elektroenergetskim sistemima (Austrija, Belgija, Bugarska, Češka, Estonija, Francuska, Grčka, Holandija, Hrvatska, Letonija, Litvanija, Luksemburg, Mađarska, Njemačka, Rumunija, Slovačka i Slovenija), u kojima je prosječna cijena električne energije na dan-unaprijed tržištu tokom 2021. godine iznosila 132 €/MWh,
- Zemlje sa niskom zavisnošću od gasa i dobrom povezanošću sa drugim elektroenergetskim sistemima (Finska, Norveška, Poljska, Švedska), u kojima je prosječna cijena električne energije na dan-unaprijed tržištu tokom 2021. godine iznosila 89 €/MWh.⁴³

Na grafiku koji slijedi prikazane su prosječne cijene električne energije na evropskim dan-unaprijed tržištima u periodu od 2019. do 2022. godine.⁴⁴



Grafik 4.2.3 Prosječne cijene električne energije na evropskim dan-unaprijed tržištima u periodu od 2019. do 2022. godine

Proizvođači električne energije koji ne koriste gas za njenu proizvodnju širom Evrope su ostvarili rekordne profite tokom energetske krize, zbog toga što su imali priliku da uz stabilne operativne troškove prodaju električnu energiju na tržištu po mnogo većim cijenama. Prosječna cijena na

⁴³ ACER, "ACER's Preliminary Assessment of Europe's high energy prices and the current wholesale electricity market design", novembar 2021. godine

<https://acer.europa.eu/sites/default/files/2022-05/ACER's%20Preliminary%20Assessment%20of%20Europe's%20high%20energy%20prices%20and%20the%20current%20wholesale%20electricity%20market%20design.pdf>

⁴⁴ <https://www.ffe.de/en/publications/european-day-ahead-electricity-prices-in-2022/>

evropskim dan-unaprijed tržištima električne energije u 2022. godini iznosila je oko 235 €/MWh⁴⁵, dok je na referentnoj berzi HUPX iznosila 272 €/MWh⁴⁶. Polazeći od navedenog, Evropska komisija je u oktobru 2022. godine donijela *Regulativu (EU) 2022/1854 o hitnoj intervenciji za rješavanje pitanja visokih cijena energije*⁴⁷, kojom je ograničen prihod koji mogu zadržati (180 €/MWh) proizvođači električne energije koji je proizvode korišćenjem obnovljivih izvora, lignita i nuklearne energije. Surplus koji ovi proizvođači ostvare (od 180€/MWh do tržišne cijene) se prenosi na kupce električne energije na način što taj prihod prikupe države članice i redistribuiraju ih kupcima i kompanijama koje su najviše pogodjene energetskom krizom. Članice EU su, takođe, pozvane da podrže jedna drugu u solidarnosti dijeleći prihode prikupljene od proizvođača električne energije.⁴⁸

Kao što je već rečeno, tokom 2022. godine u Crnoj Gori nijesu uvođene posebne mjere zbog rasta cijena na veleprodajnom tržištu električne energije, niti su kupci bili pogodjeni energetskom krizom. Kada se stanje na veleprodajnom tržištu u Crnoj Gori posmatra u svjetlu osnovnih faktora koji su determinisali stepen pogodenosti zemalja energetskom krizom u Evropi – korišćenje prirodnog gasa za zadovoljenje potreba za energijom i povezanost elektroenergetskih sistema, jasno je zbog čega naša zemlja nije bila drastično pogodjena. Naime, prirodni gas nije dio crnogorskog energetskog miksa. Prirodni gas se ne koristi ni za zadovoljenje energetskih potreba, ni za proizvodnju električne energije. Stoga su i efekti evropske energetske krize počeli da se osjećaju u drugoj polovini 2021. godine, i to samo od strane operatora prenosnog i distributivnog sistema koji su dužni da nabavljaju energiju za pokrivanje gubitaka u sistemu na crnogorskem berzanskom tržištu.

Dalje, elektroenergetski sistem Crne Gore je jako dobro povezan sa susjednim sistemima. Elektroenergetski sistemi regiona su bili dio jedinstvenog elektroenergetskog sistema bivše države – Socijalističke Federativne Republike Jugoslavije. Dodatno, puštanjem u rad interkonekcije između prenosnih sistema Italije i Crne Gore krajem 2019. godine povezanost našeg elektroenergetskog sistema sa susjednim je značajno ojačana. Crnogorski elektroenergetski sistem je povezan sa sistemima: Albanije, Bosne i Hercegovine, Italije, Kosova i Srbije, što je detaljnije opisano u potpoglavlju 1.1.2 *Prenosni kapaciteti*.

Dodatno, kao što je prikazano u potpoglavlјima 1.1.1 *Proizvodni kapaciteti*, 1.1.4 *Potrošnja električne energije* i 1.2.6 *Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije*, iako je hidrološka situacija u 2022. godini bila lošija nego u 2021. godini, proizvodnja električne energije u Crnoj Gori je u 2021. i 2022. godini bila veća od ukupnih potreba na godišnjem nivou (potrošnja električne energije i gubici u prenosnom i distributivnom sistemu). Konkretno, u 2022. godini proizvodnja na godišnjem nivou je bila za 134,35 GWh veća od potrošnje električne energije i gubitaka. Nominalna snaga elektrana u zemlji iznosila je 1.053,044 MW u 2022. godini. Sa druge strane, maksimalno opterećenje konzuma u zemlji je iznosilo 545 MW, a minimalno 168 MW. Iako su potrebe crnogorskog konzuma na godišnjem nivou bile manje od ukupne domaće proizvodnje, to ne znači da u pojedinim periodima tokom godine nije postojala potreba za uvozom, kako bi potrebe konzuma bile zadovoljene u svakom trenutku.

⁴⁵ <https://www.ffe.de/en/publications/european-day-ahead-electricity-prices-in-2022/>

⁴⁶ https://hupx.hu/uploads/Piaci%20adatok/DAM/%C3%A9ves/HUPX_Spot_2022.pdf

⁴⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/HR/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2022:261:FULL>

⁴⁸ <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-measures-to-cut-down-energy-bills/>

Imajući u vidu navedeno, kao i činjenicu da Crna Gora ne koristi prirodni gas za zadovoljenje svojih potreba za energijom, te da nema gasne elektrane, energetska kriza u Evropi se za crnogorske proizvođače može percipirati i kao šansa za ostvarenje većih prihoda od prodaje i, posljedično, većeg profita od onog u uobičajenim okolnostima. Iskorišćenje te šanse se može ostvariti kroz adekvatno upravljanje proizvodnim resursima tokom godine, uz vođenje računa o zimskim i ljetnjim periodima kada je potrošnja u zemlji velika, kao i troškovnoj efikasnosti, odnosno održanjem stabilnih operativnih troškova. Rast cijena na veleprodajnom tržištu električne energije je podstakao mnoge povlašćene proizvođače da napuste podsticajni mehanizam i da izađu na tržište. Ovaj trend je zapažen u zemljama regiona, a u Crnoj Gori je počeo u prvom kvartalu 2023. godine. Rezultati poslovanja crnogorskih proizvođača električne energije prikazani su u potpoglavlju 5.1.2 *Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata*, a detaljniji osvrt na rezultate poslovanja dominantnog crnogorskog proizvođača, trgovca i snabdjevača električnom energijom dat je u potpoglavlju 3.1.1 *Investicije u proizvodne kapacitete i investiciona sposobnost*.

4.2.1 Razvoj veleprodajnog tržišta električne energije

Učesnici na veleprodajnom tržištu električne energije su proizvođači, trgovci, snabdjevači, kupci samosnabdjevači i snabdjevač poslednjeg izbora i ranjivih kupaca. Osim navedenih, učesnicima na tržištu smatraju se i:

- operator prenosnog sistema, kao subjekat koji kupuje i/ili prodaje električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu, za pomoćne usluge i balansiranje sistema,
- operator distributivnog sistema, kao subjekat koji kupuje električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu,
- operator tržišta, kao lice koje kupuje električnu energiju proizvedenu od povlašćenih proizvođača i prodaje je snabdjevačima i kupcima samosnabdjevačima,
- berza, kao lice koje pruža uslugu uparivanja ponude i potražnje električne energije i ne posjeduje svoje primopredajno mjesto,
- operator zatvorenog distributivnog sistema, kao lice koje kupuje električnu energiju za pokrivanje gubitaka zatvorenog distributivnog sistema, svojih potreba i snabdijevanje krajnjih kupaca u zatvorenom distributivnom sistemu, i posjeduje svoje primopredajno mjesto.

Otvaranjem tržišta, sprovedenim reformama elektroenergetskog sektora i uskladištanjem zakonskog okvira sa *Trećim energetskim paketom* EU, stvoreni su uslovi za razvoj tržišta i unapređenje konkurenčije. Ipak tržište u Crnoj Gori i dalje karakteriše dominantan položaj EPCG u svim tržišnim djelatnostima - proizvodnja, trgovina i snabdijevanje električnom energijom. Naime, prema podacima EUROSTAT-a o tržišnim udjelima najvećeg proizvođača električne energije u evropskim zemljama⁴⁹, udio dominantnog proizvođača u Crnoj Gori je u 2021. godini iznosio 86,44%, dok je

⁴⁹ Pokazatelj se odnosi na tržišni udio najvećeg proizvođača električne energije u svakoj zemlji. Za izračun ovog pokazatelja uzima se u obzir ukupna neto proizvodnja električne energije tokom svake referentne godine. To znači da se ne uzima u obzir električna energija koju generatori troše za vlastitu potrošnju. Zatim se uzima u obzir neto proizvodnja svakog proizvođača tokom iste godine kako bi se izračunali odgovarajući tržišni udjeli. Pod ovim pokazateljem prijavljen je samo najveći tržišni udio."

prosječni udio u evropskim zemljama, uključujući zemlje Zapadnog Balkana, iznosio 48,70%. Kada se uzmu u obzir samo zemlje Zapadnog Balkana, prosječni udio je iznosio 75,51%, a udio u evropskim zemljama, bez zemalja Zapadnog Balkana, 43,12%. Navedeni podaci ukazuju na visok stepen koncentracije na tržištu električne energije Crne Gore. U *Izvještaju Evropske komisije o konkurenčnosti energetskom tržištu*⁵⁰, objavljenom 2007. godine, zaključeno je da visoki stepen koncentracije na tržištu ostavlja prostor za zloupotrebu tržišne moći i predstavlja jednu od najvećih briga za uspješnost procesa liberalizacije i razvoja tržišta. Pored visokog stepena koncentracije na tržištu, Evropska komisija je istakla da nedovoljno razdvajanje djelatnosti prenosa i distribucije električne energije od snabdijevanja i proizvodnje, kao tržišnih djelatnosti, ima negativne posljedice na funkcionisanje tržišta i na ulaganje u mreže, što predstavlja veliku prepreku za ulazak novih učesnika na tržište, a time i za sigurnost snabdijevanja. Stoga je za razvoj tržišta nužno obezbijediti nezavisnost i održivost poslovanja operatora prenosnog i distributivnog sistema električne energije i njihovu sposobnost da omoguće priključenje novih proizvodnih objekata električne energije, tj. povećanje broja učesnika na tržištu. Takođe je nužno da operatori sistema u kontinuitetu i bez izuzetka obezbjeđuju nediskriminoran tretman učesnika na tržištu. Dodatno, neutraktivnost malih tržišta, poput crnogorskog, se može prevazići kroz integraciju tržišta, tzv. „market coupling”.

Povezivanje nacionalnih tržišta u regionalna, a potom u jedinstveno panevropsko tržište, dobija još više na značaju razvojem politika usmjerenih na klimatske promjene, zaštitu životne sredine, podsticanje proizvodnje energije iz obnovljivih izvora, smanjivanje proizvodnje energije iz uglja, ostalih fosilnih goriva i drugih neobnovljivih izvora (nuklearna energija). Osnovna karakteristika obnovljivih izvora energije, poput solara i vjetra, je intermitentnost, što predstavlja poseban izazov za upravljanje energetskim sistemom i obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja. Povećanu upotrebu obnovljivih izvora energije prati razvoj novih tehnologija za skladištenje energije, ulaganja u druge izvore energije koje karakteriše fleksibilnost proizvodnje (npr. akumulacione hidroelektrane, gasne elektrane), upravljanje potrošnjom, veća upućenost na druga tržišta i njihovo međusobno povezivanje. Povezivanjem tržišta električne energije obezbjeđuje se efikasnije korišćenje proizvodnih resursa širom Evrope. Stoga je integracija tržišta električne energije još jedan vid udruživanja napora zemalja usmjerenih na zajedničko prevazilaženje izazova u vezi sa sigurnošću snabdijevanja energijom, povećanje konkurenčnosti na tržištu, povećanje korišćenja energije iz obnovljivih izvora, a time i unapređenje ekološke situacije.

Za mala tržišta, poput crnogorskog, ovim procesom se ostvaruju benefiti kroz formiranje cijena na osnovu ponude i potražnje na svim povezanim tržištim, kao da je riječ o jednom tržištu, što vodi većoj likvidnosti tržišta zbog većeg broja učesnika i transakcija, a time i manjoj volatilnosti cijena. Integracijom tržišta može se, takođe, minimizirati rizik zloupotrebe dominantnog položaja učesnika na veleprodajnom i maloprodajnom tržištu i dati doprinos razvoju tržišta.

Dodatno, povezivanje tržišta do 2025. godine je jedan od uslova za izuzeće, i to do 2030. godine, od primjene CBAM – a, kao što je detaljnije opisano u potpoglavlju 4.1 *Novi paket propisa u oblasti električne energije – obaveze i izuzeće*. EU kroz ovaj mehanizam uvodi princip „zagađivač plaća”,

<https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00119/default/table?lang=en>

⁵⁰ Evropska komisija, „DG Competition Report on energy sector inquiry”, 2007. godina
http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/2005_inquiry/full_report_part1.pdf

pokrivajući niz specifičnih proizvoda u sektorima sa intenzivnim emisijama ugljen-dioksida, uključujući cement, električnu energiju, đubrivo, željezo, čelik, aluminijum i hemikalije, za koje podrazumijeva primjenu „taksi za ugrađene emisije“ kako bi se podstakla dekarbonizacija. Dakle, to znači da će u praksi uvoznik morati da deklariše emisije koje su direktno povezane sa proizvodnim procesom, a ukoliko one prelaze evropski standard, dužan je pribaviti „emisioni certifikat“ po cijeni ugljen-dioksida u EU. Električna energija koja se izvozi iz Crne Gore i regiona može biti izuzeta od primjene ovog mehanizma do 2030. godine, ako se ostvari napredak u integraciji tržišta.

„Stvaranje ili pridruživanje funkcionalnom tržištu dan-unaprijed i povezivanje sa susjednim tržištima, uključujući Italiju“ je prepoznato i kao jedan od ključnih zadataka koje je neophodno ispuniti kako bi se ostvario napredak u procesu evropskih integracija (Poglavlje 15). U Izveštaju Evropske komisije o Crnoj Gori za 2022. godinu⁵¹, u dijelu koji se odnosi na Poglavlje 15, ocijenjeno je sljedeće:

„Crna Gora je dostigla dobar nivo pripremljenosti u ovoj oblasti. U izvještajnom periodu postignut je određeni napredak, uglavnom u pripremnim koracima za stvaranje dan-unaprijed tržišta i prelasku na tržišne mehanizme za obnovljive izvore energije. Prošlogodišnje preporuke time su djelimično ispoštovane.“

Značajan napredak ostvario se u 2023. godini, kada se 26. aprila otvorilo dan-unaprijed tržište električne energije. Time je ispunjen jedan od nužnih uslova za integraciju tržišta električne energije.

Drugi neizostavan uslov je usklađivanje nacionalnog zakonodavstva sa pravnom tekovinom EU u ovoj oblasti. Pravni okvir kojim se uređuje povezivanje tržišta je djelimično usklađen 2020. godine kada su prava i obaveze subjekata zaduženih za sprovođenje povezivanja tržišta propisane Zakonom o energetici. Kao što je već navedeno na početku ovog poglavlja, u decembru 2022. godine je Ministarski savjet Energetske zajednice donio novi paket propisa prilagođen za njene članice, koji sadrži i propise kojima se uređuje integracija tržišta. Rok za usklađivanje zakonodavstva članica Energetske zajednice sa navedenim paketom je kraj 2023. godine.

U međuvremenu, nastavljeno je sa realizacijom projekta povezivanja tržišta Albanije, Italije, Crne Gore i Srbije – AIMS projekat. U realizaciju ovog projekta su uključeni operatori prenosnih sistema, berze i regulatorna tijela navedenih zemalja. Regulatorna tijela su posmatrači u ovom procesu. Za realizaciju ovog projekta neophodno je postojanje funkcionalnih dan-unaprijed tržišta, usklađenost pravnih okvira sa evropskim propisima i ispunjavanje obaveza normiranih tim propisima.

Pored djelimičnog usklađivanja pravnog okvira Crne Gore sa evropskim okvirom u dijelu koji se odnosi na proces povezivanja tržišta, u 2022. godini izvršeno je usklađivanje sa EU propisima kojima se uređuje nadzor nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa, što je i konstatovano u Izveštaju Evropske komisije Crnoj Gori za 2022. godinu. U januaru 2022. godine je stupio na snagu *Zakon o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa* („Službeni list CG“, broj 1/22), kojim je u crnogorsko zakonodavstvo transponovana *Regulativa (EU) broj 1227/2011 o cjelovitosti i transparentnosti veleprodajnog tržišta energije* (u daljem tekstu:

⁵¹ Evropska komisija, Izveštaj o Crnoj Gori za 2022., oktobar 2022. godine

<https://neighbourhood-enlargement.ec.europa.eu/system/files/2022-10/Montenegro%20Report%202022.pdf>

REMIT). Osnovni cilj ovog zakona je stvaranje uslova za pravilno funkcionisanje veleprodajnog tržišta električne energije i prirodnog gasa kroz:

- uspostavljanje djelotvornog sistema nadzora veleprodajnog tržišta, kako bi se spriječile, otkrile i sankcionisale zloupotrebe na tržištu,
- poboljšanje transparentnosti na veleprodajnom tržištu električne energije i prirodnog gasa, kako bi se povećalo povjerenje u tržište, povećao broj učesnika na tržištu i uspostavio pouzdan cjenovni signal,
- obezbjeđivanje dodatne zaštite kupaca kroz nadzor nad ponašanjem učesnika na tržištu.

Donošenje navedenog zakona je od posebnog značaja za adekvatno funkcionisanje i razvoj tržišta električne energije posebno u kontekstu povezivanja tržišta i formiranja cijena na regionalnom, a ne na nacionalnom nivou. Obezbjedenje pouzdanosti i transparentnosti veleprodajnih tržišta električne energije predstavlja prioritet u procesu integracije tržišta, jer zloupotrebe tržišta u jednoj zemlji utiču i na veleprodajne cijene, a posljedično i na maloprodajne cijene u drugoj zemlji.

Zakonom o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa su propisane zabrane zloupotreba na tržištu, kaznena politika, nove obaveze učesnika na veleprodajnom tržištu i ovlašćenja REGAGEN, kao institucije koja vrši nadzor nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa, čime je učinjen značajan pomak u uređenju pravnog okvira u ovoj oblasti i ispunjena jedna od obaveza iz procesa evropskih integracija. Navedeni zakon uređuje i međunarodnu saradnju u vršenju nadzora nad tržištem. Harmonizovana primjena REMIT na nivou Energetske zajednice se obezbjeđuje kroz učestvovanje u aktivnostima radne grupe u okviru Regulatornog Odbora Energetske zajednice (eng. *Energy Community Regulatory Board - ECRB*).

Od primarnog značaja za sprovođenje djelotvornog nadzora nad veleprodajnim tržištem je očuvanje nezavisnosti regulatornog tijela i obezbjeđenje neophodnih ovlašćenja kako bi se zloupotrebe mogle pravovremeno otkriti i sankcionisati. Kaznena politika je, takođe, od izuzetnog značaja, i ona, kako to REMIT zahtijeva, mora biti „*djelotvorna, odvraćajuća i srazmjerna, odražavajući prirodu, trajanje i ozbiljnost povrede, štetu nanesenu kupcima i potencijalnu dobit od trgovanja na osnovu insajderskih informacija i zloupotrebe na veleprodajnom tržištu*“.

