



Crna Gora

Regulatorna agencija za energetiku i
regulisane komunalne djelatnosti

**IZVJEŠTAJ O STANJU
ENERGETSKOG SEKTORA CRNE GORE
ZA 2025. GODINU**

Podgorica, jul 2026. godine

SADRŽAJ

1	ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI	21
1.1	Energetski resursi.....	21
1.1.1	Hidropotencijal.....	21
1.1.2	Potencijal vjetra.....	24
1.1.3	Energetski potencijal sunčevog zračenja.....	26
1.1.4	Potencijal biomase.....	28
1.1.5	Ugalj.....	29
1.2	Elektroenergetski sistem Crne Gore	33
1.2.1	Proizvodni kapaciteti.....	34
1.2.2	Prenosni kapaciteti.....	40
1.2.3	Distributivni kapaciteti.....	43
1.2.4	Potrošnja električne energije	47
1.2.5	Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije.....	49
1.2.5.1	Ostvareni gubici u prenosnom sistemu električne energije	50
1.2.5.2	Ostvareni gubici u distributivnom sistemu električne energije.....	50
1.2.6	Ostvarenje elektroenergetskog bilansa	51
1.3	Sektor nafte i gasa.....	52
1.3.1	Sektor nafte	52
1.3.1.1	Skladišni kapaciteti.....	52
1.3.1.2	Transportni kapaciteti	53
1.3.1.3	Prodajni kapaciteti.....	53
1.3.2	Sektor prirodnog gasa.....	55
1.3.2.1	Projekat Jonsko - jadranskog gasovoda	55
1.3.2.2	Tečni prirodni gas (TPG).....	55
1.3.3	Strateške rezerve naftnih derivata	56
2	NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA.....	61
2.1	Nadzor elektroenergetskog sektora.....	61
2.1.1	Ugovorni odnosi energetskih subjekata.....	61
2.1.2	Ugovorni odnosi snabdjevača i kupaca.....	62

2.1.3	Razgraničenje imovine između CGES-a, CEDIS-a i EPCG-a	62
2.1.4	Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom	63
2.1.4.1	Opšti parametri kvaliteta.....	64
2.1.4.1.1	Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema	64
2.1.4.1.2	Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema.....	67
2.1.4.2	Pojedinačni parametri kvaliteta	71
a)	Pojedinačni parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema.....	71
2.1.4.2.1	Pojedinačni parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema	71
2.1.4.2.2	Pojedinačni parametri kvaliteta snabdijevača	72
2.1.5	Transparentnost i dostupnost informacija u vezi sa tržištem električne energije.....	73
2.1.6	Udjeli izvora energije	74
2.1.7	Ispunjenost uslova iz sertifikata i licence.....	75
2.2	Djelatnosti u oblasti nafte i gasa.....	76
3	INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU.....	81
3.1	Investicije „Elektroprivrede Crne Gore“ AD Nikšić (EPCG).....	81
3.2	Investicije „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“ DOO Podgorica (CEDIS)	83
	Primarna mreža	85
	Sekundarna mreža	86
	Projekat dekarbonizacije energetskog sektora Crne Gore	87
	Revitalizacija mreže.....	87
	Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerenje električne energije.....	88
	Ostale investicije i ostala osnovna sredstva	89
3.3	Investicije „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica (CGES).....	90
3.3.1	Razvoj prenosnog sistema električne energije i njegovi efekti.....	94
3.4	Uticaj investicija operatora sistema električne energije na cijene za korišćenje sistema	99
4	TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	105
4.1	Paket za integraciju tržišta električne energije – obaveze i uslovi za izuzeće.....	105
4.2	Veleprodajno tržište električne energije	107
4.3	Maloprodajno tržište električne energije.....	115
4.3.1	Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori	116
4.3.2	Cijene električne energije u evropskim zemljama.....	119

4.3.3	Zaštita potrošača	122
5	FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA.....	133
5.1	Elektroenergetski sektor.....	133
5.1.1	Finansijsko poslovanje regulisanih elektroenergetskih subjekata	134
5.1.1.1	Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije	134
5.1.1.2	Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije.....	137
5.1.1.3	Rezultati poslovanja subjekta odgovornog za organizaciju i upravljanje tržište električne energije	140
5.1.1.4	Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije	141
5.1.2	Finansijsko poslovanje neregulisanih elektroenergetskih subjekata	143
5.2	Sektor nafte i gasa.....	144
6	NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2025. GODINI	149
6.1	Donošenje podzakonskih akata	149
6.1.1	Oblast električne energije	149
6.1.2	Oblast gasa	150
6.2	Odobrovanje podzakonskih akata energetskih subjekata.....	151
6.3	Utvrdjivanje cijena i naknada.....	151
6.4	Davanje saglasnosti na razvojne i investicione planove operatora sistema.....	151
6.5	Izdavanje licenci za obavljanje energetskih djelatnosti.....	152
6.6	Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija	153

Popis tabela

Tabela 1.1.1	Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori	22
Tabela 1.1.2	Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2025. godine	31
Tabela 1.1.3	Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2016 – 2025. godina	32
Tabela 1.1.4	Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2025. godine	33
Tabela 1.2.1	Proizvodni kapaciteti u Crnoj Gori	35
Tabela 1.2.2	Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2016 - 2025. godina	39
Tabela 1.2.3	Potrošnja i broj kupaca tokom 2025. godine i poređenje sa prethodnom godinom	48
Tabela 1.2.4	Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2016 – 2025. godina	48
Tabela 1.2.5	Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2016 - 2025. godina.	51
Tabela 1.2.6	Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2025. godinu	51
Tabela 1.3.1	Pregled energetskih subjekata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava	53
Tabela 1.3.2	Pregled energetskih subjekata koji posjeduju više od pet benzinskih i plinskih stanica	54
Tabela 2.1.1	Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2025. godini	65
Tabela 3.1.1	Pregled realizacije investicija EPCG u 2025. godini	81
Tabela 3.2.1	Pregled realizacije odobrenih investicija za 2025. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2024. godina, realizovanih u 2025. godini	84
Tabela 3.3.1	Pregled realizacije odobrenih investicija za 2025. godinu	91
Tabela 3.3.2	Pregled realizacije investicija koje su odobrene u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove	93
Tabela 4.3.1	Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije distributivnih kupaca u periodu 2015 – 2025. godina	117
Tabela 4.3.2	Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije bez PDV-a za domaćinstava u periodu 2015 – 2025. godina.....	118
Tabela 4.3.3	Podaci o podnijetim prigovorima u 2025. godini	126
Tabela 6.6.1	Proizvođači koji su u 2025. godini imali utvrđen status povlašćenog proizvođača i njihovi proizvodni objekti.....	154

Tabela 6.6.2	Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2025. godine.....	157
--------------	--	-----

Popis grafika

Grafik 1.2.1	Udio instalisanih snaga proizvodnih objekata u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu	37
Grafik 1.2.2	Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije.....	38
Grafik 1.2.3	Proizvodnja električne energije u periodu 2016 - 2025. godina	40
Grafik 1.2.4	Učešće pojedinačnih naponskih nivoa u ukupnoj dužini prenosne mreže	41
Grafik 1.2.5	Učešće dužine vodova po naponskim nivoima u ukupnoj dužini distributivnog sistema	44
Grafik 1.2.6	Trend promjene ukupne snage transformacije distributivnog sistema u proteklih pet godina.....	45
Grafik 1.2.7	Udio dužine nadzemnih i kablovskih vodova po pojedinačnim regionima	46
Grafik 1.2.8	Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2016 - 2025. godina.	49
Grafik 2.1.1	Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u 2025. godini	65
Grafik 2.1.2	Poređenje vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta u periodu 2020 - 2025. godina....	66
Grafik 2.1.3	Poređenje broja prekida u distributivnom sistemu u 2025. godini	68
Grafik 2.1.4	Trend promjene vrijednosti indikatora SAIDI i SAIFI u periodu 2020 - 2025. godina	68
Grafik 2.1.5	Stepen objavljenih podataka od značaja za funkcionisanje tržišta za period 2020-2025	74
Grafik 2.1.6	Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima.....	75
Grafik 3.1.1	Udjeli investicionih ulaganja EPCG u 2025. godini	82
Grafik 3.2.1	Udjeli različitih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima CEDIS-a u 2025. godini	85
Grafik 3.2.2	Stepen opremljenosti kupaca sredstvima savremenog sistema mjerenja u periodu od 2019. do 2025. godine.....	89
Grafik 3.3.1	Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2025. godine	96
Grafik 3.3.2	Poređenje količine energije koja je izašla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2025. godine	96
Grafik 3.3.3	Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2025. godine.....	97
Grafik 3.3.4	Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2025. godine.....	97

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.....	98
Grafik 3.3.6	Cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta za ostale korisnike prenosnog sistema, sa i bez prihoda od alokacije kapaciteta podmorske interkonekcije.....	99
Grafik 3.4.1	Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a i prosječnih mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2025. godine.....	100
Grafik 3.4.2	Struktura računa za utrošenu električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2025. godine.....	101
Grafik 4.2.1	Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020 - 2025. godina.....	109
Grafik 4.2.2	Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020 - 2025. godina	109
Grafik 4.2.3	Cijene bazne električne energije ostvarene u 2025. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu.....	111
Grafik 4.2.4	Cijene vršne električne energije ostvarene u 2025. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu električne energije	111
Grafik 4.3.1	Prosječna cijena električne energije u evropskim državama u 2025. godini.....	120
Grafik 4.3.2	Prosječne cijene električne energije za domaćinstva u evropskim državama u 2025. godini svedene na paritet kupovne moći.....	120
Grafik 4.3.3	Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2025. godine.....	121
Grafik 4.3.4	Prosječne cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2025. godine.....	122
Grafik 5.1.1	Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2025. godine.....	135
Grafik 5.1.2	Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2025. godine.....	135
Grafik 5.1.3	Troškovi poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2025. godine	136
Grafik 5.1.4	Rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2025. godine	137
Grafik 5.1.5	Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2025. godine.....	138
Grafik 5.1.6	Troškovi poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2025. godine.....	139
Grafik 5.1.7	Rezultat poslovanja COTEE-a u periodu od 2016. do 2025. godine	141
Grafik 5.1.8	Rezultat poslovanja BELEN-a u periodu od 2017. do 2025. godine.....	142

Grafik 5.1.9	Rezultat poslovanja tržišnih elektroenergetskih subjekata u 2025. godini	143
Grafik 5.2.1	Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2025. godini	145

Popis slika

Slika 1.2.1	Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore.....	34
Slika 1.2.2	Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore	43
Slika 1.2.3	Organizacija distributivnog sistema Crne Gore po regionima	46
Slika 2.1.1	Vrijednost SAIDI faktora po regionima	70
Slika 2.1.3	Vrijednost SAIDI faktora po regionima	70
Slika 2.1.2	Vrijednost SAIFI faktora po regionima	70
Slika 3.4.1	Evolucija regulatornog okvira u Crnoj Gori od 2007. do 2025. godine	100
Slika 4.2.1	Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2025. godini.....	112
Slika 4.2.2	Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2008. godini.....	113
Slika 4.2.3	Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2018. godini.....	114

Popis mapa

Mapa 1.1.1	Karta ležišta uglja pljevaljskog područja sa objektima Rudnika i TE „Pljevlja”	30
Mapa 1.3.1	Pregled broja benzinskih i plinskih stanica i jahting servisa po opštinama	54

Lista skraćenica

- ACER - Agencija za saradnju energetske regulatora (eng. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*)
- AIT – Prosječno trajanje prekida (eng. *Average Interruption Time*)
- bcm - milijardi m³ (eng. *billion cubic meters*)
- BELEN – „Berza električne energije” DOO Podgorica
- CEDIS – „Crnogorski elektrodistributivni sistem” DOO Podgorica
- 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*)
- EZ – Energetska zajednica
- FC – Funkcionalna cjelina
- GFD – Glavna finansijska direkcija
- 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
- NEKP – Nacionalni energetske i klimatske plan (eng. *National Energy and Climate Plan*)
- NN – Niski napon

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

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

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

SE – Solarna elektrana

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

SN – Srednji napon

STS – Stubna trafostanica

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

TE – Termoelektrana

TR – Transformator

TS – Trafostanica

TNG – Tečni naftni gas

VE – Vjetroelektrana

VN – Visoki napon



UVOD

Regulatorna agencija za energetiku i regulisane komunalne djelatnosti (u daljem tekstu: Agencija) je pripremila Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2025. godinu, koji saglasno Zakonu o energetici („Službeni list CG”, br. 28/25 i 3/26) (u daljem tekstu: Zakon) podnosi Skupštini Crne Gore na usvajanje najkasnije do 31. jula tekuće, za prethodnu godinu.

Sadržaj predmetnog izvještaja je propisan Zakonom, u kojem je normirano da izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore naročito sadrži informacije o:

- energetskim resursima i kapacitetima;
- nalazima iz kontrole rada i poslovanja energetskih subjekata, uključujući postupanje energetskih subjekata u skladu sa obavezama propisanim zakonom kojim se uređuje prekogranična razmjena električne energije i prirodnog gasa, drugim relevantnim propisima Energetske Zajednice i odlukama nadležnog organa Zajednice;
- investicijama u energetskom sektoru, uključujući ulaganja u proizvodnju i postrojenja za skladištenje;
- finansijskom poslovanju energetskih subjekata;
- stanju i aktivnostima na tržištu električne energije i gasa;
- mjerama koje je Agencija preduzela iz svoje nadležnosti i ostvarenim rezultatima;
- zaštiti kupaca energije i energenata;
- napretku u razvoju tržišta električne energije i tržišta gasa.

Izvještaj o stanju energetskog sektora Crne Gore za 2025. godinu se sastoji od šest poglavlja.

U Poglavlju 1 je dat pregled raspoloživih energetskih resursa u Crnoj Gori, sa osvrtom na: hidropotencijal, potencijal vjetra i sunčevog zračenja, potencijal biomase i rezerve uglja. Ovo poglavlje sadrži i prikaz stanja elektroenergetskog sistema Crne Gore u 2025. godini, sa pregledom postojećih proizvodnih, prenosnih i distributivnih kapaciteta i ostvarenom potrošnjom električne energije. Pored navedenog, dat je prikaz dnevnog dijagrama potrošnje, gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije i ostvarenja energetskog bilansa. Takođe, predstavljeni su raspoloživi skladišni, transportni i prodajni kapaciteti licenciranih subjekata iz sektora nafte i gasa, dešavanja u sektoru prirodnog gasa u Crnoj Gori, te aktivnosti na sprovođenju Zakona o sigurnosti snabdijevanja naftnim derivatima, koji predviđa formiranje strateških rezervi naftnih derivata.