Polazeći od obaveza propisanih Zakonom o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa, tokom 2022. godine, REGAGEN je:

- donijela i objavila set akata kojima se olakšava implementacija REMIT-a: interno Upustvo o načinu vođenja evidencije učesnika na veleprodajnom tržištu električne energije i prirodnog gasa, Obrazac prijave za upis u evidenciju učesnika na veleprodajnom tržištu, Odluku o utvrđivanju liste elektronskih sistema za objavljivanje insajderskih informacija od strane učesnika na veleprodajnom tržištu, Obrazac obaveštenja o odlaganju objavljivanja insajderskih informacija, Obrazac obaveštenja o izuzeću od zabrane trgovanja na osnovu insajderskih informacija, Obrazac prijave zloupotrebe na veleprodajnom tržištu,
- uspostavila nacionalnu evidenciju učesnika na veleprodajnom tržištu električne energije,

- vršila kontinuiranu komunikaciju i informisanje učesnika na veleprodajnom tržištu u pogledu novih obaveza koje proističu iz predmetnog zakona,
- vršila kontinuiranu komunikaciju i razmjenu podataka sa nadležnim tijelima na međunarodnom nivou (radna grupa Regulatornog odbora Energetske zajednice koja se bavi REMIT-om i Sekretarijat Energetske zajednice),
- prilagodila svoju internet stranicu, u cilju efikasnijeg informisanja učesnika na tržištu i drugih zainteresovanih strana o pitanjima značajnim za funkcioniranje veleprodajnog tržišta,
- prikupljala podatke na mjesечnom nivou o izvršenim transakcijama učesnika na veleprodajnom tržištu električne energije u cilju sprovođenja nadzora nad veleprodajnim tržištem električne energije,
- učestvovala u aktivnostima nadležnih tijela Energetske zajednice.

Jedan od prvih koraka u implementaciji REMIT-a odnosio se na uspostavljanje evidencije učesnika na veleprodajnom tržištu električne energije Crne Gore, u koju je zaključno sa 31. decembrom 2022. godine upisano 50 učesnika, a njihov broj u prvoj polovini 2023. godine se povećao na 64. Učesnici su pravna lica koja su registrovana u Crnoj Gori, zemljama EU i zemljama članicama Energetske zajednice.

Napredak u harmonizaciji crnogorskog pravnog okvira sa REMIT-om konstatovan je u *Izvještaju Evropske komisije Crnoj Gori za 2022. godinu*⁵². Da bi opisani napredak u pogledu usklađivanja našeg pravnog sistema sa EU tekinom u ovoj oblasti rezultirao jačanjem povjerenja u tržište i samim tim njegovim razvojem, potrebno je obezbijediti pravnu sigurnost i kontinuitet. Naime, proces harmonizacije crnogorskog zakonskog okvira sa pravnom tekinom EU nalaže da se vodi računa o cjelini pravnog sistema, odnosno da se usklađenost postignuta kroz određeni zakon ne naruši drugim zakonima. Pravni sistem po definiciji predstavlja skup međusobno usklađenih pravila koja važe u jednoj državi.

Postizanje osnovnog cilja Zakona o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa, koji se odnosi na poboljšanje transparentnosti na crnogorskem veleprodajnom tržištu električne energije, je poljuljano donošenjem Zakona o dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG”, br. 152/22) krajem 2022. godine. Naime, ovim zakonom je uveden osnov za uvođenje posebnih mjera od strane Vlade ukoliko dođe do „ekstremnog rasta cijena električne energije na tržištu”. Pored činjenice da nijesu precizirani kriterijumi na osnovu kojih se može utvrditi nastanak ove situacije, cijene na tržištu same za sebe ne mogu predstavljati poremećaj na tržištu ako postoje dovoljne količine električne energije, već one samo odražavaju odnos ponude i potražnje. Osim toga, predmetnim dopunama dovedena je u pitanje konzistentnost odredaba Zakona o energetici budući da je javnim uslugama iz člana 88 ovog zakona, koje su, u do tada važećem zakonskom okviru, bile jasno prepoznate kao licencirane ili nelicencirane djelatnosti, dodata javna usluga čiji status, u pomenutom smislu, nije preciziran.

⁵² Evropska komisija, „Izvještaj o Crnoj Gori za 2022”, oktobar 2022. godine
<https://neighbourhood-enlargement.ec.europa.eu/system/files/2022-10/Montenegro%20Report%202022.pdf>

Vlada Crne Gore je na temelju navedenog zakona, uprkos svom Mišljenju koje je dala na Predlog Zakona o dopunama Zakona o energetici, broj 07-8193/2 od 23. decembra 2022. godine (u kojem je iznijela ozbiljne primjedbe na predmetni zakon, uz konstataciju da: „*Dostavljeni predlog ne definiše ko predlaže cijenu i metodologiju budući da nijesu propisani kriterijumi ni uslovi za njeno utvrđenje.*“) 31. januara 2023. godine donijela Zaključke, broj 07-010/23-375/2 kojima je zadužila „*Odbor direktora Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić da u skladu sa članom 213 stav 1 tačka 2 Zakona o energetici („Službeni list CG“, br. 5/16, 51/17, 82/20, 29/22 i 152/22) za period od 1.januara do 28. februara 2023. godine ugovori posebne uslove trgovine za nabavku gubitaka na mreži CEDIS-a na nivou regulatorno odobrene cijene metodom knjižnog odobrenja*“.

U odnosu na ovakve Zaključke Vlade, važno je istaći da važeći normativni okvir ne prepoznae institut „regulatorno odobrene cijene“. Naime, saglasno tom okviru, REGAGEN ne utvrđuje cijenu nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu, već se ona određuje u transparentnom postupku na tržištu saglasno članu 111 stav 4 i članu 115 stav 5 Zakona o energetici, a u skladu sa članom 241 c stav 4 ovog zakona na berzanskom tržištu nakon njegovog uspostavljanja. U postupku utvrđivanja cijena za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema električne energije, REGAGEN utvrđuje troškove nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu na osnovu planskih podataka, što se *ex-post* koriguje, što znači da će cijena za korišćenje sistema u krajnjem uključivati bilo koju cijenu koju operatori sistema ostvare u transparentnim postupcima nabavke energije za ovu svrhu.

Ovakvim normativnim rješenjem i njegovim sprovođenjem ugrožava se transparentnost na veleprodajnom tržištu Crne Gore i pružaju obmanjujući signali o cijeni veleprodajnih energetskih proizvoda, čime se derogiraju odredbe Zakona o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa. Uvođenje mjera usmjerenih na suzbijanje negativnih posljedica u kriznim situacijama, ne bi smjelo dugoročno narušiti sektorsko ustrojstvo i funkciranje elektroenergetskog sistema i tržišta. Kako bi se navedeno izbjeglo i kako bi se donijela optimalna normativna rješenja u oblasti energetike, uputno je uključivanje stručne javnosti pri uspostavljanju ili mijenjanju zakonskog okvira.

4.3 Maloprodajno tržište električne energije

Maloprodajno tržište električne energije se odnosi na snabdijevanje krajnjih kupaca od strane licenciranih snabdjevača. Učesnici na maloprodajnom tržištu električne energije su:

- kupac, kao pravno ili fizičko lice koje kupuje električnu energiju za sopstvenu potrošnju, i
- snabdjevač, kao subjekat koji kupuje, prodaje i preprodaje električnu energiju u svoje ime i za svoj račun i ima licencu za obavljanje djelatnosti snabdijevanja električnom energijom, tj. za prodaju električne energije krajnjim kupcima.

U 2022. godini je šest subjekata posjedovalo licencu za snabdijevanje električnom energijom koju izdaje REGAGEN, i to: „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić, DOO „Montenegro Bonus“ Cetinje, DOO „Energia Gas and Power“ Podgorica, DOO „Uniprom“ Nikšić, DOO „Petrol Crna Gora MNE“ Podgorica i DOO „Twinfin Tesla“ Podgorica.

Posljednja godina primjene zakonskih ograničenja povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva od strane snabdjevača je upravo 2022. godina. REGAGEN je krajem 2019. godine, u skladu sa svojim zakonskim ovlašćenjima donijela Odluku o produženju primjene ograničenja povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva za period 2020-2022. godina. Navedeno ograničenje rasta cijena za ovu kategoriju kupaca je prestalo da važi istekom 2022. godine, od kada EPCG, kao jedini aktivni snabdjevač na crnogorskom maloprodajnom tržištu električne energije, ima pravo da slobodno formira cijene za sve kategorije kupaca.

EPCG nudi mogućnost izbora tarifnih modela snabdijevanja kupcima priključenim na distributivni sistem električne energije, i to: „osnovni”, „plavi”, „crveni” i „zeleni” model. Na ovaj način je izvršeno prilagođavanje potrebama kupaca priključenih na distributivni sistem, čime je unaprjeđena usluga snabdijevanja. Kupci su podstaknuti na aktivno učešće u upravljanju potrošnjom električne energije kroz pružanje mogućnosti da se ostvare uštede odabirom modela snabdijevanja koji najviše odgovara količini i načinu potrošnje električne energije pojedinačnog kupca. U cilju poboljšanja usluge snabdijevanja uputno je ponuditi više tarifnih modela i za kategorije kupaca koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva i mali kupci. Na taj način bi se mogao ostvariti doprinos razvoju drugih ekonomskih djelatnosti, odnosno povećanju broja kupaca priključenih na prenosni sistem i njihove potrošnje, što bi se u krajnjem pozitivno odrazilo i na cijene korišćenja prenosnog sistema električne energije.

Tokom 2022. godine 220 kupaca je promijenilo tarifni model snabdijevanja (sedam kupaca je izvršilo promjenu iz „crvenog“ modela u „osnovni“, šest kupca iz „osnovnog“ u „crveni“, 89 kupaca iz „osnovnog“ u „plavi“ i 118 kupaca iz „plavog“ u „osnovni“ model). Od ukupnog broja kupaca koji su tokom 2022. godine potpisali ugovor o snabdijevanju (36.269), 35.421 kupac se opredijelio za „osnovni“ model, 822 za „plavi“ model, 22 za „crveni“ i 4 za „zeleni“.

4.3.1 Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori

U 2022. godini obim prodaje električne energije kupcima priključenim na distributivni sistem iznosio je 2482,14 GWh, što je za 110,82 GWh ili 4,67% više u odnosu na 2021. godinu. Obim prodaje električne energije u 2022. godini u odnosu na 2021. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, veći za 5,15 GWh ili 4,94%;
- 10 kV, veći za 25,19 GWh ili 7,00%;
- 0.4 kV, ukupno veći za 80,48 GWh ili 4,22%;
- 0.4 kV – domaćinstva dvotarifno mjerjenje, veći za 39,11 GWh ili 2,97%;
- 0.4 kV – domaćinstva jednotarifno mjerjenje, veći za 0,48 GWh ili 2,74%.

U 2022. godini fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju kupcima priključenim na distributivni sistem iznosila je 223,68 miliona €, što je za 8,94 miliona € ili 4,16% više u odnosu na 2021. godinu. Fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju u 2022. godini u odnosu na 2021. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, veća za 0,32 mil.€ ili 4,95%;

- 10 kV, veća za 2,00 mil.€ ili 6,86%;
- 0.4 kV, ukupno veća za 6,63 mil.€ ili 3,70%;
- 0.4 kV – domaćinstva dvotarifno mjerjenje, veća za 2,72 mil.€ ili 2,32%;
- 0.4 kV – domaćinstva jednotarifno mjerjenje, veća za 0,03 mil.€ ili 2,09%.

U 2022. godini prosječno ostvarena cijena električne energije, koja obuhvata i naknadu za podsticanje obnovljivih izvora električne energije kod kupaca priključenih na distributivni sistem, iznosila je 9,01 €c/kWh (ne uključujući PDV), što je za 0,04 €c/kWh ili 0,48% manje u odnosu na 2021. godinu.

EPCG je i u 2022. godini, kao jedini aktivni snabdjevač, nastavila da snabdijeva domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstava.

Cijene električne energije u 2022. godini u odnosu na 2021. godinu su kod kupaca priključenih na:

- 35kV, veće za 0,001 €c/kWh ili 0,01%;
- 10 kV, manje za 0,01 €c/kWh ili 0,13%;
- 0.4 kV, ukupno manje za 0,05 €c/kWh ili 0,50%;
- 0.4 kV – domaćinstva dvotarifno mjerjenje, manje za 0,06 €c/kWh ili 0,63%;
- 0.4 kV – domaćinstva jednotarifno mjerjenje, manje za 0,06 €c/kWh ili 0,63%.

Relevantni podaci o obimu prodaje električne energije, fakturisanoj realizaciji i ostvarenim prodajnim cijenama električne energije kod krajnjih kupaca za period 2013 - 2022. godina prikazani su u Tabelama 4.3.1 i 4.3.2.

Tabela 4.3.1 Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije distributivnih kupaca u periodu 2013 – 2022. godine⁵³

REALIZACIJA PO NAPONSKIM NIVOIMA ELEKTRODISTRIBUTIVNOG SISTEMA													
Naponski nivo	jedinica	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2021	
35 kV	GWh	79,61	82,66	91,00	87,37	92,43	97,44	96,50	99,20	104,17	109,32	5,15	4,94%
	mil €	4,41	4,53	4,92	4,94	5,02	5,33	5,86	6,10	6,41	6,73	0,32	4,95%
	€c/kWh	5,54	5,48	5,41	5,66	5,44	5,47	6,07	6,15	6,16	6,16	0,001	0,01%
10 kV	GWh	294,78	292,56	321,55	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	385,00	25,19	7,00%
	mil €	21,55	21,67	23,60	24,96	25,72	27,99	31,71	26,90	29,14	31,14	2,00	6,86%
	€c/kWh	7,31	7,41	7,34	7,59	7,38	7,73	8,45	8,18	8,10	8,09	-0,01	-0,13%
0,4 kV	GWh	1676,13	1640,66	1748,93	1767,22	1829,73	1834,76	1869,62	1755,26	1907,35	1987,83	80,48	4,22%
	mil €	143,53	144,28	154,39	154,26	159,49	165,22	175,20	165,11	179,19	185,82	6,63	3,70%
	€c/kWh	8,56	8,79	8,83	8,73	8,72	9,00	9,37	9,41	9,39	9,35	-0,05	-0,50%
UKUPNO	GWh	2050,52	2015,88	2161,48	2183,28	2270,76	2294,06	2341,26	2371,33	2371,33	2482,14	110,82	4,67%
	mil €	169,49	170,48	182,92	184,16	190,23	198,54	212,76	214,74	214,74	223,68	8,94	4,16%
	€c/kWh	8,27	8,46	8,46	8,43	8,38	8,65	9,09	9,06	9,06	9,01	-0,04	-0,49%

⁵³ Izvor: EPCG

Tabela 4.3.2 Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije domaćinstava u periodu 2013 – 2022. godine⁵⁴

REALIZACIJA KOD DOMAĆINSTAVA													
Naponski nivo	jedinica	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022/2021	
Domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem	GWh	1.123,55	1097,74	1186,48	1200,65	1240,77	1234,99	1264,83	1217,46	1316,54	1355,65	39,11	2,97%
	mil €	93,82	94,23	102,67	102,78	105,56	108,34	113,80	109,03	117,57	120,29	2,72	2,32%
	€c/kWh	8,35	8,58	8,65	8,56	8,51	8,77	9,00	8,96	8,93	8,87	-0,06	-0,63%
Domaćinstva sa jednotarifnim mjerenjem	GWh	93,04	83,55	64,32	50,47	45,10	37,08	25,46	21,44	17,73	18,21	0,48	2,74%
	mil €	9,52	8,78	6,97	5,08	4,25	3,64	2,58	2,00	1,65	1,69	0,03	2,09%
	€c/kWh	10,23	10,51	10,83	10,06	9,43	9,80	10,13	9,33	9,31	9,26	-0,06	-0,63%
UKUPNO	GWh	1216,59	1181,29	1250,80	1251,13	1285,87	1272,08	1290,28	1238,90	1334,27	1373,86	39,59	2,97%
	mil €	103,34	103,02	109,64	107,85	109,81	111,97	116,37	111,04	119,22	121,98	2,76	2,31%
	€c/kWh	8,49	8,72	8,77	8,62	8,54	8,80	9,02	8,96	8,94	8,88	-0,06	-0,63%

⁵⁴ Izvor: EPCG

4.3.2 Cijene električne energije u evropskim zemljama

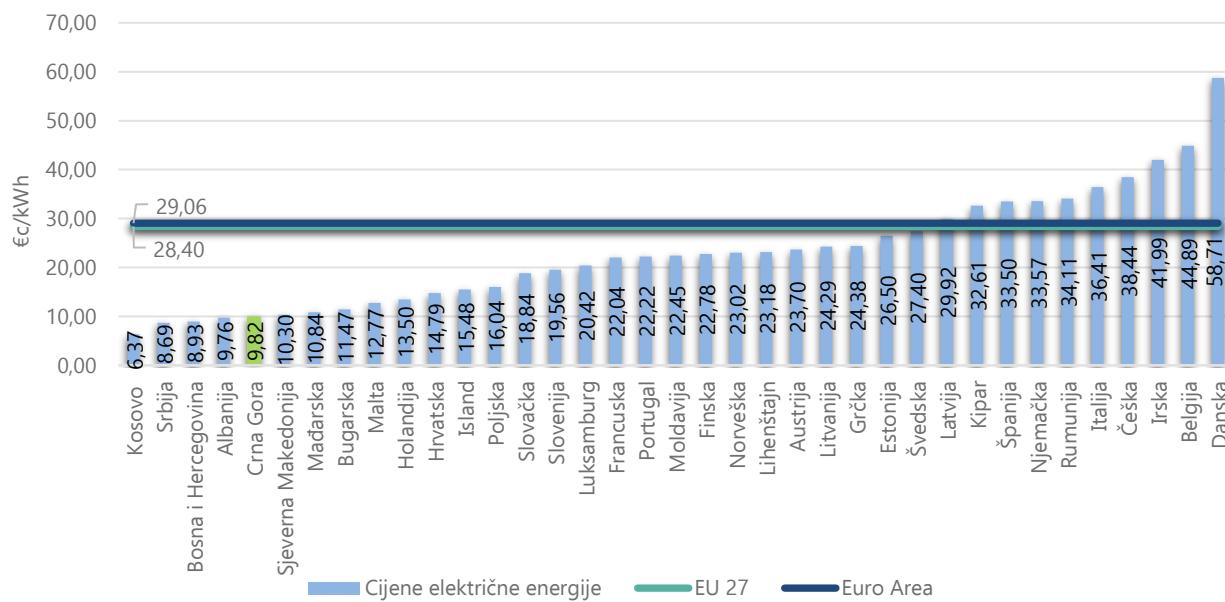
Cijene električne energije u EU zavise od različitih faktora, uključujući odnos ponude i potražnje, geopolitičku situaciju, nacionalni energetski miks, diversifikaciju uvoza, troškove mreža, troškove zaštite životne sredine, vremenske uslove i iznose akciza i poreza. EUROSTAT prikazuje da su cijene električne energije za domaćinstva u svim državama EU, osim u Malti i Norveškoj, u drugoj polovini 2022. godine, veće u odnosu na cijene u drugoj polovini 2021. godine. Prosječna cijena u EU za 2022. godinu, uključujući sve takse i PDV, iznosi 28,40 €c/kWh, a cijene su se kretale od 10,84 €c/kWh u Mađarskoj do 58,71 €c/kWh koliko iznosi cijena u Danskoj.

Promjene cijena električne energije u drugoj polovini 2022. godine u odnosu drugu polovinu 2021. godine bile su različite po državama. Tako je, ilustracije radi, do najvećeg povećanja cijena električne energije došlo u Rumuniji, a do najvećeg smanjenja u Norveškoj. Povećanje cijena električne energije za domaćinstva registrovano je u Rumuniji – 112,00%, Češkoj – 97,00%, Danskoj – 70,00%, Litvaniji – 65,00%, Letoniji – 59,00%. Smanjenje cijena električne energije za domaćinstva registrovano je samo u Norveškoj – 7,00% i Malti – 3,00%.

Iskazano u eurima, uključujući sve takse i PDV, prosječne cijene električne energije za domaćinstva u drugoj polovini 2022. godine kada se posmatraju dostupni podaci za *Euro area*, bile su najniže na Kosovu - 6,37 €c/kWh, u Srbiji – 8,69 €c/kWh i Bosni i Hercegovini – 8,93 €c/kWh, a najviše u Danskoj – 58,71 €c/kWh, Belgiji – 44,89 €c/kWh, i Irskoj – 41,99 €c/kWh.

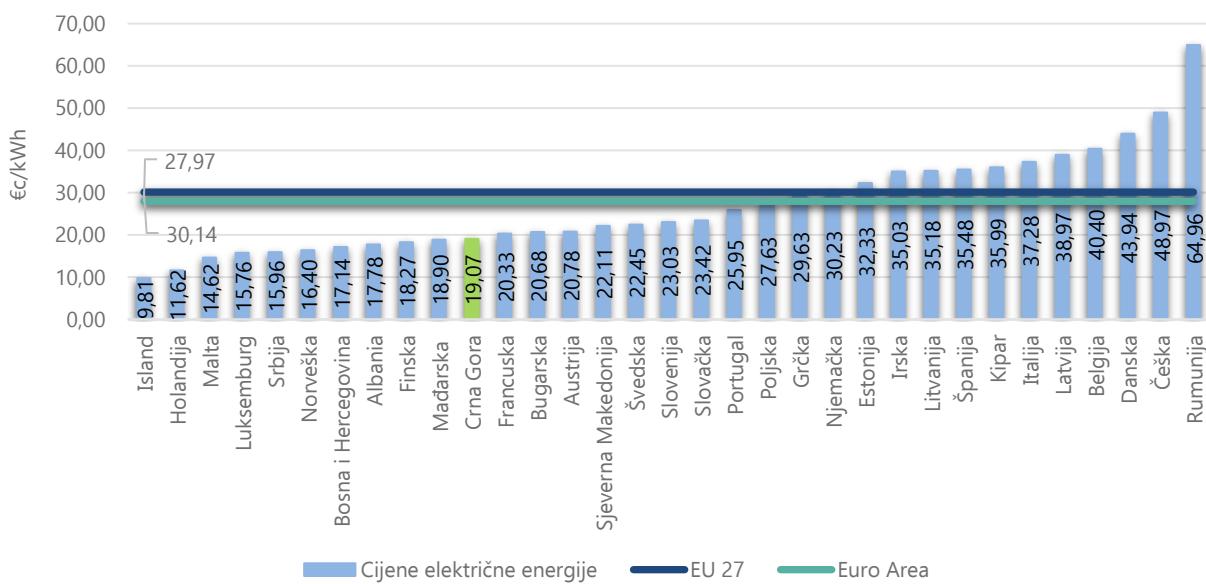
Cijena električne energije za domaćinstva sa dvotarifnim brojilima u Crnoj Gori iznosila je 9,82€c/kWh, uključujući sve takse i PDV, dok je prosječna cijena električne energije u zemljama EU, kao što je već rečeno, bila 28,40 €c/kWh.⁵⁵

⁵⁵ Izvor podataka: Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers). Tarife ili cijene električne energije se razlikuju od jednog do drugog snabdjevača i način njihovog obračuna se razlikuju od države do države. S obzirom na to da ne postoji jedinstveni obračun cijena električne energije, da bi se cijene uporedile tokom vremena i između država članica EU, EUROSTAT koristi jedinstvenu metodologiju koja se zasniva na opsezima potrošnje za domaćinstva. Cijene električne energije za domaćinstva proračunavaju se na osnovu godišnjeg opsega potrošnje od 2.500 kWh do 5.000 kWh. Zbog navedenog, cijene izračunate na ovaj način razlikuju se od cijena iz potpoglavlja 4.2.1 ovog izvještaja.



Grafik 4.3.1 Prosječna cijena električne energije u evropskim državama u 2022. godini

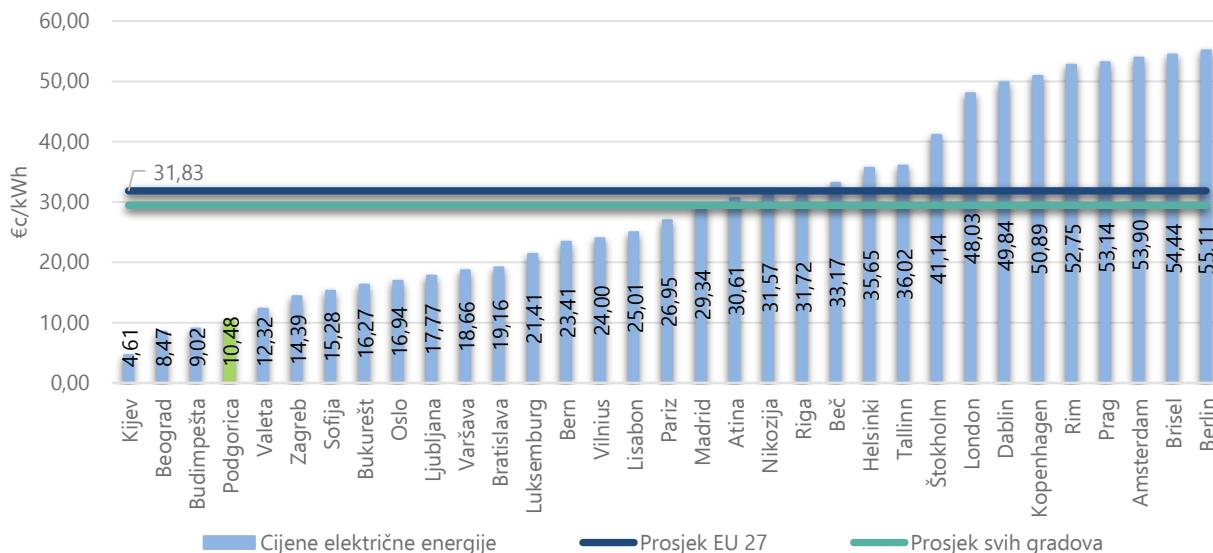
Radi boljeg poređenja cijena električne energije za domaćinstva, na Grafiku 4.3.2 prikazane su cijene električne energije za domaćinstva u Evropi za 2022. godinu, svedene na paritet kupovne moći. Na taj način, uzete su u obzir i razlike u standardu, koje postoje između evropskih zemalja. I u ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Crnoj Gori je ispod prosjeka u EU.



Grafik 4.3.2 Cijene električne energije za domaćinstva u evropskim državama u 2022. godine svedene na paritet kupovne moći

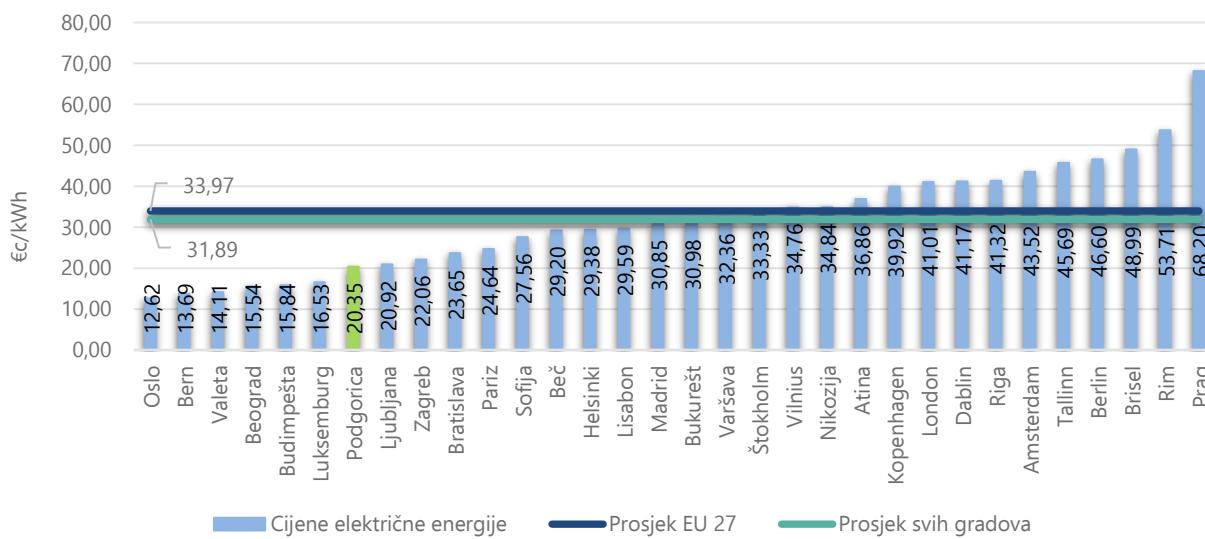
Austrijski regulator E-Control, mađarski regulator MEKH i istraživačka i konsultantska kuća VaasaETT jednom mjesечно izrađuju studiju u kojoj su prikazane cijene električne energije za domaćinstva za 33 grada u Evropi.

Na grafiku 4.3.3 prikazane su cijene električne energije za 33 grada u decembru 2022. godine, uključujući i Podgoricu.⁵⁶



Grafik 4.3.3 Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2022. godine

Radi boljeg poređenja cijena električne energije za domaćinstva, na Grafiku 4.3.4 prikazane su cijene električne energije za domaćinstva svedene na paritet kupovne moći, u pojedinim glavnim evropskim gradovima u decembru 2022. godine. U ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Podgorici je niža od prosjeka 33 glavnih gradova u Evropi.



Grafik 4.3.4 Cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2022. godine

⁵⁶ Izvor podataka: E-Control, MEKH i VaasaETT. Za izračunavanje cijena električne energije iz navedenog izvora koristi se posebna metodologija, kako bi cijene u različitim gradovima bile uporedive. Stoga se tako izračunate cijene razlikuju od cijena iz potpoglavlja 4.2.1 ovog izvještaja.

4.3.3 Zaštita potrošača

U Zakonu o energetici nije data jedinstvena definicija "zaštite krajnjih kupaca" električne energije, ali su odredbe o zaštiti kupaca sadržane u više oblasti i razrađene kroz više aspekata. Pri tome, sagledavanjem u cjelini odredbi ovog zakona može se izdvojiti zaštita kupaca u širem značenju i uži aspekt vezan za djelatnost snabdjevača.

Zakon o energetici, u članu 4, koji određuje šta predstavlja javni interes u obavljanju energetskih djelatnosti, utvrđuje da u obavljanju energetskih djelatnosti treba da se ostvari, između ostalih, i princip zaštite krajnjih kupaca električne energije.

U članu 8 Zakona o energetici, koji uređuje ciljeve energetskog razvoja, utvrđuje se da je jedan od tih ciljeva zaštita krajnjih kupaca energije. Zaštita krajnjih kupaca u kontekstu navedenog člana 4 i člana 8 Zakona o energetici vezana je za ostale propisane principe, odnosno ciljeve: obezbjedenje neprekidnog, sigurnog i kvalitetnog snabdijevanja energijom, obezbjedenje održive i efikasne proizvodnje i korišćenja energije; povećanje proizvodnje i/ili korišćenja energije iz obnovljivih izvora i visokoeffikasne kogeneracije; obezbjedenje konkurenциje na tržištu; održavanje stabilnih uslova poslovanja i podsticanja javnog, privatnog i javno-privatnog ulaganja i poslovanja u oblasti energetike; razvoj tržišta energije i njegovog povezivanja sa regionalnim i unutrašnjim tržištem Evropske unije; postizanje propisanog nivoa kvaliteta snabdijevanja električnom energijom; stvaranje uslova za investiranje u energetiku. Ta veza pokazuje da je ostvarenje zaštite kupaca u punom kapacitetu moguće obezbijediti samo razvojem energetskog sektora u cjelini.

Iz navedenog se može se zaključiti da se zaštitom krajnjih kupaca, u širem značenju, mogu smatrati sve koristi koje krajnji kupac treba da ima od razvoja energetskog sektora, otvaranja tržišta i postizanja dugoročne sigurnosti snabdijevanja električnom energijom.

U užem značenju zaštitu krajnjih kupaca treba da obezbijedi snabdjevač, drugi energetski subjekti koji obavljaju djelatnost od javnog interesa ili kao javnu uslugu, kroz svoje postupanje i izvršavanje obaveza prema kupcima, koje Zakon o energetici propisuje, kao i REGAGEN kroz postupke rješavanja žalbi u slučajevima utvrđenim Zakonom o energetici, kao i u sprovođenju nadzora nad radom snabdjevača.

Snabdijevanje električnom energijom može da vrši snabdjevač na osnovu licence i ugovora o snabdijevanju. EPCG je jedini aktivni snabdjevač koji snabdijeva električnom energijom kupce u Crnoj Gori. EPCG je nakon stupanja na snagu Zakona o energetici (januar 2016. godine) nastavila da snabdijeva sve kupce koje je snabijevala kao javni snabdjevač. EPCG je u 2022. godini vršila i funkciju snabdjevača posljednjeg izbora i ranjivih kupaca po osnovu Ugovora o povjeravanju poslova snabdijevanja posljednjeg izbora i ranjivih kupaca koji je zaključen između Vlade CG i EPCG za period 2020-2022. godina. U tom svojstvu EPCG je u 2022. godini vršila snabdijevanje isključivo ranjivih kupaca koji su zdravstveno i socijalno ugroženi, što znači da nije bilo zahtjeva drugih kupaca koji bi izabrali ovaj model snabdijevanja ili kupaca koji su ostali bez snabdijevanja.

Zakonom o energetici propisane su obaveze snabdjevača u odnosu na krajnje kupce električne energije, kao i prava krajnjih kupaca prema snabdjevaču. Normativna razrada odredaba Zakona o energetici koje se odnose na zaštitu krajnjih kupaca sadržana je u *Opštim uslovima za snabdijevanje*

električnom energijom („Službeni list CG”, broj 70/16), *Pravilima o promjeni snabdjevača krajnjih kupaca električne energije* („Službeni list CG”, broj 50/16), *Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdjevanja električnom energijom* („Službeni list CG”, br. 50/17 i 59/23), *Pravilima za funkcionisanje snabdjevača poslednjeg izbora i ranjivih kupaca* („Službeni list CG”, broj 83/16) i *Metodologiji za utvrđivanje cijena koje primjenjuje snabdjevač poslednjeg izbora i ranjivih kupaca* („Službeni list CG”, broj 83/16).

U skladu sa Zakonom o energetici, kupci električne energije imaju pravo na priključenje na mrežu, na izbor i promjenu snabdjevača, pristup podacima o sopstvenoj potrošnji, otklanjanje tehničkih ili drugih smetnji u isporuci električne energije, kao i obezbjeđivanje potrebnog kvaliteta isporuke električne energije. Pored toga, navedenim zakonom je propisana i obaveza informisanja kupca, koja podrazumijeva obavezu snabdjevača da na svojoj internet stranici objavi cijene koje primjenjuje najmanje 15 dana prije početka snabdjevanja, što se odnosi i na svaku promjenu cijena i naknada; da ih obavijesti o mogućnosti raskida ugovora ako ne prihvataju promjenu cijene; kao i da ih jednom godišnje informiše o njihovim pravima, uključujući i informacije za podnošenje i rješavanje prigovora.

Zaštita ranjivih kupaca, kao posebne kategorije kupaca, koji su zdravstveno i/ili socijalno ugroženi, podrazumijeva:

- zabranu obustave snabdjevanja električnom energijom domaćinstava u kojima žive lica sa invaliditetom, sa posebnim potrebama ili lošeg zdravstvenog stanja kod kojih može nastupiti ugroženost života ili zdravlja zbog ograničenja ili obustave snabdjevanja, i
- zabranu obustave snabdjevanja električnom energijom domaćinstava u kojima žive lica u stanju socijalne potrebe utvrđene od nadležne javne ustanove, odnosno organa državne uprave nadležnog za poslove socijalnog staranja, od početka oktobra do kraja aprila, bez obzira na eventualne neizmirene obaveze po osnovu utrošene električne energije.

Bliži kriterijumi za određivanje ranjivih kupaca električne energije, visina subvencije za ranjive kupce koji su zdravstveno i socijalno ugroženi, kao i granica mjesečne potrošnje električne energije za koju se može ostvariti pravo na subvenciju, propisani su *Uredbom o snabdjevanju ranjivih kupaca električne energije* („Službeni list CG”, broj 81/18).

U decembru 2022. godine, prema podacima EPCG, bilo je 330 ranjivih kupaca i njima su računi u skladu sa navedenom uredbom subvencionirani 50%.

Pored toga, u 2022. godini subvencioniranje računa je vršeno i u skladu sa *Uputstvom o postupku i načinu sprovođenja programa subvencioniranja računa za električnu energiju*, koje je utvrdilo Ministarstvo finansija i socijalnog staranja, pa su pravo na subvencioniranje računa imali i korisnici: materijalnog obezbjeđenja, dodatka za njegu i pomoć, lične invalidnine, prava na porodični smještaj ili porodični smještaj/hraniteljstvo i novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca.

Takođe, u skladu sa navedenim uputstvom, pravo na subvencije računa su imala i:

- nezaposlena lica kojima je utvrđen status invalida rada II, odnosno III kategorije, u skladu sa propisima iz penzijskog i invalidskog osiguranja, ukoliko njihov lični prihod ne prelazi najniži iznos privremene naknade,

- nezaposlena lica ometena u razvoju koja su razvrstana u određenu kategoriju i stepen ometenosti, u skladu sa posebnim zakonom, a završila su obrazovanje u specijalnoj školi, odnosno redovno obrazovanje, i
- nezaposlena lica koja su završila obrazovanje, uz prilagođeno izvođenje obrazovnog programa i pružanja dodatne stručne pomoći ili posebnom obrazovnom, odnosno vaspitnom programu, u skladu sa posebnim zakonom.

Korisnici materijalnog obezbjeđenja, korisnici prava na porodični smještaj ili porodični smještaj/hraniteljstvo i korisnici novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca, u skladu sa navedenim uputstvom, imali su pravo na popust od 40% za iznos računa do 60 €, a za iznose veće od 60 € umanjenje računa za 24 €, dok su ostale grupe kupaca imale popust od 30% za iznos računa do 60 €, a za račune veće od 60 € umanjenje za 18 €. Prema podacima EPCG, subvenciju računa od 30% u decembru 2022. godine ostvarila su 17.032 kupca, dok je 4.097 kupaca ostvarilo pravo na subvenciju računa od 40%.

Veoma važnu ulogu u zaštiti prava potrošača snabdjevač ostvaruje i kroz odlučivanje po prigovorima po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom i drugim prigovorima koji se odnose na snabdijevanje električnom energijom, u skladu sa ovlašćenjima iz Zakona o energetici. Prema podacima EPCG, u 2022. godini snabdjevaču je podnijeto ukupno 5.438 prigovora, od kojih je 4.760 riješeno u 2022. godini, dok je rješavanje 678 prenijeto u 2023. godinu.

Podaci o podnijetim i riješenim prigovorima u 2022. godini su prikazani u tabeli 4.3.3, i to: po vrsti, broju i načinu njihovog rješavanja.

Tabela 4.3.3 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2022. godinu

Vrsta prigovora	Ukupan broj	Usvojeni	Odbijeni
Prigovor na upozorenje o obustavi snabdijevanja	222	30	154
Prigovor zbog obustave isporuke električne energije	1	/	/
Prigovor po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, isporuke i snabdijevanja električnom energijom	17	6	8
Prigovor na visinu računa (provjera mjernih veličina, kontrola ispravnosti brojila)	3867	1110	2212
Prigovori u drugim slučajevima u vezi snabdijevanja električnom energijom	1331	24	1216

Zbog neizvršavanja obaveza utvrđenih računom za utrošenu električnu energiju, prema podacima EPCG, u 2022. godini je bila obustavljena isporuka električne energije kod 18.407 kupaca.

U pogledu ispunjavanja zakonske obaveze, koja podrazumijeva izradu programa mjera pomoći krajnjim kupcima u izvršavanju dospjelih ugovornih obaveza radi sprečavanja obustave snabdijevanja, EPCG je obezbijedila popust za redovno plaćanje računa za utrošenu električnu energiju, mogućnost zaključivanja sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju

na rate, kao i prekid obračuna kamata za kupce sa zaključenim sporazumom. Uz to, kupcima je obezbijeđeno i besplatno pružanje servisnih informacija.