Poglavlje 2 daje pregled aktivnosti koje je Agencija sprovodila tokom 2025. godine u skladu sa zakonskom obavezom nadzora nad radom energetskih subjekata. Naročito su obuhvaćene aktivnosti elektroenergetskih subjekata koje se tiču: ugovornih odnosa energetskih subjekata i ugovornih odnosa snabdjevača i kupaca; razgraničenja imovine između „Crnogorskog elektroprenosnog sistema” AD Podgorica (u daljem tekstu: CGES), „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema” DOO Podgorica (u daljem tekstu: CEDIS) i „Elektroprivrede Crne Gore” AD Nikšić (u daljem tekstu: EPCG); kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom; transparentnosti i

dostupnosti informacija u vezi sa tržištem električne energije; udjela izvora energije; rada i poslovanja operatora zatvorenog distributivnog sistema; ispunjenosti uslova iz sertifikata i licence. Dodatno, ovo poglavlje sadrži i rezultate nadzora nad radom subjekata iz sektora nafte i gasa, u kojem se primarno kontroliše ispunjavanje uslova utvrđenih licencom.

Sadržaj Poglavlja 3 obuhvata podatke o realizaciji investicija u energetsom sektoru Crne Gore i odnosi se na investicije EPCG-a, CEDIS-a i CGES-a. Takođe, posebni osvrt je dat u odnosu na razvoj prenosnog sistema i njegove efekte, kao i na uticaj investicija operatora sistema na cijene za korišćenje sistema.

Osvrt na paket za integraciju tržišta električne energije, kao i stanje na veleprodajnom i maloprodajnom tržištu električne energije u Crnoj Gori predmet je Poglavlja 4, u kome su predstavljeni preduslovi za njegov dalji razvoj i integraciju u regionalno i jedinstveno evropsko tržište. Takođe, u ovom poglavlju je dat prikaz cijena električne energije u Crnoj Gori i evropskim zemljama, kao i stanja zaštite potrošača, kao jednog od važnijih aspekata obavljanja energetskih djelatnosti.

U Poglavlju 5 su prikazani rezultati finansijskog poslovanja regulisanih i neregulisanih elektroenergetskih subjekata, kao i energetskih subjekata u sektoru nafte i gasa.

Poglavlje 6 se odnosi na normativne i upravne aktivnosti Agencije u energetsom sektoru Crne Gore.

Pojedina pobrojana poglavlja zasnovana su na informacijama koje su Agenciji dostavili Ministarstvo energetike i rudarstva, CGES, EPCG, CEDIS, DOO „Crnogorski operator tržišta električne energije“ Podgorica (u daljem tekstu: COTEE) i „Rudnik uglja“ AD Pljevlja. Eksplicitno saopštene stavove Agencije o pojedinim pojavama i praksama u energetsom sektoru u 2025. godini treba posmatrati upravo u kontekstu donijetih zaključaka na temelju tih informacija.

1. ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI

1 ENERGETSKI RESURSI I KAPACITETI

1.1 Energetski resursi

Savremeni energetski razvoj u velikoj mjeri je usmjeren ka dekarbonizaciji i prelasku na održive izvore energije, pri čemu racionalno korišćenje domaćih obnovljivih resursa zauzima centralno mjesto. Crna Gora je 2017. godine, kroz potpisivanje i ratifikaciju Pariskog sporazuma, preuzela međunarodnu obavezu da doprinosi globalnim naporima u ograničavanju emisija gasova sa efektom staklene bašte. Dodatno, odlukom Ministarskog savjeta Energetske zajednice iz decembra 2022. godine definisani su ciljevi za Crnu Goru do 2030. godine, koji uključuju smanjenje emisija gasova sa efektom staklene bašte za 55%, kao i dostizanje udjela od 50% energije iz obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji. Prema Strategiji razvoja energetike Crne Gore do 2030. godine iz 2014. godine (u daljem tekstu: Strategija razvoja energetike) i Nacionalnom energetskom i klimatskom planu Crne Gore (u daljem tekstu: NEKP), prostor Crne Gore odlikuje se izraženim prirodnim potencijalom za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora, koji obuhvata hidroenergetski potencijal, energiju vjetra, solarnu energiju i biomasu.

Početak proizvodnje električne energije u Crnoj Gori iz obnovljivih izvora započet je 1941. godine puštanjem u rad male hidroelektrane „Podgor“ koja je bila van pogona od 2015. godine, sve do završetka rekonstrukcije 2024. godine, kada je ponovo priključena na elektroenergetski sistem Crne Gore. Do kraja 2025. godine u pogon je stavljeno ukupno 40 hidroelektrana. Nasuprot tome, iskorišćavanje energije vjetra i sunčevog zračenja za proizvodnju električne energije razvilo se znatno kasnije, tokom druge decenije 21. vijeka, kada su realizovani značajni infrastrukturni projekti.

Pored obnovljivih izvora, u elektroenergetskom proizvodnom sistemu Crne Gore veliku ulogu ima ugalj kao fosilni energent. Termoelektrana Pljevlja, koja je puštena u rad 1982. godine, predstavlja ključni proizvodni kapacitet u nacionalnom energetskom sistemu.

Vlada Crne Gore je na sjednici održanoj 10. decembra 2025. godine usvojila NEKP, strateški dokument kojim se definiše pravac energetske tranzicije i klimatske politike države do 2030. godine. NEKP postavlja jasne ciljeve: povećanje udjela obnovljivih izvora energije, unapređenje energetske efikasnosti, modernizaciju mreže i jačanje energetske sigurnosti. Dokument je strukturiran tako da obezbijedi konkurentno tržište, snažan investicioni ciklus u obnovljive izvore energije i stabilno okruženje za razvoj novih tehnologija i inovacija.

Radi sagledavanja postojećih energetske potencijala i mogućnosti njihovog daljeg razvoja, u nastavku je dat prikaz ključnih energetske resursa Crne Gore, sa osvrtom na njihovu dosadašnju i planiranu eksploataciju. Analiza je zasnovana na podacima iz zvaničnih javno dostupnih dokumenata, kao i na informacijama koje su dostavili Ministarstvo energetike i rudarstva, CGES, CEDIS i „Rudnik uglja“ AD Pljevlja.

1.1.1 Hidropotencijal

Hidroelektrane predstavljaju najstarije i najrasprostranjenije obnovljive izvore električne energije čija primjena datira još iz druge polovine XIX vijeka, pri čemu su dugo predstavljale dominantan oblik

proizvodnje električne energije iz obnovljivih izvora. Međutim, u prethodnih trideset godina dolazi do promjene energetske prioriteta usljed ekonomskih, ekoloških i prostornih ograničenja vezanih za izgradnju hidroenergetskih objekata. Solarne elektrane i vjetroelektrane, usljed smanjenja troškova proizvodnje električne energije bilježe sve veću zastupljenost u savremenim elektroenergetskim sistemima.

Značaj hidroelektrana u procesu zelene energetske tranzicije veoma je važan. Zahvaljujući mogućnosti fleksibilnog upravljanja proizvodnjom električne energije, one imaju važnu ulogu u održavanju stabilnosti i balansiranju elektroenergetskog sistema, naročito u uslovima sve većeg udjela obnovljivih izvora energije sa promjenljivom (intermitentnom) proizvodnjom. Prema podacima Međunarodne agencije za obnovljivu energiju (eng. *International Renewable Energy Agency* – u daljem tekstu: IRENA)¹, ukupni instalisani kapacitet hidroelektrana² u svijetu tokom 2025. godine iznosio je 1.455.588 MW, što predstavlja približno 15% ukupnog instalisanog kapaciteta svih elektrana na globalnom nivou, kao i oko 28% ukupnog instalisanog kapaciteta svih obnovljivih izvora energije na globalnom nivou.

U Strategiji razvoja energetike hidropotencijal je označen kao „glavni energetske resurs“ Crne Gore, pri čemu se istovremeno konstatuje da se ne koristi do nivoa koji je optimalan za razvoj države. Takođe se navodi da intenzivnijim aktiviranjem domaćih energetske potencijala, posebno hidroenergetskih, Crna Gora može postati značajan energetske partner na regionalnom nivou. U Tabeli 1.1.1 prikazani su teoretski i tehnički iskoristivi hidroenergetski potencijali Crne Gore, procijenjeni na osnovu podataka iz Vodoprivredne osnove i studija izrađenih tokom 2005. i 2006. godine.

Tabela 1.1.1 Teoretski i tehnički iskoristivi hidropotencijal u Crnoj Gori

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

Hidroenergetski potencijal je do sada valorizovan izgradnjom dvije velike hidroelektrane: HE „Perućica“ i HE „Piva“ i 38 malih hidroelektrana. HE „Perućica“ i HE „Piva“, instalisanih snaga 307 MW i 342 MW, respektivno, imaju ključnu ulogu u balansiranju elektroenergetskog sistema Crne Gore, dakle, one daju veliki doprinos za održavanje sigurnog pogona elektroenergetskog sistema. EPCG je

¹ <https://www.irena.org/>

² uključujući reverzibilne hidroelektrane

³ Teoretski potencijal glavnih vodotoka pogodnih za izgradnju velikih hidorelektrana (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), Čehotina (0,463 TWh), Mala Rijeka (0,452 TWh), Cijevna (0,283 TWh) i Ibar (0,118 TWh).

⁴ Tehnički iskoristivi potencijal glavnih vodotoka bez prevođenja vode iz Tare u Moraču

uspješno završila rekonstrukciju i modernizaciju agregata A7 u okviru projekta „Rekonstrukcija i modernizacija HE Perućica – Faza II“. Montaža opreme završena je sredinom oktobra 2025. godine, a nakon obavljenih funkcionalnih i probnih ispitivanja, agregat A7 je zvanično pušten u pogon 28. oktobra 2025. godine. Novi agregat je integrisan u savremeni SCADA sistem, čime je omogućeno njegovo učešće i u pružanju dodatnih sistemskih usluga elektroenergetskom sistemu, poput sekundarne regulacije⁵. Značajno je istaći i aktivnosti na ugradnji agregata A8. Planirano je finansiranje kroz kreditni aranžman sa Njemačkom razvojnom bankom (KfW). Potpisan je Ugovor o priključenju agregata A8 na prenosni sistem sa CGES-om, koji predstavlja ključni korak prije realizacije izgradnje i puštanja u rad novog agregata. EPCG je objavila međunarodni tender za izradu projektne i tenderske dokumentacije, te za izbor izvođača za isporuku, montažu i puštanje u rad opreme potrebne za agregat A8.

U strukturi malih hidroelektrana u Crnoj Gori, sedam od ukupno 38 postrojenja stavljeno je u pogon u periodu od 1939. do 1989. godine. Riječ je o mHE „Podgor“, mHE „Rijeka Crnojevića“, mHE „Slap Zete“, mHE „Glava Zete“, mHE „Rijeka Mušovića“, mHE „Šavnik“ i mHE „Lijeva Rijeka“. Preostale male hidroelektrane priključene su na mrežu u razdoblju od 2013. do kraja 2021. godine. Njihova ukupna instalisana snaga na nivou Crne Gore iznosi 55,89 MW. Dodatno, na distributivni sistem priključena je i mHE „Vrelo – Manastir Morača“, instalisane snage 12 kW, koja funkcioniše u statusu kupca-proizvođača.

Po pitanju izgradnje novih hidroelektrana, Vlada Crne Gore je 10. marta 2022. godine donijela *Odluku o davanju koncesije za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta hidroelektrane Komarnica radi proizvodnje električne energije* („Službeni list CG“, broj 29/22). Nakon toga, 24. juna 2022. godine, Vlade Crne Gore i EPCG zaključile su *Ugovor o koncesiji za korišćenje prirodnih bogatstava, radi izgradnje, održavanja i korišćenja energetskog objekta hidroelektrane Komarnica radi proizvodnje električne energije*, kojim je predviđeno da ova hidroelektrana ima instalisanu snagu od 172 MW i ukupnu planiranu godišnju proizvodnju oko 213 GWh. EPCG se kao koncesionar obavezala da će preuzeti radnje iz Plana realizacije, koji je podijeljen u tri faze, od kojih I faza – faza izrade tehničke dokumentacije, uključuje izradu projektne dokumentacije, izradu elaborata o procjeni uticaja na životnu sredinu i pripremu druge dokumentacije u skladu sa propisima, koja počinje od dana zaključenja ugovora, a završava se datumom izdavanja građevinske dozvole. Ugovorom je definisano da I faza traje 30 mjeseci od dana zaključenja ovog ugovora. EPCG je u ranijem periodu podnijela zahtjev za davanje saglasnosti na Elaborat procjene uticaja na životnu sredinu za izgradnju HE „Komarnica“. Međutim, u narednom periodu, EPCG je u skladu sa Zakonom o upravnom postupku povukla Elaborat iz dalje procedure. Namjera EPCG je da u saradnji sa potencijalnim partnerima na projektu donese odluku vezano za dalje korake po pitanju realizacije projekta izgradnje HE „Komarnica“. Kao sredstvo obezbjeđenja postoji bankarska garancija na 100.000 € sa rokom važenja do 15.01.2027. godine⁶.

⁵ https://www.linkedin.com/posts/elektroprivreda-crne-gore-13b2a5252_uspje%C5%A1no_zavr%C5%A1ena-rekonstrukcija-i-modernizacija-activity-7391455507674337280- E5C

⁶ <https://www.gov.me/dokumenta/8809560a-c459-4822-a9a2-b13233d94998>

Evropska komisija je usvojila Plan rasta za Zapadni Balkan, sa ciljem da se podstakne ekonomski rast i ubrza socio-ekonomska konvergencija (dvije milijarde € bespovratnih sredstava i četiri milijarde € koncesionih zajmova). Infrastrukturni projekti će biti kandidovani u okviru WBIF-a, a među njima i HE „Kruševo“. Projekat izgradnje HE „Kruševo“ je predložen od strane EPCG u okviru izrade NEKP. EPCG je 2023. godine usvojila Studiju iskorišćenja hidroenergetskog potencijala rijeke Pive nizvodno od HE „Piva“. Studija je izrađena na nivou idejnog rješenja za dvije analizirane varijante. Usvojena je Odluka o nastavku izrade tehničke dokumentacije za realizaciju HE „Gornje Kruševo“ - varijanta HE „Kruševo“ na uzvodnoj lokaciji sa branom na teritoriji Crne Gore. Predviđeno je da elektrana ima instalisanu snagu od 82 MW, pri čemu je planirana godišnja proizvodnja 170 GWh⁶.