U 2022. godini zaključeno je 13.637 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, od čega 12.927 sporazuma sa kupcima iz kategorije domaćinstva, a 710 sa ostalim distributivnim kupcima. Za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo teret 10“, zaključeno je 7.716 sporazuma, prema podacima EPCG, od čega su 3.799 bili kupci koji su produžili ranije utvrđeni način izvršavanja obaveza, odnosno kupci koji su izmirivali svoje obaveze po ranije potpisanim sporazumu „Podijelimo teret 8“, dok je 3.917 novih kupaca. Navedena akcija omogućava kupcima otplate prethodnog duga u jednakim mjesecnim ratama, u iznosu od po 20 € i izuzeće od prinudnih metoda naplate, dok se poštaje sporazum. Sporazum o otplati duga pod navedenim uslovima imali su i kupci koji su prije te akcije, u 2022. godini zaključili sporazume o otplati duga. Kupcima koji su blagovremeno izmirivali obaveze po navedenom sporazumu, EPCG nije obračunavala zateznu kamatu na dug.

U cilju stimulisanja redovnog izmirenja računa za utrošenu električnu energiju, EPCG je kupcima iz kategorije domaćinstva, koji redovno izmiruju račune za utrošenu električnu energiju, u prvoj polovini 2022. godine obračunavala popust na stavke aktivne energije i mrežnih usluga, i to: u visini od 13% domaćinstvima - članovima „Zlatnog tima“, tj. kupcima koji su u kontinuitetu svakog mjeseca izmirivali svoje obaveze, a 5% kupcima koji su izmirili svoja dugovanja do kraja određenog mjeseca, ali nijesu imali kontinuitet u plaćanju. Zbog stimulisanja štednje u potrošnji električne energije, od 1. jula do 30. septembra 2022. godine, EPCG je navedene popuste obračunavala samo kupcima koji su trošili do 500 kWh mjesечно.

Do jula 2022. godine kupcima iz kategorije ostala potrošnja, izuzev malih kupaca, koji su izmirivali svoje obaveze do kraja mjeseca, obračunavan je popust od 3% na aktivnu energiju i na mrežne usluge, nakon čega se ovaj popust nije obračunavao.

Informisanje kupaca u 2022. godini vršeno je putem besplatne info linije - 19100, internet stranice i Facebook stranice EPCG-a.

Na osnovu člana 56 stav 1 Zakona o energetici, REGAGEN-u su u izještajnom periodu, podnošene žalbe protiv rješenja EPCG-a, kojima je odlučeno o prigovorima potrošača podnijetim po osnovu neispunjavanja pojedinačnog minimuma kvaliteta, tako da je u tim postupcima bila obezbijeđena i upravno-pravna zaštita kupaca. Takvih žalbi u 2022. godini je bilo šest, i sve su usvojene i vraćene EPCG na ponovni postupak i odlučivanje.

U skladu sa Zakonom o energetici i Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, kupac ima pravo na finansijsku kompenzaciju ukoliko se utvrdi povreda propisanog kvaliteta usluge elektroenergetske kompanije - operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema ili snabdijevača. Ovo pravo kupac može ostvariti ako u roku od 30 dana od događaja koji je za posljedicu imao neispunjerenost minimuma kvaliteta, podnese snabdijevaču prigovor po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, koji je snabdijevač dužan da riješi u roku od 15 dana.

Prema podacima EPCG, po navedenom osnovu, u 2022. godini je podnijeto 17 prigovora i to pet zbog prekida u napajanju električnom energijom, odnosno zbog toga što ponovno uspostavljanje

napajanja u distributivnom sistemu električne energije nije izvršeno u roku utvrđenom Pravilima o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, dok se ostali prigovori odnosili na kvalitet napona električne energije (12). EPCG je u 2022. godini rješila 14 prigovora, dok je rješavanje tri prigovora prenijeto u 2023. godinu. U ovom dijelu je važno napomenuti da je izmjenama i dopunama Pravila o minimumu kvaliteta iz juna 2023. godine, u cilju unapređenja kvaliteta usluge koja se pruža kupcima, uveden novi pojedinačni minimum kvaliteta koji se tiče ukupnog trajanja prekida izazvanih od strane operatora prenosnog, odnosno operatora distributivnog sistema. Takođe, metodologijama za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda operatora prenosnog i distributivnog sistema, usvojenim u toku 2022. godine, definisani su dodatni mehanizmi za poboljšanje kvaliteta, što je detaljnije opisano u potpoglavlju 2.1.3 *Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom*.

REGAGEN-u je u 2022. godini dostavljeno i 40 podnesaka za čije rješavanje nije bila nadležna. Navedeni podnesci su se uglavnom odnosili na račun za utrošenu električnu energiju, obračun neovlašćeno preuzete električne energije i naknadu štete. Takve podneske REGAGEN je, primjenom Zakona o upravnom postupku, prosljeđivala nadležnom organu na postupanje ili je donosila rješenja o nenađežnosti.

Zakon o zaštiti potrošača („Službeni list CG“, 2/14, 6/14, 43/15, 70/17, 67/19, 146/21) (ZZP), snabdjevača iz Zakona o energetici percipira kao trgovca (član 2 stav 2 ZZP), koji uslugu od javnog interesa – snabdijevanje električnom energijom (član 35 stav 1 ZZP), pruža potrošaču. Navedenim zakonom i *Odlukom o utvrđivanju liste organa nadležnih za inspekcijski nadzor nad sprovodenjem zakona koji sadrže odredbe o zaštiti potrošača* („Službeni list CG“, broj 53/21), REGAGEN je prepoznata kao jedan od organa koji vrši nadzor nad sprovodenjem zakona koji sadrže odredbe o zaštiti potrošača. U skladu sa navedenim, REGAGEN je dužna da vodi evidenciju o primljenim žalbama potrošača i njihovom rješavanju i da podatke unosi u Centralni informacioni sistem za zaštitu potrošača – CISZP (www.potrosac.me), čija je kontakt tačka Uprava za inspekcijske poslove. Podatke o žalbama kupaca (potrošača), koje su rješavane u 2022. godini REGAGEN je evidentirala u CISZP.

REZIME:

Na evropskim tržištima električne energije je tokom 2022. godine zabilježen rast cijena. Prosječna ponderisana cijena na referentnoj berzi HUPX je u 2022. godini iznosila 272 €/MWh.

U Crnoj Gori su tokom 2022. godine rastu cijena na veleprodajnom tržištu električne energije bili izloženi CGES i CEDIS, koji su električnu energiju za pokrivanje gubitaka u sistemu nabavljali na crnogorskom dugoročnom berzanskom tržištu. Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu je u 2022. godini bila duplo veća od cijene u 2021. godini i dva i po puta veća od cijene u 2020. godini, i iznosila je 139,87 €/MWh. Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu je u 2022. godini bila veća za 45% u odnosu na cijenu u 2021. godini i duplo veća u odnosu na cijenu u 2020. godini, i iznosila je 116,22 €/MWh.

Rast cijena električne energije na veleprodajnom tržištu nije se prenio na malopodajno tržište, odnosno korisnici prenosnog i distributivnog sistema električne energije nijesu osjetili teret navedenog rasta tokom 2022. godine.

Zbog rasta cijena na crnogorskem veleprodajnom tržištu električne energije, tokom 2022. godine u Crnoj Gori nijesu uvođene posebne mjere, što nije slučaj sa zemljama u regionu i EU, gdje je zabilježeno čak i uvođenje vanrednog stanja.

Iako je hidrološka situacija u 2022. godini bila lošija nego u 2021. godini, proizvodnja električne energije u Crnoj Gori je i u 2021. i 2022. godini bila veća od ukupnih potreba na godišnjem nivou (potrošnja električne energije i gubici u prenosnom i distributivnom sistemu). Konkretno, u 2022. godini proizvodnja na godišnjem nivou je bila za 134,35 GWh veća od potrošnje električne energije i gubitaka.

Imajući u vidu navedeno, kao i činjenicu da je elektroenergetski sistem Crne Gore jako dobro povezan sa susjednim sistemima, da Crna Gora ne koristi prirodni gas za zadovoljenje svojih potreba za energijom, te da nema gasne elektrane, energetska kriza u Evropi se za crnogorske proizvođače može percipirati i kao šansa za ostvarenje većih prihoda od prodaje i, posljedično, većeg profita od onog u uobičajenim okolnostima. Iskorišćenje te šanse se može ostvariti kroz adekvatno upravljanje proizvodnim resursima tokom godine, uz vođenje računa o zimskim i ljetnjim periodima kada je potrošnja u zemlji velika, kao i troškovnoj efikasnosti, odnosno održanjem stabilnih operativnih troškova.

Rast cijena na veleprodajnom tržištu električne energije je podstakao mnoge povlašćene proizvođače da napuste podsticajni mehanizam i da izadu na tržište. Ovaj trend je zapažen u zemljama regiona, a u Crnoj Gori je počeo u prvom kvartalu 2023. godine.

Pored otvaranja tržišta, reformi elektroenergetskog sektora i usklađivanja zakonskog okvira sa Trećim energetskim paketom EU, za razvoj tržišta nužno je obezbijediti nezavisnost i održivost poslovanja operatora prenosnog i distributivnog sistema električne energije i njihovu sposobnost da omoguće priključenje novih proizvodnih objekata električne energije, tj. povećanje broja učesnika na tržištu. Takođe je nužno da operatori sistema u kontinuitetu i bez izuzetka obezbjeđuju nediskriminoran tretman učesnika na tržištu. Dodatno, neutraktivnost malih tržišta, poput crnogorskog, se može prevazići kroz integraciju tržišta.

Jedna od preporuka Evropske komisije za Crnu Goru, od čijeg ispunjavanja zavisi napredak u procesu evropskih integracija u oblasti energetike, odnosi se na kreiranje funkcionalnog energetskog dan-unaprijed tržišta i povezivanje sa susjednim tržištima, uključujući Italiju. Značajan napredak ostvario se u 2023. godini, kada se 26. aprila otvorilo dan-unaprijed tržište električne energije. Pored navedenog, neophodno je usklađivanje nacionalnog zakonodavstva sa pravnom tekovinom EU u ovoj oblasti.

Povezivanje nacionalnih tržišta u regionalna, a potom u jedinstveno panevropsko tržište, dobija na značaju razvojem politika usmjerenih na klimatske promjene, zaštitu životne sredine, podsticanje proizvodnje energije iz obnovljivih izvora, smanjivanje proizvodnje energije iz uglja, ostalih fosilnih goriva i drugih neobnovljivih izvora (nuklearna energija). Njime se obezbjeđuje efikasnije korišćenje proizvodnih resursa širom Evrope. Za crnogorsko tržište, ovim procesom se može prevazići neutraktivnost malog tržišta i ostvariti benefiti kroz formiranje cijena na osnovu ponude i potražnje na svim povezanim tržištima, što vodi većoj likvidnosti tržišta.

Pravni okvir kojim se uređuje povezivanje tržišta je djelimično usklađen 2020. godine kada su prava i obaveze subjekata zaduženih za sprovođenje povezivanja tržišta propisane Zakonom o energetici. U decembru 2022. godine je Ministarski savjet Energetske zajednice donio novi paket propisa prilagođen za njene članice – „Novi paketa propisa u oblasti električne energije”, koji sadrži i propise kojima se uređuje integracija tržišta. Rok za usklađivanje zakonodavstva članica Energetske zajednice sa navedenim paketom je kraj 2023. godine. Ispunjene navedene obaveze u što kraćem roku, uz povezivanje crnogorskog tržišta električne energije u jedinstveno evropsko tržište, predstavlja jedan od uslova za dobijanje izuzeća od primjene CBAM-a do 2030. godine na izvoz električne energije iz Crne Gore u EU, čime njen izvoz u EU ne bi bio predmet taksi za ugrađene emisije u ovom periodu.

Usvajanjem Zakona o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa, koji je stupio na snagu u januaru 2022. godine, izvršeno je usklađivanje sa Regulativom EU broj 1227/2011, uz očekivanje da će se njegovom primjenom obezbijediti adekvatno funkcionisanje tržišta električne energije, posebno u kontekstu povezivanja tržišta i formiranja cijena na regionalnom nivou.

U izvještajnoj godini u pravni sistem Crne Gore ušla su dva zakonska teksta od kojih se potonjim iz decembra 2022. godine – Zakon o dopunama Zakona o energetici, narušavaju ciljevi u ime kojih je početkom januara iste godine donijet Zakon o nadzoru nad veleprodajnim tržistem električne energije i prirodnog gasa. Da bi ciljevi u ime kojih se pristupa izmjenama i dopunama Zakona o energetici i drugih zakona na koje referiše navedeni zakon istodobno predstavljali (i) Zakonom o energetici proklamovane ciljeve energetskega razvoja, potrebno je dodatno afirmisati mogućnost predviđenu Poslovnikom Skupštine Crne Gore („Službeni list Crne Gore“, broj 81/21) da poslanik, kao predlagač zakona, Skupštini Crne Gore podnosi nacrt, a ne predlog izmjena i dopuna pomenutih zakonskih tekstova, kako bi se, kroz obezbjeđenje učešća stručne javnosti, donijela optimalna i međusobno usklađena normativna rješenja u oblasti energetike.

Na maloprodajnom tržištu električne energije u Crnoj Gori, u 2022. godini šest subjekata je posjedovalo licencu za snabdijevanje električnom energijom, od čega je samo jedan bio aktivan – EPCG. Maloprodajne cijene su formirane uz poštovanje ograničenja propisanih Zakonom o energetici, koja su prestala da važe početkom 2023. godine, od kada se, prema zakonskom okviru koji je na snazi, na maloprodajnom tržištu slobodno formiraju cijene od strane snabdjevača. Mogućnost izbora jednog od više tarifnih modela omogućena je kupcima priključenim na distributivni sistem, dok ponuda više modela snabdijevanja izostaje kod kupaca priključenih na prenosni sistem.

Cijena električne energije za domaćinstva sa dvotarifnim brojilima u Crnoj Gori, prema EUROSTAT-u, iznosila je 9,82 €c/kWh, uključujući sve takse i PDV, dok je prosječna cijena električne energije u zemljama EU bila 28,40 €c/kWh, što, uzimajući u obzir paritet kupovne moći u Evropi, ukazuje da je cijena električne energije za domaćinstva u Crnoj Gori ispod prosjeka u EU.

Prema podacima EPCG, ranjivih kupaca u decembru 2022. godine je bilo 330 i oni su, u skladu sa Uredbom o snabdijevanju ranjivih kupaca električne energije, imali pravo na subvenciju u visini od 50% mjesecnog računa za utrošenu električnu energiju do 600 kWh. Takođe, u izvještajnoj godini korisnici materijalnog obezbjeđenja, korisnici prava na porodični smještaj ili porodični smještaj/hraniteljstvo i korisnici novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca imali su pravo na subvencije računa u iznosu od 30% i 40% za iznos računa do 60 €, dok je za račune veće od 60€ umanjenje bilo 18 € za kupce koji su imali pravo na subvencije računa u iznosu od 30%, a 24 € za kupce koji su imali pravo na subvencije računa u iznosu od 40%.

Od jula do oktobra 2022. godine, EPCG je kupcima koji su trošili do 500 kWh mjesечно obračunavala popuste u visini od 13% domaćinstvima - članovima „Zlatnog tima“ tj. kupcima koji su u kontinuitetu svakog mjeseca izmirivali svoje obaveze, a 5% kupcima koji su izmirili svoja dugovanja do kraja određenog mjeseca.

U izvještajnoj godini, zaključeno je ukupno 13.637 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, od čega 7.716 sporazuma za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo teret 10“.

Po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, isporuke i snabdijevanja električnom energijom EPCG je podnijeto 17 prigovora, od čega je šest usvojeno.

5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA

5 FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA

5.1 Elektroenergetski sektor

Reforme i razvoj energetskog sektora u Crnoj Gori se vode po uzoru na iskustva evropskih zemalja oslikana u legislativi EU. Započete su donošenjem Zakona o energetici 2003. godine, kojim je nacionalni pravni i institucionalni okvir usklađen sa osnovnim zahtjevima pravne tekovine EU o zajedničkim pravilima unutrašnjeg tržišta električne energije. Temelj reformi počiva na ispunjenju dva osnovna zahtjeva, i to:

- razdvajanje djelatnosti prenosa i distribucije električne energije, kao prirodnih monopola, iz vertikalno integrisane kompanije koja obavlja tržišne djelatnosti proizvodnje, trgovine i snabdijevanja električnom energijom,
- osnivanje samostalnog i nezavisnog regulatornog tijela u oblasti energetike.

Cilj reforme je da se kroz razdvajanje tržišnih djelatnosti od djelatnosti koje predstavljaju prirodni monopol obezbijede najbolji rezultati sektora kao cjeline. Djelatnosti u kojima je moguće ostvariti bolje rezultate kroz jačanje konkurenčije i tržište, su deregulisane (proizvodnja, trgovina i snabdijevanje električnom energijom). Djelatnosti, koje predstavljaju prirodne monopole, su izdvojene iz vertikalno integrisane kompanije i za njih je regulacija postala supstitut za tržište (prenos i distribucija električne energije). Razdvajanjem regulisanih djelatnosti od tržišnih obezbjeđuje se da regulisani subjekti svoje usluge pružaju pod istim uslovima svim korisnicima sistema, odnosno kupcima i učesnicima na tržištu (proizvođačima, trgovcima, snabdjevačima).

Restruktuiranje vertikalno integrisanog elektroenergetskog subjekta u Crnoj Gori započeto je 2009. godine osnivanjem CGES, kao operadora prenosnog sistema električne energije. CGES je 2018. godine postao sertifikovani operator prenosnog sistema, ispunjavajući zahteve „Trećeg energetskog paketa“. Cilj postupka sertifikacije je da se obezbijedi nezavisno obavljanje djelatnosti prenosa od djelatnosti proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom, koje se odvijaju u drugim energetskim kompanijama.

Reforme energetskog sektora se ne smiju posmatrati samo kao obaveza koja proističe iz procesa evropskih integracija, već kao proces koji doprinosi boljem funkcionisanju elektroenergetskog sistema, povećanju prekogranične razmjene energije, povećanju sigurnosti snabdijevanja, razvoju konkurenčije, i, u krajnjem, poboljšanju kvaliteta usluga koje energetski subjekti pružaju kupcima.

S obzirom na to da se elektroenergetske kompanije dijele na regulisane i neregulisane, u nastavku ovog izvještaja je dat pregled finansijskog poslovanja subjekata u elektroenergetskom sektoru upravo prema toj podjeli.

5.1.1 Finansijsko poslovanje regulisanih elektroenergetskih subjekata

REGAGEN prema svojim zakonskim ovlašćenjima prati i analizira poslovanje energetskih subjekata, koji obavljaju regulisane djelatnosti za koje se utvrđuju cijene ili naknade, a to su: CGES, CEDIS i COTTE. REGAGEN utvrđuje regulatorno dozvoljeni prihod, cijene i naknade za usluge koje pružaju

navedeni subjekti, vodeći se principima obezbjedenja održivosti poslovanja regulisanih subjekata i ravnoteži interesa regulisanih subjekata i korisnika njihovih usluga.

Ciljevi regulacije u proteklom periodu bili su obezbjedenje podsticaja za povećanje ekonomske efikasnosti i podsticaja za investiranje u prenosni i distributivni sistem, kako bi se obezbijedila adekvatnost sistema koji može da odgovori potrebama korisnika, uz što je moguće niže troškove. Da li će se postavljeni ciljevi ostvariti ili ne, u konačnom opredjeluju poslovne odluke regulisanih kompanija.