Dodatno, Vlada Crne Gore je 23. juna 2022. godine donijela *Odluku o davanju koncesije za korišćenje akumulacije Otilovići radi izgradnje male hidroelektrane u cilju proizvodnje električne energije* („Službeni list CG“, broj 71/22), dok su 26. avgusta 2022. godine Vlada Crne Gore i EPCG zaključile *Ugovor o koncesiji za korišćenje akumulacije Otilovići radi izgradnje male hidroelektrane u cilju proizvodnje električne energije*. Ovim ugovorom je predviđena izgradnja mHE „Otilovići“ instalisane snage 2,96 MW i ukupne godišnje proizvodnje 11 GWh. Na osnovu člana 218a Zakona o planiranju prostora i izgradnji objekata („Službeni list CG“, br. 64/17, 44/18, 63/18, 82/20, 86/22 i 4/23), Vlada Crne Gore je izdala urbanističko-tehničke uslove za izgradnju mHE „Otilovići“ u julu 2023. godine. Zbog izmjene rokova za realizaciju, zaključen je Aneks 1 pomenutog ugovora u novembru 2023. godine, a na zahtjev EPCG, Vlada Crne Gore je u aprilu 2025. godine zaključkom zadužila Ministarstvo energetike i rudarstva da pripremi i dostavi Vladi predlog još jednog aneksa ovog ugovora o koncesiji kojim će se produžiti rok za realizaciju njegove prve faze za 12 mjeseci.⁷ EPCG je 17. septembra 2025. godine raspisala treći po redu tender za izgradnju male hidroelektrane „Otilovići“, vrijednosti 8.228.000 € sa PDV-om, okončan 23.01.2026. godine zaključenjem Ugovora o izvođenju radova sa kompanijom „Vigoris Ecotech“ DOO Podgorica.

1.1.2 Potencijal vjetra

Kao obnovljivi izvor energije, vjetar ima značajan potencijal, a njegovo plansko i efikasno korišćenje predstavlja jedan od važnih preduslova za dekarbonizaciju energetskog sistema. Proizvodnja električne energije iz vjetra odvija se u vjetroelektranama, u kojima se kinetička energija vazdušnih strujanja najprije pretvara u mehaničku, a zatim, radom generatora, u električnu energiju. Za razliku od hidroelektrana, vjetroelektrane karakteriše izrazita intermitentnost proizvodnje, zbog fluktuacija u raspoloživosti primarnog resursa – vjetra. Iako je tehnologija vjetroelektrana počela da se razvija još sredinom 19. vijeka, prvi veliki komercijalni vjetropark je pušten u rad tek 1980. godine u Nju Hempširu, Sjedinjene Američke Države. Prema podacima IRENA-e, ukupna instalisana snaga vjetroelektrana u svijetu je u 2025. godini iznosila 1.291.368 MW, što je 76,13 puta veće od ukupne instalisane snage vjetroelektrana u 2000. godini i svjedoči o ubrzanoj integraciji vjetroelektrana u posljednje dvije i po decenije.

⁷ Izvor: Ministarstvo energetike i rudarstva

U pogledu energetskog iskorišćenja vjetra, njegov razvojni potencijal, kao i kod ostalih obnovljivih izvora energije, zavisi od raspoloživosti i specifičnih karakteristika vjetra na određenom području. U studiji „Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Crnoj Gori“, koju je izradila konsultantska kuća CETMA (eng. European Research Center of Technologies, Design and Materials), ocijenjeno je da pojedini djelovi teritorije Crne Gore raspolažu značajnim vjetropotencijalom pogodnim za energetsko korišćenje. Utvrđivanje tog potencijala zasnivalo se, u početnoj fazi, na procjeni teorijske srednje brzine vjetra i teorijskog prosječnog potencijala vjetra. Potom su stvarna srednja brzina vjetra i stvarni prosječni potencijal vjetra određeni primjenom odgovarajućeg korekcionog faktora, definisanog kao odnos između izmjerenih i simuliranih brzina vjetra. Na osnovu dobijenih rezultata izrađena je mapa vjetrova, pri čemu su u obzir uzeta i ograničenja koja mogu uticati na mogućnost eksploatacije energije vjetra na pojedinim lokalitetima. Među pomenutim ograničenjima razmatrani su pristupačnost terena, razvijenost putne i željezničke infrastrukture, blizina elektroenergetske mreže, kao i položaj nacionalnih parkova i zaštićenih područja. Sprovedena analiza ukazala je na dva područja u Crnoj Gori sa izraženijim potencijalom za energetsko korišćenje vjetra: priobalni pojas i šire područje Nikšića. Prema rezultatima studije, na priobalnom području brzine vjetra dostižu približno 7–8 m/s, dok se u okolini Nikšića kreću u rasponu od 5,5 do 6,5 m/s.

Dodatni uvid u mogućnosti korišćenja energije vjetra pružio je projekat „Priobalne vjetroelektrane: istraživanje i razvoj“ – POWERED, u okviru kojeg je, tokom perioda 2011–2015. godina, procjenjivan vjetropotencijal Jadranskog mora, radi prepoznavanja zona pogodnih za izgradnju offshore vjetroelektrana. Pored Crne Gore, u realizaciji projekta učestvovala su Italija, Hrvatska i Albanija. Rezultati sprovedenih analiza ukazali su da područje Jadranskog mora između Crne Gore i Albanije raspolaže nešto izraženijim potencijalom vjetra. Značajan doprinos sagledavanju raspoloživog vjetropotencijala dao je i „Atlas vjetrova Balkana“ izrađen 2014. godine, na osnovu kojeg je formirana odgovarajuća mapa vjetrova. Njena izrada zasnovana je na dva skupa istorijskih podataka: podaci visoke rezolucije za period 1979–2014. godine i podaci niže rezolucije za period 1961–2014. godine.

Energetsko korišćenje vjetropotencijala u Crnoj Gori započelo je 2017. godine, puštanjem u rad VE „Krnovo“, instalisane snage 72 MW. U pogon je krajem 2019. godine puštena i VE „Možura“ čija instalisana snaga iznosi 46 MW.

U pogledu projekta VE „Brajici“, prostorno planska dokumenta su u značajnoj mjeri usporila realizaciju projekta. Ugovor o zakupu zemljišta u svojini države za izgradnju vjetroelektrane na lokalitetu Brajici – opštine Budva i Bar, zaključen je dana 26.8.2020. godine, sa društvom „Vjetroelektrana Budva“ DOO iz Podgorice. Vlada Crne Gore na sjednici održanoj 29.05.2025. godine donijela je Zaključak kojim je izdala urbanističko-tehničke uslove za izgradnju objekta za proizvodnju električne energije iz obnovljivih resursa – vjetroelektrane, a u skladu sa članom 218c Zakona o planiranju prostora i izgradnji objekata („Službeni list CG“, br. 64/17, 44/18, 63/18, 82/20, 86/22 i 4/23) i članom 2 Pravilnika o bližim kriterijumima za ocjenu zahtjeva za izdavanje urbanističko-tehničkih uslova za izgradnju objekata za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora sunca i drugih obnovljivih izvora („Službeni list CG“, broj 114/22), po zahtjevu društva „Vjetroelektrana Budva“ DOO iz Podgorice. Donošenjem urbanističko-tehničkih uslova promijenile su se okolnosti u

odnosu na zaključen ugovor, budući da više nije postojala potreba za izradom planskog dokumenta, iz kojih razloga je društvo „Vjetroelektrana Budva“ DOO dostavilo Ministarstvu energetike i rudarstva predlog aneksa, i isti je nakon toga upućen Zaštitnici imovinsko-pravnih interesa radi dobijanja mišljenja.

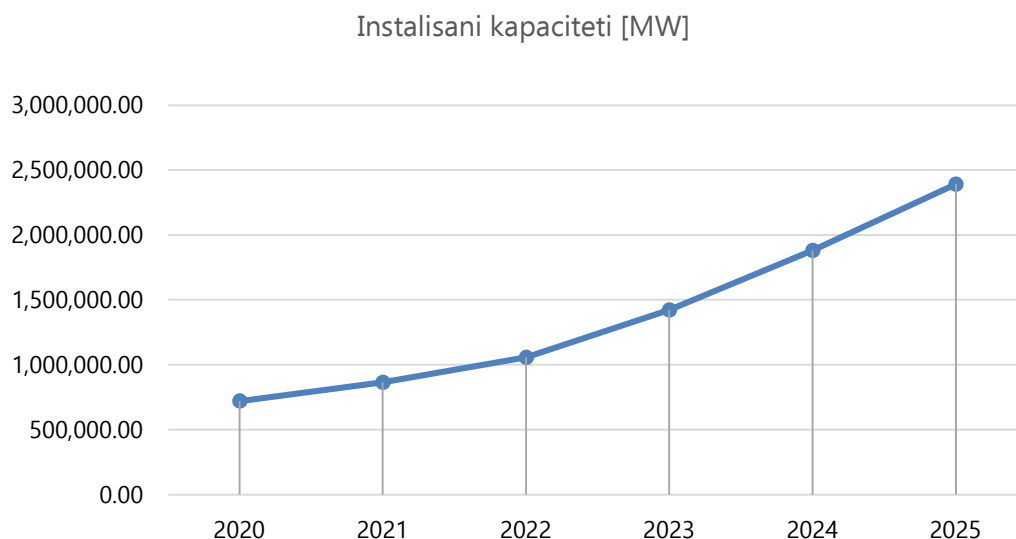
Tokom 2025. godine nastavljene su pripremne aktivnosti na realizaciji VE „Bijela“. U januaru 2025. godine EPCG i Alcazar Energy Partners potpisali su memorandum kojim je formalizovan početak pregovora o zaključenju ugovora o kupoprodaji električne energije iz buduće VE „Bijela“⁸ čija je planirana instalisana snaga 118,8 MW. Zahtjev za davanje saglasnosti na Elaborat procjene uticaja na životnu sredinu za vjetroelektranu i priključni dalekovod 110 kV podnesen je u martu⁹, a Agencija za zaštitu životne sredine dala je saglasnost rješenjem broj 03-UPI-2482/33 od 26. decembra 2025. godine. Vlada Crne Gore je Zaključcima broj 11-011/25-4037/3 od 27. novembra 2025. godine dala saglasnost za ustanovljenje prava službenosti radi izgradnje dalekovoda, prihvatila odgovarajući ugovor i zadužila nadležno ministarstvo da sprovede postupak.

1.1.3 Energetski potencijal sunčevog zračenja

Poslije višedecenijske dominacije hidroenergije u proizvodnji električne energije, kao i sve izraženijeg rasta korišćenja energije vjetra, solarna energija se na globalnom nivou izdvojila kao vodeći obnovljivi izvor prema dinamici razvoja i obimu novih kapaciteta. Tome je u velikoj mjeri doprinio tehnološki napredak, usljed kojeg su troškovi izgradnje solarnih elektrana u periodu od 2010. do 2020. godine smanjeni za 82%, što je podstaklo brojne države da intenzivnije usmjere energetske politike ka razvoju ovog vida proizvodnje. Prema podacima IRENA-e, ukupna instalisana snaga solarnih elektrana u svijetu dostigla je 2.391.584 MW u 2025. godini. Razmjere ekspanzije solarne energije posebno se uočavaju u poređenju sa 2000. godinom, budući da je globalna instalisana snaga solarnih elektrana u proteklih četvrt vijeka uvećana čak oko 2164 puta. Na Grafiku 1.1.1 prikazan je trend promjene ukupnih instalisanih kapaciteta solarnih elektrana u periodu 2020-2025. godina.

⁸ <https://alcazarenergy.com/alcazar-energy-partners-signs-mou-with-epcg-for-an-offtake-agreement-at-montenegros-largest-wind-farm/>

⁹ <https://epa.org.me/2025/03/31/31-03-2025/>



Grafik 1.1.1 Trend promjene instalisanih snaga solarnih elektrana u svijetu u periodu 2020-2025. godina

U zavisnosti od tehnološkog principa konverzije energije sunčevog zračenja u električnu energiju, solarne elektrane se dijele na fotonaponske elektrane i solarne termoelektrane. Fotonaponske elektrane omogućavaju direktnu konverziju solarne energije u električnu, na principu fotoelektričnog efekta. Nasuprot tome, solarne termoelektrane funkcionišu tako što se sunčevo zračenje najprije pretvara u toplotnu energiju, zatim u mehaničku, a na kraju u električnu energiju, pri čemu se sunčevi zraci koncentrisanjem sa veće površine usmjeravaju na manji prostor u kojem se nalazi odgovarajući radni fluid. U globalnoj strukturi solarnih proizvodnih kapaciteta, fotonaponske elektrane imaju izrazito dominantno učešće, budući da na njih otpada više od 99% ukupne instalisane snage solarnih elektrana u svijetu, dok je zastupljenost solarnih termoelektrana marginalna.

Prva procjena energetskog potencijala sunčevog zračenja u Crnoj Gori urađena je u okviru prethodno pomenute studije konsultantske kuće CETMA („Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori“). Zbog nedostatka pouzdanih podataka dobijenih mjerenjima na tlu, analize u ovoj studiji su bile bazirane samo na satelitskim mjerenjima. S tim u vezi, izrađeno je ukupno 13 mapa globalnog sunčevog zračenja za Crnu Goru, od kojih 12 prikazuje prosječne dnevne vrijednosti sunčevog zračenja na mjesečnom nivou, a jedna prosječne dnevne vrijednosti sunčevog zračenja na godišnjem nivou. Na osnovu ovih mapa je zaključeno da Crna Gora ima veliki potencijal za korišćenje energije sunčevog zračenja. Naime, konstatovano je da broj sati sijanja sunca za veći dio teritorije Crne Gore iznosi više od 2.000 h/god, dok za priobalno područje ovaj broj iznosi više od 2.500 h/god. Takođe, za Podgoricu je utvrđeno da ima veću godišnju količinu solarne energije u odnosu na druge gradove Jugoistočne Evrope (kao što su Rim ili Atina).