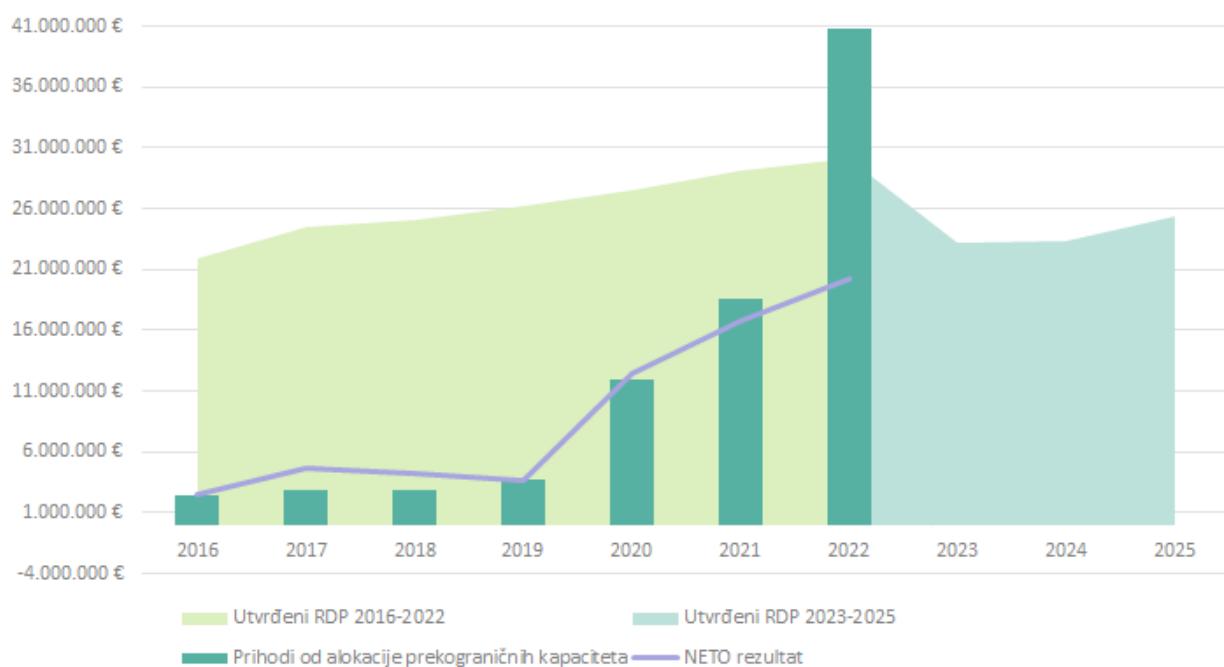
Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihodi regulisanih subjekata za 2022. godinu iznosili su:

- 30.143.022 € za CGES,
- 82.386.381 € za CEDIS, i
- 709.935 € za COTEE.

5.1.1.1 Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije

CGES je u 2022. godini iskazao dobit od 20.275.440 €, koja je za 20% veća u odnosu na prethodnu godinu.

Na grafiku koji slijedi prikazano je kretanje neto rezultata poslovanja i prihoda po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta ostvarenih u periodu od 2016. do 2022. godine, kao i regulatorno dozvoljenog prihoda utvrđenog za period od 2016. godine, zaključno sa 2025. godinom.



Grafik 5.1.1 Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2022. godine

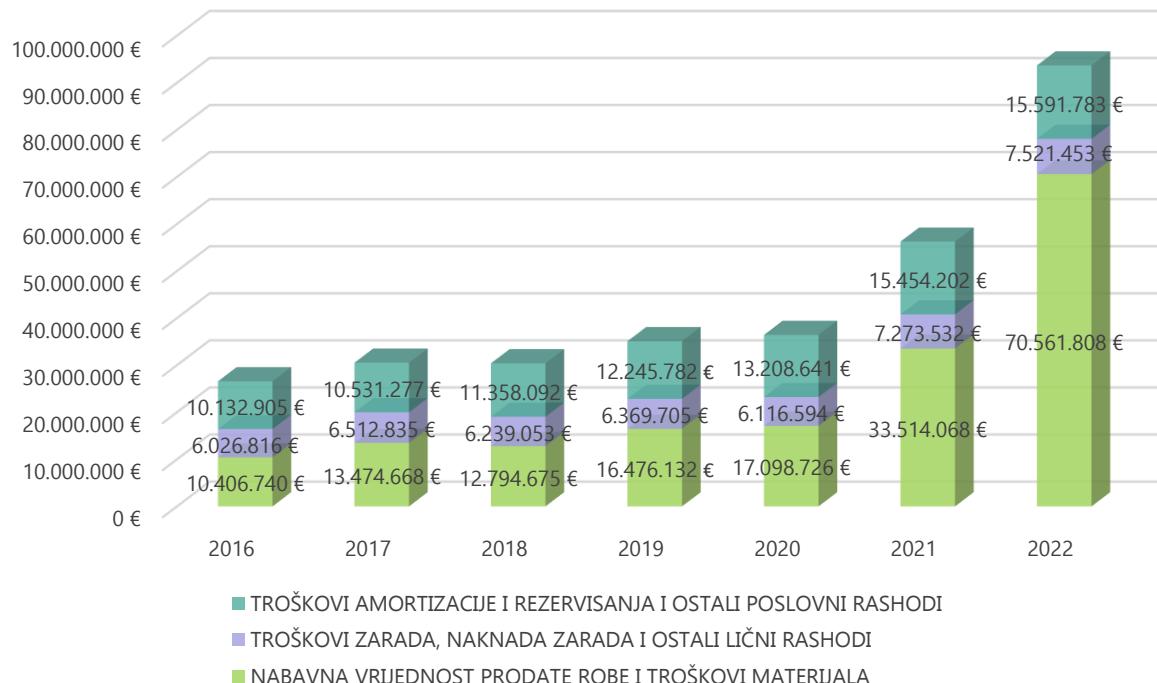
Analizirajući sedmogodišnji period (2016 – 2022. godine), uviđa se da je CGES od 2016. godine poslova sa dobitkom, koji od momenta puštanja u rad podmorske interkonekcije između Italije i

Crne Gore, krajem 2019. godine, bilježi najbolje rezultate od svog osnivanja. Uspješno poslovanje rezultat je dugogodišnjih napora ove kompanije u pogledu investiranja i poboljšanja efikasnosti.

Neto rezultat ostvaren u 2022. godini je u najvećoj mjeri odraz značajno većih ostvarenih prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta u odnosu na prihode koji su po ovom osnovu utvrđeni 2019. godine za 2022. godinu. Naime, prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta pripadaju kategoriji ostalih prihoda, koji u postupku utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda za Operatora prenosnog sistema predstavljaju odbitnu stavku tj. utiču na umanjenje cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije.

Prihodi koji su tokom 2022. godine ostvareni po ovom osnovu značajno su nadmašili projekcije sa kraja 2019. godine koje su korišćene prilikom utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda za 2022. godinu, što je ishodovalo velikom neto dobiti. U skladu sa uspostavljenim regulatornim okvirom, razlika između utvrđenih i ostvarenih ostalih prihoda u 2022. godini umanjiće prihod koji se nadoknađuje od korisnika prenosnog sistema (proizvođači i kupci) u narednom regulatornom periodu počevši od 2026. godine. Trend rasta prihoda od alokacije kapaciteta uzet je u obzir i prilikom utvrđivanja cijena za korišćenje prenosnog sistema za period 2023-2025. godina, što je uticalo na smanjenje regulatorno dozvoljenog prihoda CGES-a (za 2023. godinu 23.203.503,70 €, za 2024. godinu 23.325.626,99 € i za 2025. godinu 25.385.258,37 €), što se vidi na grafiku 5.1.1.

Na grafiku koji slijedi prikazana su ostvarenja najznačajnijih kategorija troškova, koje je CGES ostvario u periodu od 2016. do 2022. godine.



Grafik 5.1.2 Troškovi poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2022. godine

Pregledom troškova poslovanja CGES-a u sedmogodišnjem periodu primjećuje se njihov znatan porast u 2021. i 2022. godini, posebno u dijelu troškova nabavne vrijednosti prodate robe i materijala, koji je u najvećoj mjeri odraz rasta troškova nabavke električne energije za pokrivanje

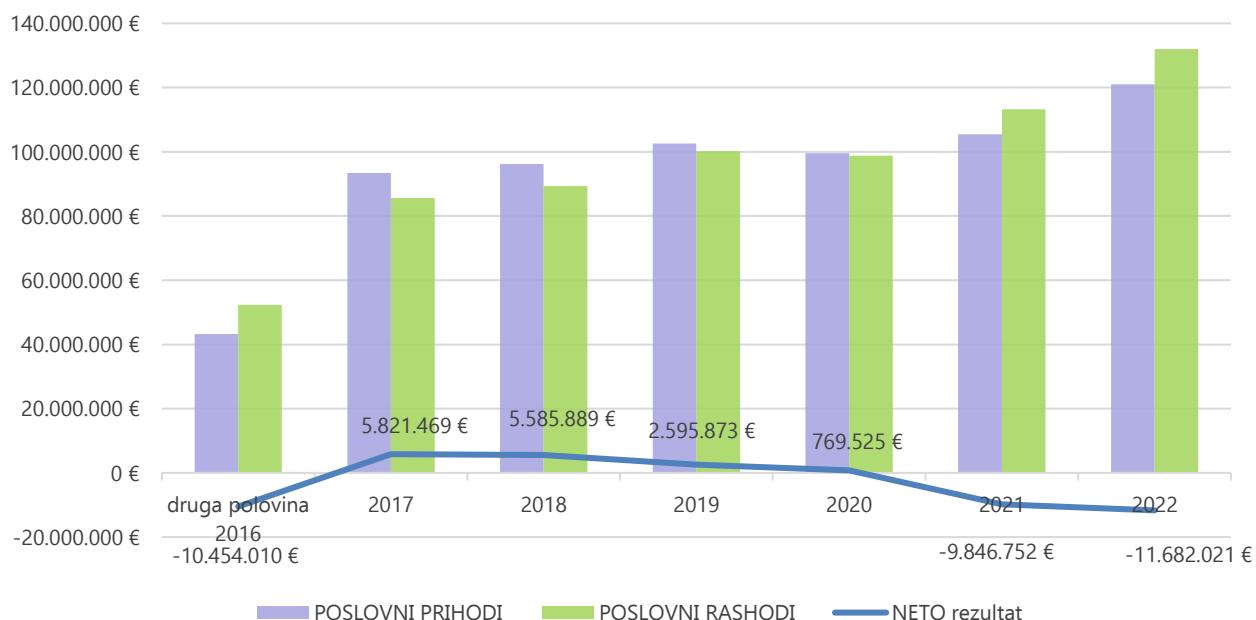
gubitaka u sistemu. Nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu vršena je putem aukcija koje sprovodi BELEN. Energija za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu dominantno je nabavljana od strane EPCG, a tokom 2022. godine je postignuta prosječna ponderisana cijena od 139,87 €/MWh, što je prouzrokovalo rast nabavne vrijednosti prodate robe i troškova materijala u 2022. godini za više nego duplo u odnosu na 2021. godinu. Sa druge strane, troškovi po osnovu opravdanih gubitaka u sistemu koji se prenose na korisnike sistema, utvrđuju se u skladu sa propisima koje donosi REGAGEN. Cijena na osnovu koje su, krajem 2019. godine, utvrđeni troškovi opravdanih gubitaka (koji se odnose samo na tehničke gubitke u prenosnom sistemu) za 2022. godinu iznosila je 52,91 €/MWh, što je oko dva i po puta manje od prosječne ponderisane cijene električne energije postignute na aukcijama. Uprkos tome što su ostvareni troškovi nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu značajno odstupali od očekivanih troškova, CGES je uspio da poslovnu godinu završi sa rekordnim pozitivnim rezultatom.

Prikazani rezultati poslovanja CGES-a nedvosmisleno ukazuju na to da dugoročna usmjerenost na investicije u sistem i korporativno upravljanje, uz vođenje računa o regulatornom okviru i troškovnoj efikasnosti, suštinski predstavlja usmjerenost na krajnjeg kupca i adekvatnost usluge.

5.1.1.2 Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije

CEDIS je u 2022. godini ostvario neto gubitak od 11.682.021 €, što je za oko 2 miliona veći gubitak nego prethodne godine. Akumulirani gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2022. godine iznosi 21.368.071 €.

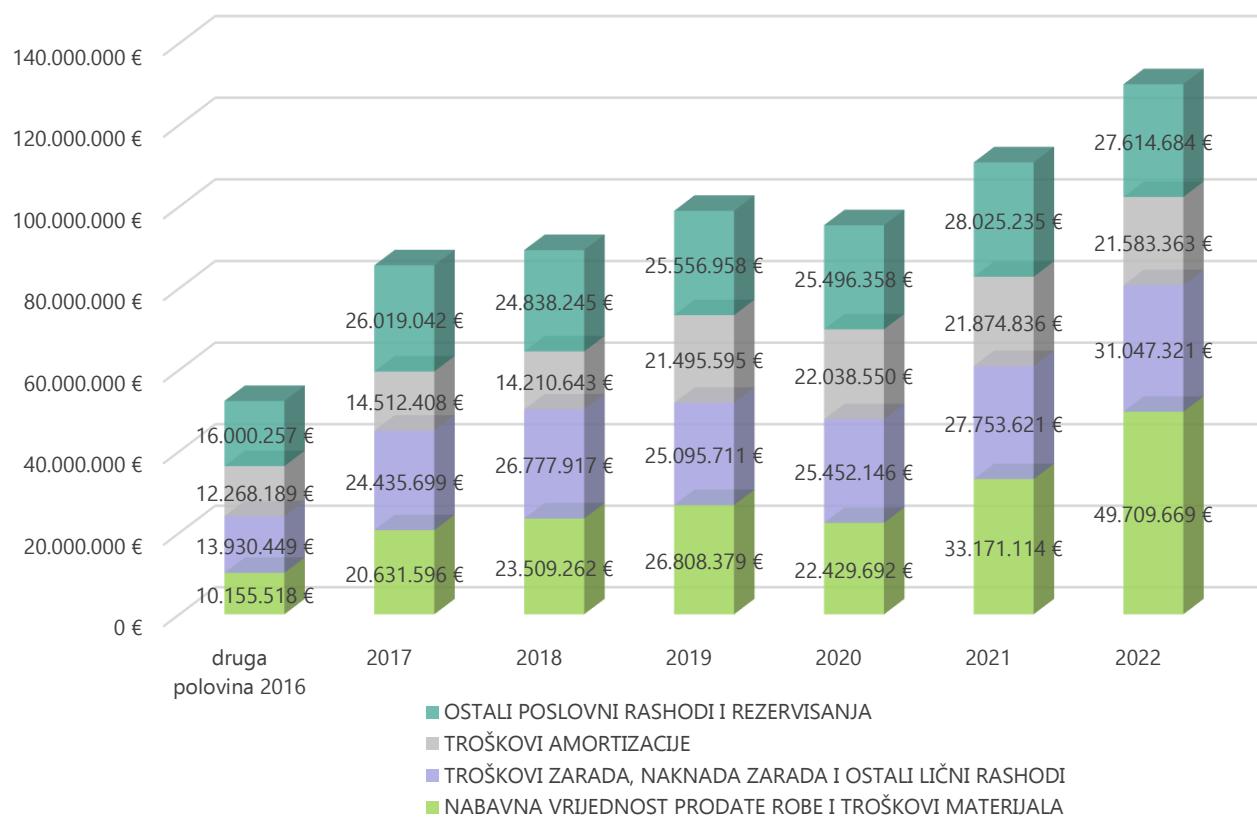
Na grafiku koji slijedi prikazano je kretanje poslovnih prihoda, poslovnih rashoda i neto rezultata ostvarenih u periodu od 2016. do 2022. godine.



Grafik 5.1.3 Rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2022. godine

Poređenjem ostvarenih poslovnih prihoda i rashoda CEDIS-a od 2016. do 2022. godine sa ostvarenim neto rezultatom u istom periodu, primjećuje se značajan trend rasta poslovnih rashoda, koji

nadmašuje rast poslovnih prihoda, te stoga uslovjava ostvarenje gubitka u dvije godine uzastopno. Struktura najznačajnijih kategorija ostvarenih rashoda je prikazana na grafiku koji slijedi.



Grafik 5.1.4 Troškovi poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2022. godine

U 2021. i 2022. godini, koje je CEDIS završio sa negativnim rezultatom poslovanja, u odnosu na 2020. godinu ostvaren je rast u svim kategorijama troškova prikazanih na Grafiku 5.1.4, osim troškova amortizacije. Iako je ostvarenje ostalih poslovnih rashoda i rezervisanja u 2022. godini bilo veće u odnosu na 2020. godinu, ostvareno je njihovo smanjenje u odnosu na 2021. godinu. Najznačajniji porast troškova u 2021. i 2022. godini zabilježen je kod troškova nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu.

Kao i CGES, i CEDIS je dužan da nabavlja električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u transparentnom postupku, posredstvom BELEN. Energija za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu nabavljana je od strane EPCG, a tokom 2022. godine je postignuta prosječna ponderisana cijena od 116,22 €/MWh. Kao i u slučaju CGES-a, troškovi po osnovu opravdanih gubitaka u sistemu koji se prenose na korisnike sistema, utvrđuju se u skladu sa propisima koje donosi REGAGEN. Cijena na osnovu koje su, krajem 2019. godine, utvrđeni troškovi opravdanih gubitaka (koji se odnose samo na tehničke gubitke u distributivnom sistemu) za 2022. godinu iznosila je 52,91 €/MWh.

Pored navedenog, troškovi zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda su porasli za 11,87 % u odnosu na 2021. godinu, a za 21,98 % u odnosu na 2020. godinu. Prema podacima koje CEDIS dostavlja REGAGEN za regulatorne potrebe, prosječan broj zaposlenih u 2022. godini iznosio je 1.623, što je za 194 više u odnosu na 2021. godinu, a za 262 više u odnosu na 2020. godinu. Uzimajući

u obzir činjenicu da je u 2022. godini CEDIS bio izložen značajnom porastu cijena električne energije na veleprodajnom tržištu, te da je realizovano svega 21% planiranih investicija, dovodi se u pitanje opravdanost povećanja broja zaposlenih i posljedično rasta troška zarada, kao troška koji se može kontrolisati. Time je negativno finansijsko poslovanje iz 2021. godine dodatno opterećeno iako je funkcionisanje sistema bilo obezbijeđeno i sa mnogo manjim brojem zaposlenih. Ovdje je potrebno imati u vidu da troškovi zarada pripadaju kategoriji troškova na koje operator može uticati, te stoga u regulatornom smislu podlježu mehanizmima za podsticanje efikasnosti, što znači da cijene po kojima korisnici sistema plaćaju njegovo korišćenje ne odražavaju navedeno povećanje troškova zarada. Budući da se navedeni rast troškova ne pokriva regulatorno dozvoljenim prihodom, to se odluke organa upravljanja CEDIS-a da se ova kategorija troškova konstantno povećava direktno odražavaju na negativno poslovanje kompanije.

Takođe, odluka CEDIS-a iz novembra 2022. godine da povuče Zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema za period 2023-2025. godina, koji je podnijet 31. avgusta 2022. godine, utiče na dalje urušavanje finansijske pozicije ove kompanije. Po sili zakona, ovakva odluka je rezultirala produžavanjem primjene cijena koje su krajem 2019. godine utvrđene za 2022. godinu i onemogućila je da se za utvrđivanje cijena za period 2023-2025. godina, u skladu sa regulatornim okvirom, uzmu u obzir novonastale okolnosti kako održivost poslovanja ove kompanije ne bi bila ugrožena. Efekti koji su se mogli ostvariti primjenom regulatornog okvira uspostavljenog 2022. godine bliže su opisani u potpoglavlju 6.1.1 *Donošenje podzakonskih akata - Oblast električne energije*.

Kao što je to i Zakonom o energetici propisano, jedan od osnovnih principa na kojima treba da se zasniva obavljanje energetskih djelatnosti (među kojima je i distribucija električne energije kao javna usluga) u cilju obezbjeđenja javnog interesa je – dobitno poslovanje. Ovim principom je Zakon o energetici dao jasno usmjerenje kompanijama da zaštitu kupaca treba da obezbijede upravo kroz pozitivno poslovanje i održivost sistema. Prenosni i distributivni sistemi postoje radi njihovih korisnika, a operatori koji upravljaju ovim sistemima su dužni da obezbijede dugoročnu sposobnost sistema da ispunjava realne zahtjeve za prenosom i distribucijom električne energije, odnosno da obezbijede rad, održavanje, unapređenje i razvoj prenosnog i distributivnog sistema električne energije u cilju obezbjeđivanja dovoljnih količina energije koje su potrebne za život i rad građana i poslovanje i razvoj privrednih subjekata i njihovo snabdijevanje na siguran, bezbjedan, pouzdan i kvalitetan način. Obezbeđenjem finansijske stabilnosti i održivosti poslovanja operatori sistema mogu omogućiti realizaciju investicija kojima se stvaraju uslovi za priključenje novih korisnika sistema, među kojima su i proizvođači električne energije. Na ovaj način bi se doprinijelo valorizaciji energetskih resursa, što je od posebnog značaja za ekonomiju i društvo. Osim korišćenja razvojne šanse, ovakvim pristupom bi se indirektno uticalo i na smanjenje troškova koji se prenose na kupce, budući da bi se troškovi sistema dijelili između većeg broja korisnika sistema – proizvođača električne energije i kupaca.

Dodatno, zaštita ranjivih kupaca je u nadležnostima drugih institucija i obezbjeđuje se kroz više mehanizama. Odluke koje ugrožavaju održivost sistema ne mogu biti u interesu kupaca, već koštaju više od onoga što je transparentno prikazano na „računu za struju“.

5.1.1.3 Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije

COTEE je 2022. godinu završio sa neto dobitkom od 8.457 €. COTEE je energetski subjekat koji obavlja djelatnost organizovanja i upravljanja tržištem električne energije, izuzev upravljanja balansnim i berzanskim tržištem električne energije. Ovaj subjekat se finasira od naknada za rad koje naplaćuje od učesnika na tržištu, a koje utvrđuje REGAGEN. Regulatorno dozvoljeni prihod operatora tržišta električne energije pokriva ukupne opravdane troškove poslovanja, nabavku osnovnih sredstava neophodnih za obavljanje energetske djelatnosti, amortizaciju i razumnu dobit. Od osnivanja do danas, Operatoru tržišta je obezbijeđena stabilnost poslovanja kroz primjenu regulatornog okvira utvrđenog od strane REGAGEN-a i ova kompanija je u kontinuitetu ostvarivala pozitivne neto rezultate.

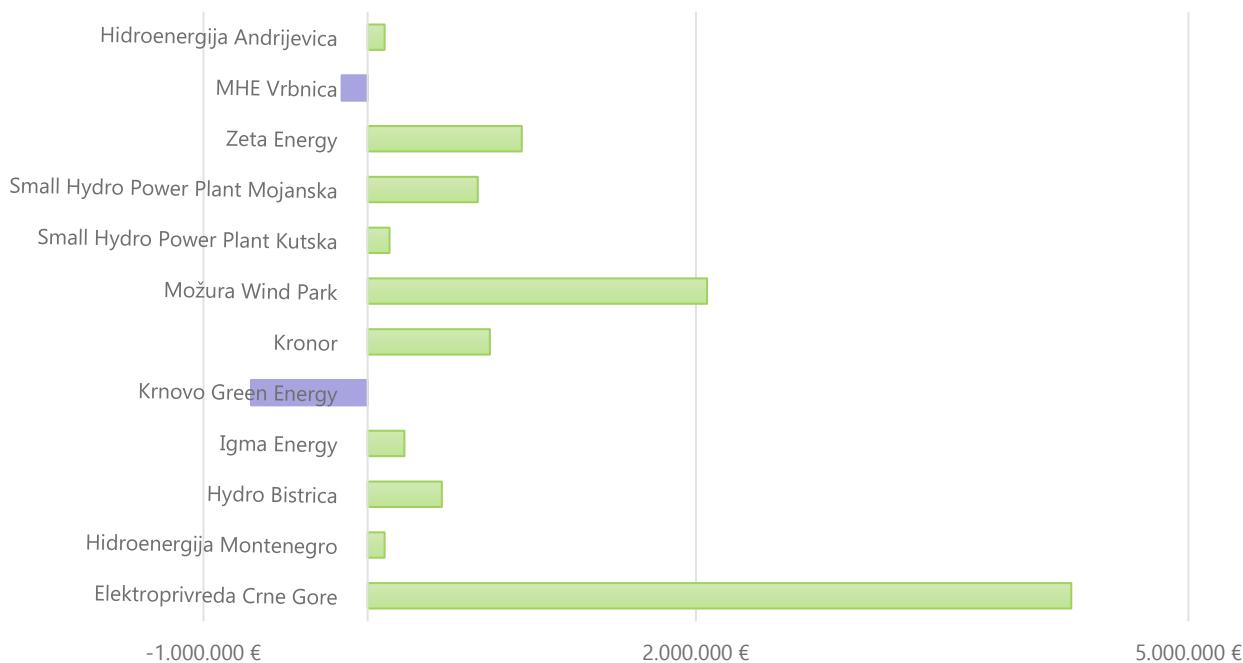
5.1.2 Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata

U elektroenergetskom sektoru je tokom 2022. godine poslovalo 17 kompanija koje se bave neregulisanim djelatnostima, kao i 2021. godine. Ove kompanije se bave djelatnošću proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom. Licencu za snabdijevanje električnom energijom posjeduje šest subjekata, i to: EPCG, „Energija Gas and Power“ DOO Podgorica, „Uniprom“ DOO Nikšić, „Petrol Crna Gora MNE“ DOO Podgorica, „Montenegro Bonus“ DOO Cetinje i „Twinfin Tesla“ DOO Podgorica. Međutim, samo EPCG je tokom 2022. godine bila aktivni snabdjevač, te stoga rezultati poslovanja ostalih pet subjekata nijesu prikazani na Grafiku 5.1.5.

EPCG pored djelatnosti snabdijevanja obavlja i djelatnost proizvodnje električne energije i učestvuje na veleprodajnom tržištu električne energije. Ostale kompanije koje se bave proizvodnjom električne energije imaju elektrane koje su u 2022. godini bile u statusu povlašćenih proizvođača.

U nastavku je dat prikaz rezultata u 2022. godini, ostvarenih od strane tržišnih energetskih subjekata, iz kojih se može zaključiti da je 10 kompanija imalo pozitivan, a dvije kompanije negativan rezultat poslovanja.⁵⁷ Finansijsko poslovanje ovih kompanija nije predmet nadzora koji vrši REGAGEN u skladu sa Zakonom o energetici.

⁵⁷ Izvor: <https://eprijava.tax.gov.me/TaxisPortal>

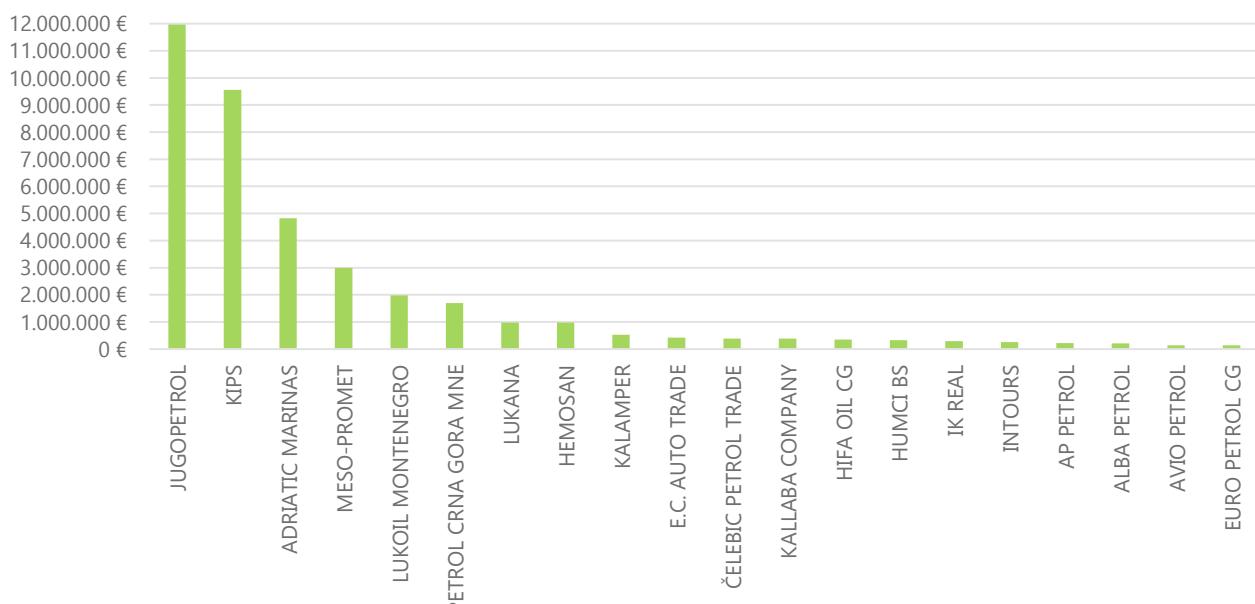


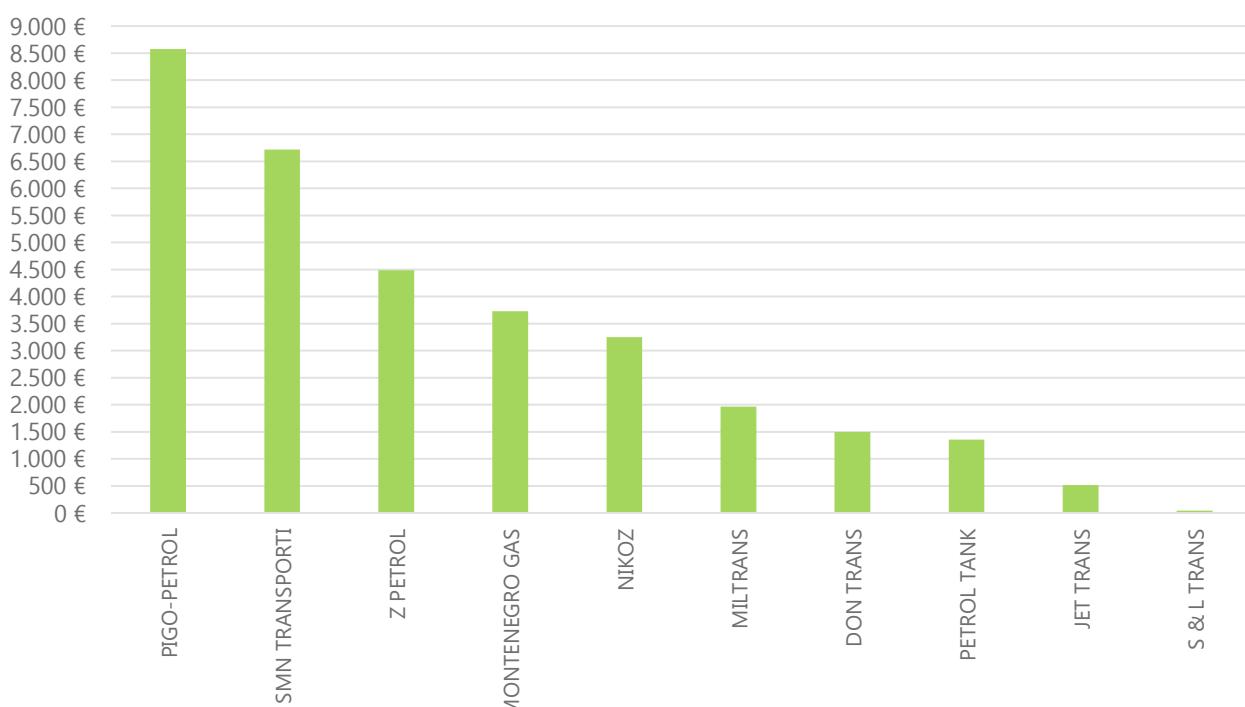
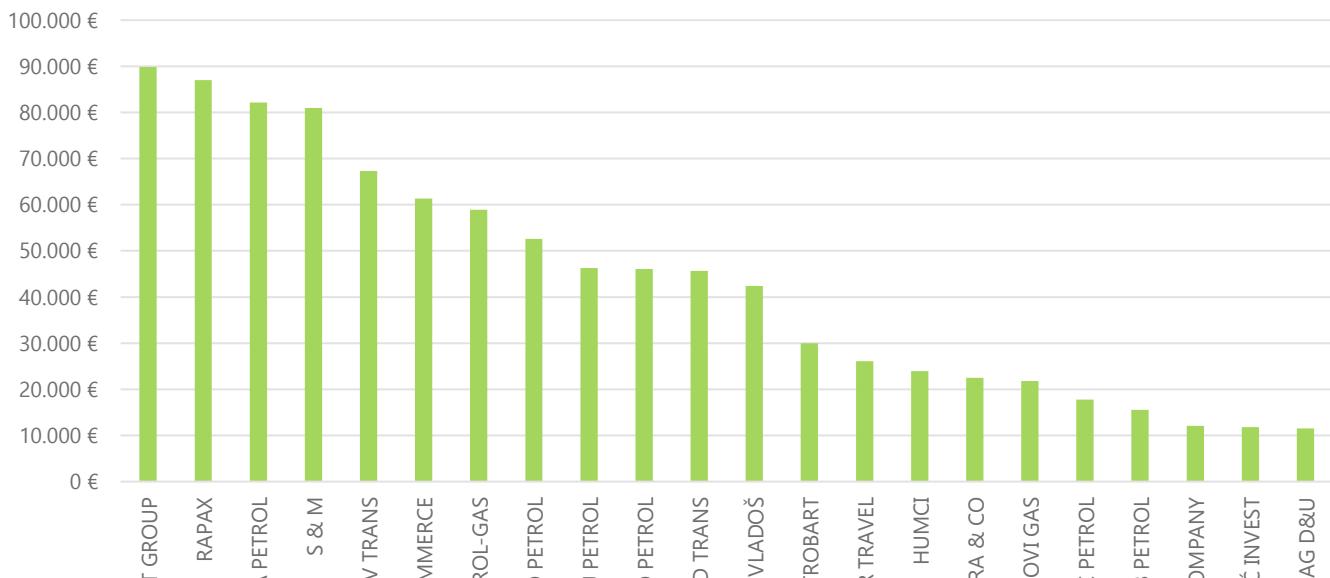
Grafik 5.1.5 Rezultat poslovanja tržišnih elektroenergetskih subjekata u 2022. godini

5.2 Sektor nafte i gasa

U sektoru nafte i gase na kraju 2021. godine poslovalo je 65 subjekata koji se bave trgovinom, skladištenjem i/ili transportom naftnih derivata, TNG i prirodnog gase. Pored navedenih djelatnosti, neki od ovih subjekata se bave i drugim tržišnim djelatnostima koje nisu licencirane od strane REGAGEN-a.

U nastavku je dat prikaz poslovanja za izveštajnu godinu onih subjekata čija je primarna djelatnost iz sektora nafte i gase, iz kog se može zaključiti da su 52 kompanije imale pozitivan, a 13 kompanija negativan rezultat poslovanja.







Grafik 5.2.1 Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2022. godini

REZIME:

Reforma elektroenergetskog sektora Crne Gore započeta je usklađivanjem pravnog i institucionalnog okvira sa pravnom tekovinom EU u ovoj oblasti. Usklađivanje organizacije i funkcionalisanja crnogorskog energetskog sektora sa organizacijom i funkcionalisanjem energetskih sektora evropskih država prepoznato je Zakonom o energetici kao jedan od principa obavljanja energetskih djelatnosti kojim se ostvaruje javni interes. Navedeno usklađivanje se ne smije posmatrati samo kao obaveza koja proističe iz procesa evropskih integracija, već kao proces koji doprinosi boljem funkcionalanju elektroenergetskog sistema, povećanju prekogranične razmjene energije, povećanju sigurnosti snabdijevanja, razvoju konkurenčije, i, u krajnjem, poboljšanju kvaliteta usluge koje energetski subjekti pružaju kupcima.

Kompleksnost reformskih procesa, čiji se rezultati mogu ostvariti u srednjem i dugom roku, zahtijeva kontinuitet, saradnju relevantnih subjekata i jasno usmjerenje na cilj. Upravo zbog navedenog je postojanje regulatornog tijela, nezavisnog od političkih procesa, državnih organa i energetskih subjekata, postavljeno evropskom i crnogorskom legislativom kao uslov bez koga se ne mogu postići željeni rezultati. Ovakav model sektorskog ustrojstva je nastao iz evropskog iskustva, koje je pokazalo da se cijene električne energije koriste kao instrument za zadovoljenje kratkoročnih političkih ciljeva i održavanje socijalnog mira, uz dugoročno urušavanje supstance sistema, koji je kičma svih drugih ekonomskih djelatnosti. Održivost poslovanja regulisanih kompanija i njihova sposobnost da zadovolje potrebe ekonomije i društva olakšava razvoj ostalih ekonomskih djelatnosti i jača ekonomiju države.

U elektroenergetskom sektoru Crne Gore je u izvještajnoj godini poslovalo 20 licenciranih subjekata, od čega se 17 subjekata bavi tržišnim djelatnostima, a tri regulisanim djelatnostima, za koje je REGAGEN utvrdila regulatorno dozvoljene prihode za 2022. godinu (CGES - 30.143.022 €, CEDIS - 82.386.381 €, COTEE - 709.935 €).

Od 17 subjekata koji se bave tržišnim djelatnostima u elektroenergetskom sektoru, šest subjekta je imalo licencu za snabdijevanje električnom energijom, od kojih je samo EPCG bila aktivna snabdjevač. Od 12 subjekata koji su se tokom 2022. godine aktivno bavili proizvodnjom i snabdijevanjem električnom energijom, u izvještajnoj godini, 10 je ostvarilo pozitivan rezultat poslovanja. U sektoru nafte i gasa na kraju izvještajne godine poslovalo je 65 subjekata, od kojih su 52 poslovala pozitivno.

Što se tiče regulisanih elektroenergetskih subjekata, CGES je u 2022. godini ostvario dobit u iznosu od 20.275.440 €, koja je za 17% veća u odnosu na prethodnu godinu, a dominantno je uzrokovan rastom prihoda od dodjele prekograničnih prenosnih kapaciteta. Rezultati poslovanja CGES-a nedvosmisleno ukazuju na to da dugoročna usmjereno na investicije u sistem i korporativno upravljanje uz vođenje računa o regulatornom okviru i troškovnoj efikasnosti suštinski predstavlja usmjereno na krajnjeg kupca i adekvatnost usluge.

CEDIS je u 2022. godini ostvario negativan rezultat poslovanja od 11.682.021 €, dok je akumulirani gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2022. godine iznosi 21.368.071 €. Ovakav rezultat poslovanja je najvećim dijelom posljedica porasta troškova za nabavku energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu, uslijed rasta cijena električne energije na veleprodajnom tržištu, ali i većih troškova zarada u odnosu na 2022. godinu. Odluka CEDIS-a iz novembra 2022. godine da povuče Zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema za period 2023-2025. godina, utiče na dalje urušavanje finansijske pozicije ove kompanije.

Jedan od osnovnih principa na kojima treba da se zasniva obavljanje energetskih djelatnosti u cilju obezbjeđenja javnog interesa je – dobitno poslovanje. Ovim principom je Zakon o energetici dao jasno usmjerenje kompanijama da zaštitu kupaca treba da obezbijede upravo kroz pozitivno poslovanje i održivost sistema. Obezbeđenjem finansijske stabilnosti i održivosti poslovanja operatori sistema mogu omogućiti realizaciju investicija kojima se stvaraju uslovi za priključenje novih korisnika sistema, među kojima su i proizvođači električne energije. Na ovaj način bi se doprinijelo valorizaciji energetskih resursa, što je od posebnog značaja za ekonomiju i društvo. Osim korišćenja razvojne šanse, ovakvim pristupom bi se indirektno uticalo i na smanjenje troškova koji se prenose na kupce, budući da bi se troškovi sistema dijelili između većeg broja korisnika sistema – proizvođača električne energije i kupaca. Dodatno, zaštita ranjivih kupaca je u nadležnostima drugih institucija i obezbjeđuje se kroz više mehanizama.

Odluke koje ugrožavaju održivost sistema ne mogu biti u interesu kupaca, već koštaju više od onoga što je transparentno prikazano na „računu za struju”.

6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI REGAGEN U 2022. GODINI

6 NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI REGAGEN U 2022. GODINI

6.1 Donošenje podzakonskih akata

Normativna djelatnost REGAGEN-a obuhvata izradu teksta nacrta i predloga podzakonskih akata iz okvira njenih nadležnosti utvrđenih Zakonom o energetici, zaključno sa njihovim donošenjem, odnosno utvrđivanjem, kao i odobravanje/davanje saglasnosti na podzakonska akta energetskih subjekata.