Komercijalno korišćenje energije sunčevog zračenja za proizvodnju električne energije u Crnoj Gori započelo je 2019. godine, puštanjem u rad SE „Invicta“, instalisane snage 416 kW. Nakon toga, do kraja 2024. godine, ušlo je u rad još osam fotonaponskih elektrana (SE „DG“, SE „Bar-Kod“, SE „Alliance“, SE „FSCG“, SE „Milenijum“, SE „Čevo“, SE „KAP“ i SE „Voli Trade 1“).

Tokom 2025. godine puštene su u rad SE „Ubli“ (5MW), SE „Cerovice“ (5MW), SE „Zaton“ (4,8MW), SE „TZ Energy“ (2,25MW), SE „Top dizajn“ (0,3MW) i SE „BP Energy“ (5MW).

Prema informacijama dobijenim od resornog ministarstva, EPCG je i tokom 2025. godine nastavila realizaciju projekata ugradnje solarnih panela na objektima fizičkih i pravnih lica, u okviru programa „Solari 3000+“, „Solari 500+“ i „Solari 5000+“. Prema podacima koje je CEDIS dostavio resornom ministarstvu, na kraju 2025. godine, solarni paneli ugrađeni u okviru navedenih projekata bili su priključeni na distributivnu mrežu kod ukupno 7.942 korisnika. Takođe, od strane EPCG u različitim fazama realizacije su projekti izgradnje više SE (SE „Brana Vrtac“, SE „Brana Slano“, SE „Brana Krupac“, SE „Željezara“ i SE „Kapino polje L1 i L2“) ukupne planirane snage 42 MW. Do kraja 2025. godine nijedan od ovih objekata nije priključen na mrežu.

1.1.4 Potencijal biomase

Pod biomasom se podrazumijeva biorazgradivi dio proizvoda, otpada i ostataka biološkog porijekla iz poljoprivrede, uključujući materije bilnog i životinjskog porijekla, zatim iz šumarstva i povezanih djelatnosti, ribarstva i akvakulture, kao i biorazgradivi dio industrijskog i komunalnog otpada. Ovaj obnovljivi izvor energije se može koristiti za proizvodnju električne energije, za grijanje i za proizvodnju goriva za transport¹⁰. Međutim, da bi uticala na smanjenje emisije gasova sa efektom staklene bašte, prilikom korišćenja biomase treba voditi računa o održivosti, tako da su na nivou Evropske unije uvedeni kriterijumi za održivost korišćenja biomase. Prema podacima IRENA-e, ukupna svjetska instalisana snaga postrojenja na bioenergiju na kraju 2025. godine iznosila je oko 154.399,14 MW¹¹.

Kada je riječ o energetsom potencijalu biomase u Crnoj Gori, studija „*Procjena potencijala obnovljivih izvora energije u Republici Crnoj Gori*“ iz 2007. godine obuhvatila je, između ostalog, i procjenu mogućnosti korišćenja ovog obnovljivog izvora. U studiji je ocijenjeno da Crna Gora raspolaže potencijalom za energetske korišćenje biomase, prvenstveno u sektoru šumarstva, a zatim i u sektoru poljoprivrede. Na potencijal za energetske korišćenje biomase ukazala je i studija objavljena 2012. godine, koja se bavila procjenom energetske potencijala biomase u ugovornim stranama Energetske zajednice. Procijenjeno je da bi se iskorišćenjem energetske potencijala biomase mogla proizvesti energija u iznosu od 4.200 GWh/god. Potencijal ovog obnovljivog izvora svakako će zavisiti od tehnoloških rješenja i realnih mogućnosti njihove primjene.

Prema podacima koje je Agenciji dostavilo resorno Ministarstvo, tokom 2025. godine nastavljene su aktivnosti na pripremi projekta daljinskog grijanja u opštini Žabljak. Aktivnosti su obuhvatile reviziju dokumentacije EBRD-a iz 2020. godine i razmatranje hibridnih rješenja zasnovanih na obnovljivim izvorima energije, u okviru projekta „ActionHeat“. Izrađen je i plan finansiranja infrastrukturnih projekata u Žabljaku, ukupne vrijednosti oko 30 miliona eura, koji obuhvata izgradnju toplane i

¹⁰ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/biomass_en

¹¹ https://irena.sharepoint.com/:x/s/statistics-public/IOCYq_cuFWpkTbzwXQqbsUiFAetjEH_0cmpVRmG3FEvvZM?rttime=5Tc_lLvG3kg

sistema daljinskog grijanja. Finansiranje je planirano iz državnog budžeta, uz kreditnu podršku EBRD-a¹².

1.1.5 Ugalj

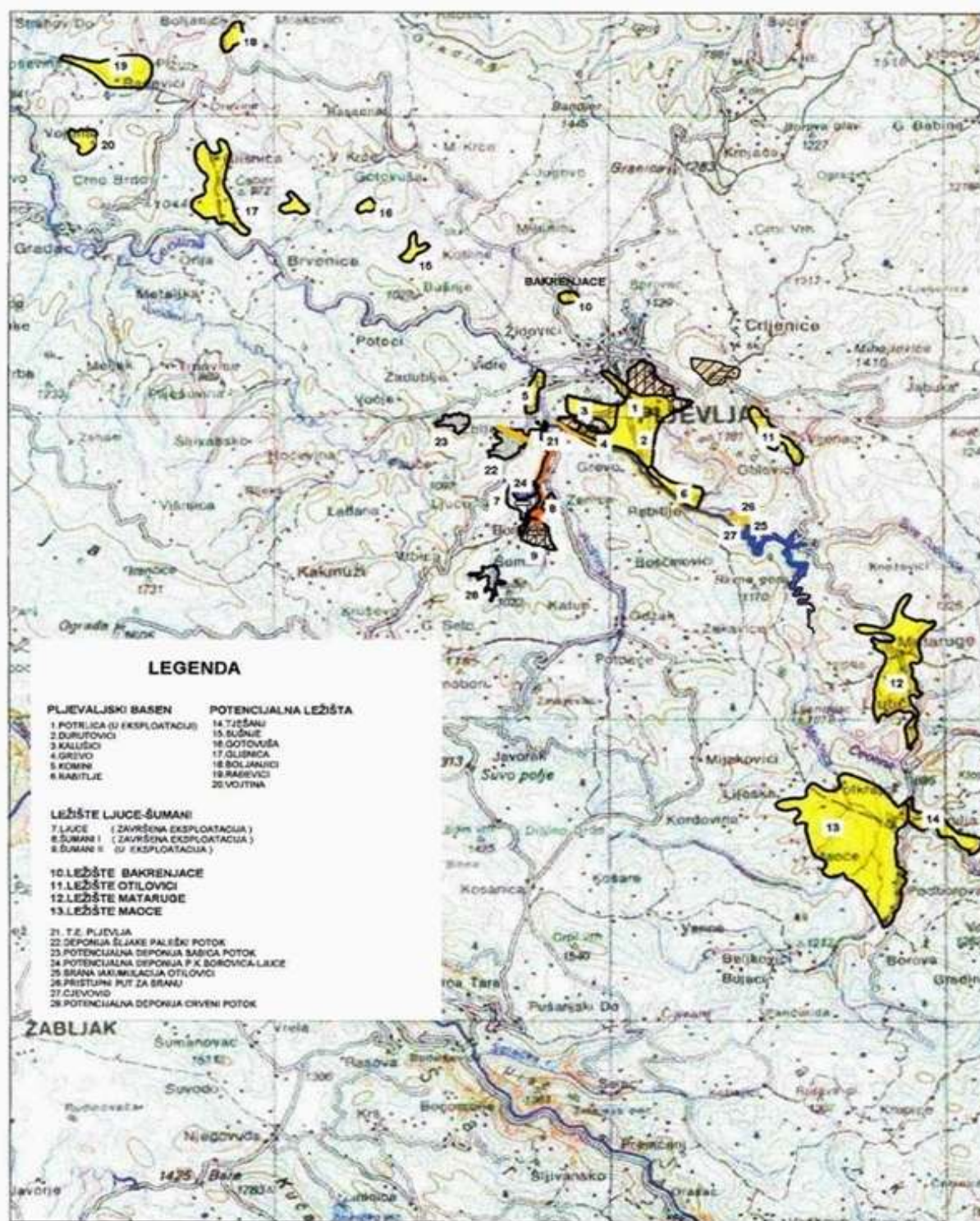
Prema zvaničnim podacima, Crna Gora raspolaže značajnim rezervama uglja, koje se nalaze u dva odvojena geografska područja, u okolini Pljevalja i Berana.