Kada je riječ o Zakonu o energetici, 30. decembra 2022. godini izvršene su dopune kroz donošenje Zakona o dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG”, br. 152/22). Navedenim zakonom je kao javna usluga prepoznata „*isporuka električne energije za pokrivanje gubitaka mrežnim operatorima koji imaju negativan poslovni rezultat u uslovima poremećaja na tržištu definisanih članom 213 ovog zakona*”. Takođe je propisano da Vlada može uvesti mjere u slučaju poremećaja na tržištu prouzrokovanih „*ekstremnim rastom cijena električne energije na tržištu*”, među kojima je i „*mjera obavezne isporuke energije mrežnim operatorima za pokrivanje gubitaka u sistemima po posebno utvrđenim cijenama*“. Ovim zakonom nije definisano šta se smatra pod „*ekstremnim rastom cijena električne energije na tržištu*”, niti kako se „*posebno utvrđene cijene*“ iz člana 213 stav 1 tačka 5a navedenog zakona utvrđuju, što ostavlja veliki prostor za arbitarnost.

Na nedostatnosti navedenog zakonskog rješenja ukazala je Vlada Crne Gore u svom Mišljenju, broj 07-8193/2 od 23. decembra 2022. godine. Međutim, po stupanju na snagu Zakona o dopunama Zakona o energetici, Vlada Crne Gore 31. januara 2023. godine donosi Zaključke, broj 07-010/23-375/2, kojima nalaže naknadnu izmjenu cijena po kojima je CEDIS 30. decembra 2022. godine i tokom januara 2023. godine već nabavio električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu za januar i februar 2023. godine, i to na berzanskom tržištu saglasno članu 241 c stav 4 Zakona o energetici.

U potpoglavlju 4.2.1 ovog izvještaja je dat osvt na nekonistentnost navedenih odredaba Zakona o dopunama Zakona o energetici sa drugim odredbama Zakona o energetici, kao i na derogiranje odredaba Zakona o nadzoru nad veleprodajnim tržištem električne energije i prirodnog gasa.

6.1.1 Oblast električne energije

REGAGEN je tokom 2022. godine utvrdila, odnosno donijela:

- Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 71/22);
- Metodologiju za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 71/22);
- Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 71/22);
- Metodologiju za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije ("Službeni list CG", broj 71/22);

- Pravila za korekcije cijena i naknada ("Službeni list CG", broj 71/22);
- Odluku o utvrđivanju naknada za licence i za zatvoreni distributivni sistem, za 2023. godinu ("Službeni list CG", broj 149/22);

REGAGEN je u 2022. godini sprovela postupak utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i naknada za energetske subjekte koje reguliše. U skladu sa navedenim, jedna od prioritetnih normativnih aktivnosti koje je REGAGEN sprovela u toku prošle godine bila je upravo donošenje navedenih metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknada, kojima su stavljeni van snage akta koja su u ranijem periodu uređivala predmetnu materiju.

Razlog za donošenje pomenutih metodologija je bila potreba za:

- unapređenjem regulatornog okvira u pogledu poboljšanja kvaliteta i realizacije planiranih investicija u roku,
- prilagođavanjem regulatorno-pravnog okvira promjenama u elektroenergetskom sistemu i okruženju u kome se poslovanje regulisanih kompanija odvija (nagli skokovi cijena na vеleprodajnom tržištu električne energije i energetska kriza u evropskim zemljama, rast inflacije),
- usklađivanjem sa Zakonom o izmjenama i dopunama Zakona o energetici ("Službeni list CG", br. 82/20).

Jedna od najznačajnijih izmjena regulatornog okvira u odnosu na ranije važeća normativna rješenja odnosi se na uvođenje faktora kvaliteta, kao mehanizma podsticaja postizanju višeg nivoa parametara kvaliteta isporuke električne energije. Pravilima kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom biće postavljene ciljne vrijednosti opštih indikatora kvaliteta u odnosu na koje će se u narednim postupcima utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema električne energije vrednovati postignuti nivo kvaliteta. Na ovaj način su regulatornim okvirom operatori sistema usmjereni da interes korisnika u pogledu povećanja kvaliteta usluge postave i kao sopstveni interes i cilj.

Druga značajna novina regulatornog okvira u odnosu na ranije važeća normativna rješenja odnosi se na izmjenu načina utvrđivanja stope povrata na kapital. Umjesto realnog ponderisanog prosječnog troška kapitala (prije oporezivanja), primjenjuje se nominalni (poslije oporezivanja). Navedenom izmjenom izbjegnut je uticaj inflacije na stopu povrata na kapital, na osnovu koje se utvrđuje dio prihoda po osnovu uloženog kapitala operatora. Na ovaj način je obezbijeđena održivost poslovanja i siguran poslovni ambijent u pogledu zaštite od izloženosti rastu inflacije, dijelom uzrokovanoj energetskom krizom, odnosno rastom cijena energije u Evropi. Osim navedenog, izmjenom je obuhvaćen i prelazak sa stope prije oporezivanja na stopu poslije oporezivanja, kako bi se omogućilo vršenje korekcija troškova koji nastaju po osnovu poreza na dobit pravnih lica.

Treća važna izmjena regulatornog okvira spram ranije važećeg odnosi se na regulatorni tretman investicija. Naime, predviđeno je da operatori sistema kroz regulatorno dozvoljeni prihod dobijaju povrat na sredstva i amortizaciju na sredstva koja su u funkciji, dok se planirane investicije uzimaju u obzir samo ukoliko je riječ o odobrenim investicijama koje se odnose na projekte od zajedničkog interesa za Zajednicu i projekte od uzajamnog interesa, čije je stavljanje u upotrebu planirano tokom

regulatornog perioda. Pravilima za korekcije cijena i naknada propisano je da će se nakon realizacije investicija operatorima nadomjestiti povrat na sredstva i amortizacija za njih. Na ovaj način je uspostavljen okvir koji motiviše operatore sistema da realizuju planirane investicije u roku.

Konačno, novim metodološkim rješenjima izmijenjen je i način utvrđivanja troškova nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu. Ova izmjena je podstaknuta izmjenama i dopunama Zakona o energetici iz 2020. godine i efektima rasta cijena električne energije na veleprodajnom tržištu na poslovanje operatora prenosnog i distributivnog sistema. Naime, Zakonom o izmjenama i dopunama Zakona o energetici ("Službeni list CG", br. 82/20) uvedena je obaveza operatora sistema da nakon uspostavljanja berzanskog tržišta električne energije električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu kupuju na tom tržištu. Budući da likvidno berzansko tržište električne energije nije postojalo tokom 2022. godine, regulatornim okvirom je definisano da se, za potrebe utvrđivanja cijene električne energije za pokrivanje opravdanih gubitaka u sistemu, koristi cjenovni signal sa likvidne berze u Budimpešti (HUDEX) i cjenovni signal sa crnogorskog veleprodajnog tržišta izražen kao prosječna ponderisana cijena koju je dominantni trgovac ostvario u godini koja prethodi godini podnošenja zahtjeva (u konkretnom slučaju, godina podnošenja zahtjeva je bila 2022. godina). Na ovaj način se uvažavaju cjenovni signali sa tržišta, odnosno obezbjeđuju sredstva potrebna za održivost poslovanja operatora sistema, a istovremeno se obezbjeđuje zaštita korisnika sistema od volatilnosti cijena koja može karakterisati početni period funkcionisanja berzanskog tržišta.

Kreiranje opisanog regulatornog okvira temeljeno je na osnovnim principima regulacije, i to: obezbjeđenje održivosti poslovanja operatora sistema i ravnoteža interesa između operatora i korisnika sistema. Efekti novog regulatornog okvira mogli su se sagledati u postupcima po zahtjevima koje su regulisani subjekti podnijeli 31. avgusta 2022. godine i podrazumijevali su obezbjeđenje održivosti poslovanja operatora uz neznatan rast cijena za korišćenje sistema. Da CEDIS nije povukao Zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda, ovaj operator bi od 2023. do 2025. godine godišnje prihodovao u prosjeku oko 23 miliona više nego u 2022. godini, čime bi finansijska pozicija ovog subjekta mogla biti značajno poboljšana uz odgovorno korporativno upravljanje. Istovremeno, održivost poslovanja ovog regulisanog subjekta bi bila obezbijeđena uz neznatno povećanje cijena za korišćenje sistema. U tom slučaju, povećanje mjesecnog računa u 2023. godini za domaćinstva sa dvotarifnim mjeranjem sa prosječnom potrošnjom iznosilo bi svega 1,73 €, što je 6,48% više u odnosu na račun u 2022. godini. Navedeno povećanje bi se u najvećoj mjeri odnosilo na povećanje troškova za nabavku električne energije za pokrivanje tehničkih gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu, koje je uslovljeno rastom cijena električne energije na veleprodajnom tržištu. Da nije došlo do povećanja cijene električne energije na veleprodajnom tržištu, ukupni račun za kupce sa prosječnom potrošnjom iz kategorije domaćinstva sa dvotarifnim mjeranjem bi se čak smanjio za 3,54% u odnosu na 2022. godinu, zbog pozitivnih efekata od eksploatacije podmorske interkonekcije.

6.1.2 Oblast gasa

U skladu sa obavezama preuzetim potpisivanjem *Sporazuma o formiranju Energetske zajednice*, Crna Gora se obavezala da u nacionalnom zakonodavstvu obezbijedi pravni okvir za regulisanje

djelatnosti u oblasti gasa. S tim u vezi, kroz Zakon o energetici i Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i gase, transponovana je EU Regulativa koja se odnosi na regulaciju tržišta gasa. Ovim zakonima je propisana obaveza da Crna Gora donese više podzakonskih akata, čijim će se usvajanjem obezbijediti kvalitetan pravni okvir za regulisanje ove oblasti, a ostavljen je rok za njihovo donošenje od „*najkasnije tri mjeseca prije puštanja u rad odgovarajuće infrastrukture*“.

U 2022. godini donijeta su sljedeća podzakonska akta:

- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta gasa („Službeni list CG“, broj 16/22),
- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje sistema za skladištenje gasa („Službeni list CG“, broj 16/22).

Usvajanjem ovih podzakonskih akata je zaokružen normativni okvir u oblasti prirodnog gasa i sa regulatornog aspekta omogućen budući razvoj infrastrukture prirodnog gasa.

6.2 Odobravanje podzakonskih akata energetskih subjekata

REGAGEN je u 2022. godini odobrila, odnosno dala saglasnost na sljedeća akta CEDIS-a i CGES-a:

- Pravila za funkcionisanje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 72/22) (CEDIS);
- Metodologiju za utvrđivanje naknade za priključenje na distributivni sistem električne energije ("Službeni list CG", broj 72/22) (CEDIS);
- Cjenovnik za otkup izgrađene infrastrukture na naponskom nivou 0,4 kV ("Službeni list CG", broj 72/22) (CEDIS);
- Odluku o izmjenama pravila mjerena u distributivnom sistemu električne energije ("Službeni list CG", broj 114/22) (CEDIS);
- Odluku o određivanju naknade za priključenje na distributivni sistem električne energije ("Službeni list CG", broj 130/22) (CEDIS);
- Pravila o izmjenama i dopunama usaglašenih pravila za alokaciju dugoročnih prava prenosa na granicama zone nadmetanja koje opslužuje SEE CAO (CGES);
- Pravila o izmjenama i dopunama pravila za eksplicitnu dnevnu dodjelu kapaciteta na granicama zone nadmetanja koje opslužuje SEE CAO (CGES);
- Pravila za funkcionisanje prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 149/22) (CGES);
- Metodologiju za utvrđivanje naknade za priključenje na prenosni sistem električne energije ("Službeni list CG", broj 149/22) (CGES).

U prošloj godini je izostalo davanje saglasnosti REGAGEN na jedan od ključnih akata subjekata koji uređuju funkcionisanje elektroenergetskog sektora - Tržišna pravila. Naime, COTEE je navedeni akt, poslije brojnih urgencija REGAGEN, dostavio na odobravanje tek u januaru 2023. godine. Aktom od

22. februara 2023. godine REGAGEN je dala primjedbe na dostavljeni Nacrt tržišnih pravila. Imajući u vidu prirodu i obim navedenih primjedaba, REGAGEN je inicirala više sastanaka sa predstvincima COTEE na kojima su razmatrane navedene primjedbe i usaglašena određena normativna rješenja, nakon čega je izostalo dostavljanje inoviranog teksta navedenog propisa.

Izmjena nadležnosti u oblasti obnovljivih izvora energije je rezultirala obavezom REGAGEN da odobrava pravila o garancijama porijekla koje operator tržišta donosi u skladu sa propisom Vlade Crne Gore i pravilima evropskog udruženja organizacija koje izdaju garancije porijekla, kao i akt operatora tržišta kojim se utvrđuje naknada za korišćenje registra garancija porijekla, koji su dužni da plaćaju korisnici registra. COTEE u 2022. godini nije dostavljao REGAGEN predmetna akta na odobravanje.

Imajući u vidu datum stupanja na snagu Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetici ("Službeni list Crne Gore", broj 82/20), kao i rok propisan njegovim članom 77, jasno je da COTEE od avgusta 2020. godine nema Tržišna pravila uskladena sa Zakonom o energetici, odnosno da od maja 2021. godine nema podzakonski akt iz člana 100 stav 7 navedenog zakona (Pravila o garancijama porijekla). Navedeno treba sagledavati u kontekstu činjenice da je Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2022-31.12.2022, broj 21/3215-32 od 30.11.2021. godine, COTEE-u odobreno zapošljavanje dva nova lica, te da za regulatorni period 2023-2025 godina Operator tržišta nije tražio povećanje broja zaposlenih, što sve ne govori u prilog ocjeni o optimalnom ispunjavanju zakonskih obaveza. Budući da nevršenje normativnih aktivnosti u predmetnoj stvari ne podliježe prekršajnoj odgovornosti u smislu odredaba Zakona o energetici, značaj predmetnih akata upućuje na zaključak o potrebi da osnivač ovog privrednog društva primjeni odgovarajuće odredbe *Statuta društva sa ograničenom odgovornošću „Crnogorski operator tržišta električne energije“ – Podgorica* ("Službeni list Crne Gore", br. 13/11, 60/11, 39/15 i 40/19).

U pogledu novih nadležnosti koje su dodijeljene REGAGEN polovinom 2020. godine, a koje se odnose na povezivanje dan-unaprijed i unutardnevniog tržišta električne energije, CGES nije u 2022. godini podnio zahtjev za odobravanje metodologija i drugih akata koje izvorno donosi. Navedena obaveza nije mogla biti ispunjena ni od strane nominovanog operatora tržišta električne energije (NEMO), jer još nije imenovan.

6.3 Utvrđivanje cijena i naknada

Polazeći od zakonske obaveze, REGAGEN je u februaru 2022. godine donijela *Odluku o trajanju regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine*, kojom je utvrđeno da regulatorni period za: operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i operatora tržišta električne energije, počinje 01.01.2023. godine i traje do 31.12.2025. godine.

Regulisani subjekti CGES, CEDIS i COTEE, u funkciji operatora prenosnog sistema električne energije, operatora distributivnog sistema električne energije, odnosno operatora tržišta električne energije, su dužni da podnesu zahtjeve za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda, cijena ili naknada najkasnije četiri mjeseca prije isteka važenja odluka o utvrđivanju cijena, odnosno naknada. Imajući

u vidu da su odluke o utvrđivanju cijena za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema električne energije iz 2019. godine, kao i odluka o naknadama za rad operatora tržišta iz 2021. godine, važile do kraja 2022. godine, operatori su 31. avgusta 2022. godine podnijeli zahtjeve za utvrđivanje novih cijena i naknada za regulatorni period 2023-2025. godina.

Navedeni postupci su sprovedeni u skladu sa Zakonom o energetici, Zakonom o upravnom postupku ("Službeni list CG", br. 56/14, 20/15, 40/16 i 37/17) i metodologijama koje je REGAGEN usvojila tokom 2022. godine, i to:

- Metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 71/22),
- Metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 71/22),
- Metodologijom za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije ("Službeni list CG", broj 71/22),
- Metodologijom za utvrđivanje cijena, rokova i uslova za pružanje pomoćnih usluga i usluga balansiranja prenosnog sistema električne energije („Službeni list Crne Gore”, broj 71/22).

Postupci utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda, cijena i naknada regulisanim subjektima su podrazumijevali intenzivne, višemjesečne aktivnosti uz kontinuirano informisanje i uključivanje javnosti u postupak.

Postupak pokrenut podnošenjem Zahtjeva od strane CGES je rezultirao donošenjem:

- *Odluke o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije za period 01.01.2023-31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22),*
- *Odluke o utvrđivanju cijena za pomoćne usluge i usluge balansiranja za period 01.01.2023-31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22).*

Postupak pokrenut podnošenjem Zahtjeva od strane COTEE je rezultirao donošenjem *Odluke o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2023-31.12.2025. godina ("Službeni list CG", broj 131/22).*

Postupak pokrenut podnošenjem Zahtjeva od strane CEDIS je, nakon povlačenja Zahtjeva od strane ovog regulisanog subjekta na sjednici Odbora REGAGEN održanoj 29. novembra 2022. godine, rezultirao donošenjem:

- *Rješenja o obustavljanju postupka po Zahtjevu CEDIS za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za period 01.01.2023-31.12.2025. godine, broj 10-10-29909 od 31.08.2022. godine,*
- *Odluke o utvrđivanju o utvrđivanju privremenih cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", broj 131/22).*

6.4 Davanje saglasnosti na razvojne i investicione planove operatora sistema

Zakonska obaveza operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema električne energije je da, polazeći od stanja i stepena iskorišćenosti sistema, utvrde desetogodišnji plan razvoja prenosnog sistema, odnosno plan razvoja distributivnog sistema električne energije, kao i investicione planove za period koji odgovara trajanju regulatornog perioda (tri godine). Polazeći od navedene obaveze, CGES i CEDIS su u prvoj polovini 2022. godine dostavili nacrte planova razvoja prenosnog i distributivnog sistema električne energije, po osnovu kojih su sprovedene javne rasprave. REGAGEN je pripremila izvještaje sa javnih rasprava o planovima razvoja prenosnog i distributivnog sistema i uputila ih operatorima sistema na dalje postupanje.

Poštujući rokove propisane Zakonom o energetici, CGES je, nakon javne rasprave, dostavio Predlog plana razvoja prenosnog sistema Crne Gore za period 2023-2032 i Investicioni plan CGES-a za period 2023-2025. godina, a CEDIS Plan razvoja distributivnog sistema električne energije za period 2023-2032. godina i Investicioni plan CEDIS-a za period 2023-2025. godina.

Postupajući po zahtjevu CGES-a, REGAGEN je u skladu sa Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjeg plana razvoja prenosnog sistema električne energije ("Službeni list CG", br. 51/21) krajem 2022. godine, donijela Djelimičnu odluku o davanju saglasnosti na „Predlog plana razvoja prenosnog sistema Crne Gore za period 2023-2032. godina“ (osim u dijelu koji se odnosi na: izgradnju 110 kV DV Virpazar - Briska Gora - Ulcinj, izgradnju DV 400 kV Brezna - Sarajevo, izgradnju DV 110 kV Ulcinj - B.Gora - Kosmač, izgradnju TS 110/35 kV Kolašin (Drijenjak), izgradnju TS 110/35 kV V. Plaža sa priključkom na prenosnu mrežu, izgradnju TS 110/10 kV Igalo, izgradnju TS 110/10 kV Podgorica 6, izgradnju TS 110/10 kV Podgorica 8, izgradnja TS 110/35 kV Tuzi, izgradnju TS 110/35 kV Golubovci, izgradnju DV 110 kV Podgorica 5 - Virpazar, rekonstrukciju DV 110kV Podgorica 1 - EVP Trebešica - Andrijevica, rekonstrukciju DV 110 kV Bar - Možura - Ulcinj - povećanje propusne moći i rekonstrukciju DV 110 kV Bar - Budva - povećanje propusne moći). U odnosu na pobrojane investicije, REGAGEN je u aprilu 2023. godine donijela Dopunsku odluku kojom se odbija davanje saglasnosti na njih budući da nijesu ispunjeni uslovi propisani Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja prenosnog sistema električne energije. Ovakvom odlukom nije ni na koji način dovedena u pitanje obaveza operatora prenosnog sistema propisana članom 175 Zakona o energetici da obezbijedi priključenje novih objekata za proizvodnju električne energije, uz mogućnost da kroz ažuriranje plana razvoja predloži investiciju kojom će se omogućiti priključenje tih objekata.

Takođe, REGAGEN je sprovela postupak davanja saglasnosti na „Investicioni plan CGES-a za period 2023-2025. godina“ i krajem 2022. godine donijela Djelimičnu odluku o davanju saglasnosti na investicije u vrijednosti od 99.944.000 €. Pored navedenog, data je saglasnost na Program otkupa infrastrukture za period 2023-2025. godina u dijelu koji se odnosi na otkup sabirnica i dva dalekovodna polja u TS 110/33 kV Krnovo (IPI059) u vrijednosti od 500.000 € u 2023. godini. U aprilu 2023. godine REGAGEN je u odnosu na pomenuti plan donijela Dopunsku odluku, kojom je data saglasnost na investicije u vrijednosti od 77.000 €, kao i na Program otkupa infrastrukture u dijelu koji se odnosi na otkup infrastrukture za napajanje auto-puta TS 110/20 kV Mrke (2x20 MVA) i TS 110/20 kV Mateševu (2x20 MVA) i priključni DV u vrijednosti od 15.000.000 €.

Osim navedenog, REGAGEN je u skladu sa Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjeg plana razvoja distributivnog sistema električne energije ("Službeni list CG", br. 51/21) sprovedla postupak davanja saglasnosti na „Plan razvoja distributivnog sistema električne energije za period 2023-2032. godina”. Krajem 2022. godine data je saglasnost na navedeni plan.

Takođe, u 2022. godini REGAGEN je sprovedla postupak davanja saglasnosti na „Investicioni plan CEDIS-a za period 2023-2025. godina”. Krajem 2022. godine donijeta je Djelimična odluka o davanju saglasnosti na investicije u vrijednosti od 107.839.228 €. Pored navedenog, data je saglasnost na Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica za period 2023-2025. godina u vrijednosti od 19.743.849,44 € u 2023. godini, kao i na Plan zamjene i izmještanja brojila za period 2023-2025. godina. U martu 2023. godine REGAGEN je u odnosu na pomenuti plan donijela Dopunska odluku, kojom je odbijeno davanje saglasnosti na investicije u vrijednosti od 1.884.959 € budući da nijesu ispunjeni uslovi propisani Pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih planova razvoja distributivnog sistema električne energije.

6.5 Izdavanje licenci za obavljanje energetskih djelatnosti

Licenciranje energetskih subjekata propisano je Zakonom o energetici, a bliže razrađeno Pravilima o licencama za obavljanje energetskih djelatnosti („Službeni list CG”, br. 50/16, 30/18, 75/18, 61/19, 31/21 i 48/21) koje je donijela REGAGEN.

Za obavljanje energetskih djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa, REGAGEN je tokom 2022. godine izdala devet novih licenci. Pored izdavanja novih licenci, tokom 2022. godine je zbog promjene obima obavljanja energetske djelatnosti izvršena 41 izmjena licenci. Takođe, dominantno zbog prodaje benzinskih stanica i/ili transportnih sredstava drugim subjektima, kao i zbog prestanka obavljanja djelatnosti za koju je licenca izdata, oduzeto je 18 licenci. Pored toga, produžene su tri licence, a odbijena su dva zahtjeva za izdavanje licence.

6.6 Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija

Zakonom o energetici propisana je nadležnost REGAGEN da utvrđuje status povlašćenog proizvođača električne energije i privremeni status povlašćenog proizvođača. Podzakonskim aktom Vlade Crne Gore – *Uredba o načinu sticanja statusa i ostvarivanja prava povlašćenog proizvođača električne energije* („Službeni list CG”, br. 59/16 i 89/20), propisan je sadržaj zahtjeva za sticanje navedenih statusa te utvrđena dokumentacija koja se uz zahtjev dostavlja, a koje REGAGEN cjeni u postupku.

REGAGEN u 2022. godini nije utvrđivala statuse povlašćenog proizvođača, saglasno članu 98 stav 3 Zakona o energetici i Zaključcima Vlade Crne Gore, broj 04-3550/4 od 22. jula 2021. godine⁵⁸.

⁵⁸ Ovim aktom Vlada Crne Gore je utvrdila da je ispunjen nacionalni cilj od 33% udjela energije iz obnovljivih izvora u ukupnoj finalnoj potrošnji energije u Crnoj Gori do 2020. godine, te zadužila resorno ministarstvo da obavijesti REGAGEN o obavezi postupanja saglasno članu 98 Zakona o energetici.

Podaci o svim važećim statusima povlašćenog proizvođača i privremenim statusima utvrđenim u prethodnom periodu upisani su u registar povlašćenih proizvođača, koji je objavljen na internet stranici REGAGEN-a.

U Tabeli 6.6.1 prikazani su proizvođači i pripadajući proizvodni objekti koji su 2022. godine imali status povlašćenog proizvođača.

Tabela 6.6.1 Proizvođači koji su u 2022. godini imali status povlašćenog proizvođača i njihovi proizvodni objekti

POVLAŠĆENI PROIZVOĐAČI			
	Naziv i sjedište proizvođača	Naziv i lokacija postrojenja	Datum prestanka statusa
1.	Hidroenergija Montenegro, Berane	mHE Jezerštica, Berane	27.11.2025
		mHE Bistrica, Berane	18.05.2027
		mHE Orah, Berane	18.05.2027
		mHE Rmuš, Berane	18.05.2027
		mHE Spaljevići 1, Berane	18.05.2027
		mHE Šekular, Berane	11.04.2028
		mHE Jelovica 2, Berane	02.12.2031
		mHE Jelovica 1, Berane	30.11.2032
2.	Synergy, Podgorica	mHE Vrelo, Bijelo Polje	09.07.2027
3.	Igma Energy, Andrijevica	mHE Bradavec, Andrijevica	08.11.2027
		mHE Piševska rijeka, Andrijevica	21.06.2029
4.	Kronor, Podgorica	mHE Jara, Plav	23.11.2028
		mHE Babino polje, Plav	01.11.2029
5.	Krnovo Green Energy, Podgorica	VE Krnovo, Nikšić	02.11.2029
6.	Hydro Bistrica, Podgorica	mHE Bistrica Majstorovina, Bijelo Polje	12.01.2030
7.	Nord Energy, Andrijevica	mHE Šeremet Potok, Andrijevica	05.08.2030
8.	Invicta, Podgorica	SE Invicta, Podgorica	29.05.2031
9.	Eco Solar System, Danilovgrad	SE DG, Danilovgrad	04.08.2031
10.	Bar-Kod, Podgorica	SE Bar-Kod, Danilovgrad	17.11.2031
11.	Možura Wind Park, Ulcinj	VE Možura, Ulcinj i Bar	29.12.2031
12.	Simes Inženjering, Mojkovac	mHE Ljevak, Bijelo Polje	23.02.2032
13.	Small Hydro Power Plant Kutska, Andrijevica	mHE Kutska 1, Andrijevica	23.04.2032
		mHE Kutska 2, Andrijevica	23.04.2032
14.	Small Hydro Power Plant Mojanska, Andrijevica	mHE Mojanska 1, Andrijevica	23.04.2032
		mHE Mojanska 2, Andrijevica	23.04.2032
		mHE Mojanska 3, Andrijevica	23.04.2032
15.	BB Hidro, Podgorica	mHE Bistrica Lipovska, Kolašin	23.04.2032
16.	Power AB Group, Kolašin	mHE Bukovica, Kolašin	07.06.2032
17.	Viridi Progressum, Kolašin	mHE Paljevinska, Kolašin	27.07.2032
18.	Alliance, Podgorica	mHE Alliance, Podgorica	27.07.2032
19.	Fudbalski savez Crne Gore, Podgorica	mHE FSCG, Podgorica	10.08.2032

20.	Zeta Energy, Danilovgrad	mHE Slap Zete, Danilovgrad	21.09.2032
21.	Đekić, Podgorica	mHE Pecka, Kolašin	24.12.2032
22.	Vrbnica, Podgorica	mHE Vrbnica, Plužine	21.01.2033
23.	Manira Hydro, Mojkovac	mHE Elektrana Mišnića, Mojkovac	15.03.2033
24.	Hidroenergija Andrijevica, Andrijevica	mHE Štitska, Andrijevica	24.05.2033
		mHE Umska, Andrijevica	24.05.2033
25.	Vodovod i kanalizacija, Andrijevica	mHE Krkori	24.05.2033
26.	Benergo, Berane	mHE Miolje Polje, Berane	24.05.2033

U 2022. godini, kako je i navedeno u prethodnoj tabeli, 26 povlašćenih proizvođača je sa COTEE-om imalo zaključen ugovor o otkupu proizvedene električne energije iz 39 proizvodnih objekata.

Električnu energiju koju proizvedu povlašćeni proizvođači, otkupljuje COTEE po podsticajnim cijenama, na osnovu zaključenih ugovora o otkupu električne energije. Snabdjevači i samosabdjevači su u obavezi da preuzimaju električnu energiju proizvedenu od strane povlašćenih proizvođača, fakturišu električnu energiju svojim kupcima po jediničnim cijenama koje su utvrđene *Uredbom o naknadi za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije* („Službeni list CG”, broj 29/19), a sredstva prikupljena od krajnjih kupaca po ovom osnovu prenesu COTEE-u, koji ih, u skladu sa Zakonom o energetici, prenosi povlašćenim proizvođačima od kojih je električna energija otkupljena. Sredstva koja COTEE prikupi po ovom osnovu ne predstavljaju prihod COTEE-a, s obzirom na to da je ovaj energetski subjekat posrednik u transakcijama koje vrši na osnovu zakonskih ovlašćenja.

Osim od snabdjevača i samosabdjevača, COTEE sredstva potrebna za otkup električne energije proizvedene od strane povlašćenih proizvođača, koja ne predstavljaju njegov prihod, prikuplja i iz drugih izvora propisanih Zakonom o energetici. U skladu sa *Uredbom o naknadi za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije*, krajnji kupci iz kategorije domaćinstva su oslobođeni plaćanja naknade za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora za prvih 300 kWh mjesечne potrošnje, koja se pokriva iz budžeta Crne Gore, iz sredstva prikupljenih od zagađivača na osnovu *Uredbe o aktivnostima odnosno djelatnostima koje emituju gasove sa efektom staklene baštice za koje se izdaje dozvola za emisiju gasova sa efektom staklene baštice* („Službeni list CG”, broj 8/20). Ova uredba je pozicionirala Crnu Goru na energetskoj mapi zemalja Zapadnog Balkana kao prvu zemlju koja je uspostavila svoj „cap and trade“ sistem i započela proces harmonizacije sa EU ETS sistemom, čime se šalje jasna poruka postojećim i budućim investitorima da je u Crnoj Gori normiran princip „zagađivač plaća“. Međutim, Crnu Goru na ovom putu očekuju nove obaveze, o čemu je više navedeno u potpoglavlju 4.1.

Vlada Crne Gore u 2022. godini nije dodjeljivala budžetska sredstva za podsticanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije.

U Tabeli 6.6.2 prikazane su količine električne energije koju je COTEE otkupio od povlašćenih proizvođača u periodu od 2014. do 2022. godine.

Tabela 6.6.2 Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2022. godine

Otkupljena količina električne energije proizvedena od strane povlašćenih proizvođača												
Povlašćeni proizvođač	Proizvodni objekat	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Ukupna proizvedena električna energija 2014-2022 [kWh]	
		[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	Po pojedinačnim elektranama	Za sve elektrane
Hidroenergija Montenegro	mHE Jezerštica	1.171.455	1.183.155	1.481.655	406.823	1.314.798	1.135.147	1.773.480	2.107.868	2.623.959	13.198.340	254.766.809
	mHE Rmuš		710.104	1.928.763	1.512.085	1.972.140	1.461.828	1.227.813	1.687.034	1.548.437	12.048.204	
	mHE Spaljevići		825.058	2.478.097	1.649.795	2.070.570	1.586.947	1.254.097	1.779.387	1.710.557	13.354.508	
	mHE Bistrica		5.003.532	22.184.991	14.693.235	19.385.605	16.562.630	12.417.828	20.831.217	18.974.816	130.053.854	
	mHE Orah		1.577.266	4.672.624	3.557.363	4.325.914	3.346.432	2.734.676	3.929.017	3.479.920	27.623.212	
	mHE Šekular			3.536.326	4.683.643	6.204.054	4.391.077	3.218.828	5.823.582	4.677.050	32.534.560	
	mHE Jelovica 2						122	1.306.738	2.236.466	1.986.822	5.530.148	
	mHE Jelovica 1							320.996	10.385.417	9.717.570	20.423.983	
Igma Energy	mHE Bradavec		336.435	3.209.475	2.896.788	4.063.703	3.564.568	3.219.022	3.700.158	4.274.497	25.264.646	38.354.009
	mHE Piševska rijeka				732.057	3.150.376	2.213.699	1.671.775	2.846.378	2.475.078	13.089.363	
Synergy	mHE Vrelo		847.722	3.117.450	2.479.354	2.626.908	2.486.142	2.315.135	2.648.478	2.289.692	18.810.881	18.810.881
Kronor	mHE Jara			1.076.180	12.693.625	19.252.522	17.231.430	15.022.259	15.441.255	16.178.258	96.895.529	134.617.325
	mHE Babino polje				1.188.712	8.541.095	7.457.138	6.532.346	6.429.211	7.573.294	37.721.796	
Hydro Bistrica	mHE Bistrica Majstorovina					9.524.544	10.236.322	10.352.052	12.336.984	12.854.796	55.304.698	55.304.698
Nord Energy	mHE Šeremet potok					570.527	2.950.578	2.620.246	2.911.519	3.200.503	12.253.373	12.253.373

Krnovo Green Energy	VE Krnovo				37.981.318	161.625.588	193.016.095	180.685.133	192.186.311	190.768.166	956.262.611	956.262.611
Možura Wind Park	VE Možura					807.782	126.183.248	128.278.328	131.885.343	387.154.701	387.154.701	
Bar-Kod	SE Bar-Kod					35.261	799.323	771.615	822.507	2.428.706	2.428.706	
Eco Solar System	SE DG					345.384	1.050.885	921.554	1.134.548	3.452.371	3.452.371	
Invicta	SE Invicta					333.140	510.702	455.286	416.373	1.715.501	1.715.501	
Simes Inženjering	mHE Ljevak						1.327.621	2.265.197	1.810.744	5.403.562	5.403.562	
Small Hidro Power Plants Mojanska	mHE Mojanska 1						6.002.909	10.700.283	10.391.871	27.095.063		
	mHE Mojanska 2						3.578.352	6.050.527	6.011.230	15.640.109		49.094.309
	mHE Mojanska 3						1.372.250	2.430.015	2.556.872	6.359.137		
Small Hidro Power Plants Kutska	mHE Kutska 1						3.591.557	7.997.057	4.389.233	15.977.847		23.753.894
	mHE Kutska2						1.663.219	2.566.367	3.546.461	7.776.047		
BB Hidro	mHE Lipovska Bistrica						853.795	3.220.125	2.585.443	6.659.363	6.659.363	
AB Power Group	mHE Bukovica						353.543	1.091.358	924.751	2.369.652	2.369.652	
Đekić	mHE Pecka						0	2.529.713	2.772.777	5.302.490	5.302.490	
Zeta Energy	mHE Slap Zete						1.802.497	4.782.311	5.019.065	11.603.873	11.603.873	
Viridi Progressum	mHE Paljevinska						440.450	2.035.274	2.019.355	4.495.079	4.495.079	
Alliance	SE Alliance						113.905	265.498	291.108	670.511	670.511	
FSCG	SE FSCG						9.447	35.987	37.095	82.529	82.529	
Vrbnica	mHE Vrbnica							18.184.617	17.084.339	35.268.956	35.268.956	

Manira Hydro	mHE Elektrana Mišnica								654.585	928.798	1.583.383	1.583.383
Hidroenergija Andrijevica	mHE Štitska								963.589	2.939.525	3.903.114	5.917.741
	mHE Umska								499.246	1.515.381	2.014.627	
Vodovod i kanalizacija Andrijevica	mHE Krkori								1.042.711	2.224.994	3.267.705	3.267.705
Benergo	mHE Miolje Polje								947.696	1.897.719	2.845.415	2.845.415
UKUPNO	1.171.455	10.483.272	43.685.561	84.474.798	244.628.344	269.161.722	396.326.127	485.969.221	487.538.947		2.023.439.447	

Na osnovu podataka iz Tabele 6.6.2 proizlazi da je u 2022. godini u odnosu na 2021. godinu, proizvodnja povlašćenih proizvođača bila na sličnom nivou, što je bilo i očekivano zbog činjenice da nije došlo do ulaska u pogon novih proizvodnih objekata.

U 2022. godini REGAGEN je, u skladu sa članom 55 Zakona o energetici, pripremila i „Analizu udjela proizvodnje iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije u ukupnoj proizvodnji i potrošnji električne energije”, koja je objavljena na sajtu REGAGEN.

REZIME:

Tokom 2022. godine, REGAGEN je donijela, odnosno utvrdila osam podzakonskih akata, a odobrila devet propisa čiji su donosioci operatori sistema. U pogledu pojedinih podzakonskih akata iz oblasti elektroenergetike, treba ukazati na nezadovoljavajuću dinamiku operatora tržišta u sproveđenju propisane normativne aktivnosti.

REGAGEN je u 2022. godini sprovedla postupak utvrđivanja regulatorno dozvoljenog prihoda i naknada za regulisane elektroenergetske subjekte, pa je jedna od prioritetnih normativnih aktivnosti koje je REGAGEN sprovedla u toku prošle godine bila upravo donošenje metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknada za odgovarajuće subjekte. Razlog za donošenje novog regulatornog okvira je bila potreba za:

- unapređenjem regulatornog okvira u pogledu poboljšanja kvaliteta i realizacije planiranih investicija u roku,
- prilagođavanjem regulatorno-pravnog okvira promjenama u elektroenergetskom sistemu i okruženju u kome se poslovanje regulisanih kompanija odvija (nagli skokovi cijena na veleprodajnom tržištu električne energije i energetska kriza u evropskim zemljama, rast inflacije),
- usklađivanjem sa Zakonom o izmjenama i dopunama Zakona o energetici ("Službeni list CG", br. 82/20).

Uspostavljeni regulatorni okvir utemeljen je na osnovnim principima regulacije, i to: obezbjedenje održivosti poslovanja operatora sistema i ravnoteža interesa između operatora i korisnika sistema. Efekti novog regulatornog okvira mogli su se sagledati u postupcima po zahtjevima koje su regulisani subjekti podnijeli 31. avgusta 2022. godine i podrazumijevali su obezbjedenje održivosti poslovanja operatora uz neznatan rast cijena za korišćenje sistema. Da CEDIS nije povukao Zahtjev za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda, ovaj operator bi godišnje prihodovao u prosjeku oko 23 miliona više nego u 2022. godini, čime bi finansijska pozicija ovog subjekta mogla biti značajno poboljšana uz odgovorno korporativno upravljanje. Sa druge strane, povećanje mjesecnog računa u 2023. godini za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom bi iznosilo svega 1,73 €, što je za 6,48% više u odnosu na prosječni račun u 2022. godini za ovu kategoriju kupaca.

REGAGEN je u 2022. godini za obavljanje energetskih djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa izdala devet novih licenci, izvršila izmjenu 41, oduzela 18 i produžila tri licence.

REGAGEN u 2022. godini nije izdavala statuse povlašćenog proizvođača, saglasno članu 98 stav 3 Zakona o energetici i Zaključcima Vlade Crne Gore, broj 04-3550/4 od 22. jula 2021. godine. U izvještajnoj godini je 26 povlašćenih proizvođača sa COTEE-om imalo zaključene ugovore o otkupu proizvedene električne energije iz 39 proizvodnih objekata.

Broj: 23/2072-39

Podgorica, 26. jul 2023. godine

Predsjednik Odbora

Branislav Prelević,s.r.