Pljevaljsko područje

Pljevaljsko područje obuhvata tri basena koji su prikazani na Mapi 1.1.1:

- 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.

¹² Izvor: Ministarstvo energetike i rudarstva



Mapa 1.1.1 Karta ležišta uglja pljevaljskog područja sa objektima Rudnika i TE „Pljevlja“

Ukupne rezerve uglja na Pljevaljskom području, prema stanju na dan 31. decembar 2025. godine, iznose 176.282.434 t. Energetska vrijednost, relevantna za ocjenu kvaliteta uglja, varira od nalazišta do nalazišta i kreće se od 5.572 kJ/kg u basenu Ljuće II do 12.550 kJ/kg, koliko iznosi u Pljevaljskom basenu na lokaciji Grevo. Prikaz stanja rezervi i prosječne energetske vrijednosti uglja na pljevaljskom području na dan 31. decembar 2025. godine dat je u Tabeli 1.1.2.

Tabela 1.1.2 Stanje rezervi uglja u pljevaljskom području, na dan 31. decembar 2025. godine¹³

R.b.	Basen / ležište	Kategorija	Rezerve [t]	Ovjera rezervi	Učešće a+b [%]	Otkrivka [m ³]	DTE [kJ/kg]	Sred. koefic. otkr. [m ³ /t]
KONCESIJE								
1	Pljevaljski basen							
	Potrlica	A+B ¹⁴	22.306.854	bilansne	100	67.456.814	11.452	3,02
	Kalušići	A+B	17.698.761	bilansne	100	48.304.018	8.038	2,73
	Grevo	C1	2.281.807	bilansne	0	11.722.118	12.550	5,14
	Komini	B+C1	4.958.100	bilansne	57	6.628.880	7.830	1,34
	Rabitlje	B	2.903.059	bilansne	100	34.684.531	11.327	11,95
	UKUPNO		50.148.581			168.796.361		3,36
2	Ljuće-Šumanski basen							
	Šumani 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	223.112	bilansne	100	564.928	8.600	2,53
	UKUPNO		1.479.197			1.294.928		0,87
3	Glisnica	B	1.701.343	bilansne	100	4.232.019	9.384	2,49
UKUPNO KONCESIJE RU			53.329.121			174.323.308		3,26
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			58.082.434			187.361.608		3,22
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			176.282.434			699.861.608		4

U periodu od 2016. do 2025. godine, prosječna godišnja proizvodnja uglja u Pljevaljskom području je iznosila oko 1,5 miliona t, od kojih je za potrebe potrošnje u Crnoj Gori u prosjeku proizvedeno 1,36 miliona t. U tabeli 1.1.3 dat je prikaz ostvarene proizvodnje uglja Rudnika uglja Pljevlja, kao i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2016 – 2025. godina¹⁵.

¹³ Izvor: „Rudnik uglja“ AD Pljevlja

¹⁴ Prema stepenu istraženosti rezervi uglja, ležišta se klasifikuju u kategorije: A – dokazane rezerve uglja, B – istražene rezerve uglja i C1 – nedovoljno istražene rezerve uglja.

¹⁵ Izvor: „Rudnik uglja“ AD Pljevlja

Tabela 1.1.3 Ostvarena proizvodnja uglja i njegova prodaja po kategorijama potrošnje u periodu 2016 – 2025. godina

Godina	TE Pljevlja [t]	CG potrošnja (bez TE Pljevlja) [t]	Izvoz [t]	Ukupno [t]
2016.	1.278.077	29.500	42.159	1.349.736
2017.	1.286.090	34.946	98.986	1.420.022
2018.	1.411.299	32.651	95.173	1.539.122
2019.	1.419.967	30.349	111.301	1.561.617
2020.	1.530.880	26.543	99.529	1.656.952
2021.	1.360.522	23.384	164.705	1.548.611
2022.	1.460.079	25.137	237.318	1.722.534
2023.	1.638.289	18.779	205.083	1.862.151
2024.	1.409.711	15.667	199.412	1.624.790
2025.	561.005	16.025	155.864	732.894
Suma	13.355.919	252.980	1.409.530	15.018.430
Prosjek	1.335.592	25.298	140.953	1.501.843

U 2025. godini je, prema podacima „Rudnika uglja“ AD Pljevlja, ukupna proizvodnja bila niža za oko 54% u odnosu na prosjek ostvaren u devetogodišnjem periodu 2016 - 2024. godina. Izvoz je povećan za 12% u odnosu na prosjek ostvaren u prethodnom devetogodišnjem periodu. Sa druge strane, kod industrije i opšte potrošnje u Crnoj Gori je nastavljen trend smanjenja potrošnje, tako da je u 2025. godini njihova potrošnja niža za oko 39% u odnosu na devetogodišnji prosjek, dok je količina uglja proizvedena za potrebe TE Pljevlja u odnosu na 2025. godinu smanjena za preko 60% u odnosu na prethodni devetogodišnji prosjek, kao direktna posljedica realizacije „ekološke rekonstrukcije“ termoelektrane Pljevlja, što je dominantno uticalo na smanjenu godišnju proizvodnju Rudnika uglja u 2025. godini.

Beranski basen

Rudnik u vlasništvu „Rudnici Berane“ DOO Berane je obnovio proizvodnju 2016. godine, a njegov proizvodni sistem čine jama Petnjik i separacija uglja Budimlja. Ovaj rudnik je ponovo prestao sa proizvodnjom 31. marta 2020. godine.

U tabeli 1.1.4¹⁶ dat je prikaz stanja rezervi uglja u jami Petnjik na dan 31. decembar 2025. godine, koje je nepromijenjeno u odnosu na prethodnu godinu. Energetska vrijednost uglja iz ove jame iznosi 13,643 kJ/kg.

¹⁶ Izvor: Rudnik uglja Berane

Tabela 1.1.4 Stanje rezervi uglja u jami Petnjik, na dan 31. decembar 2025. godine

Kategorija	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

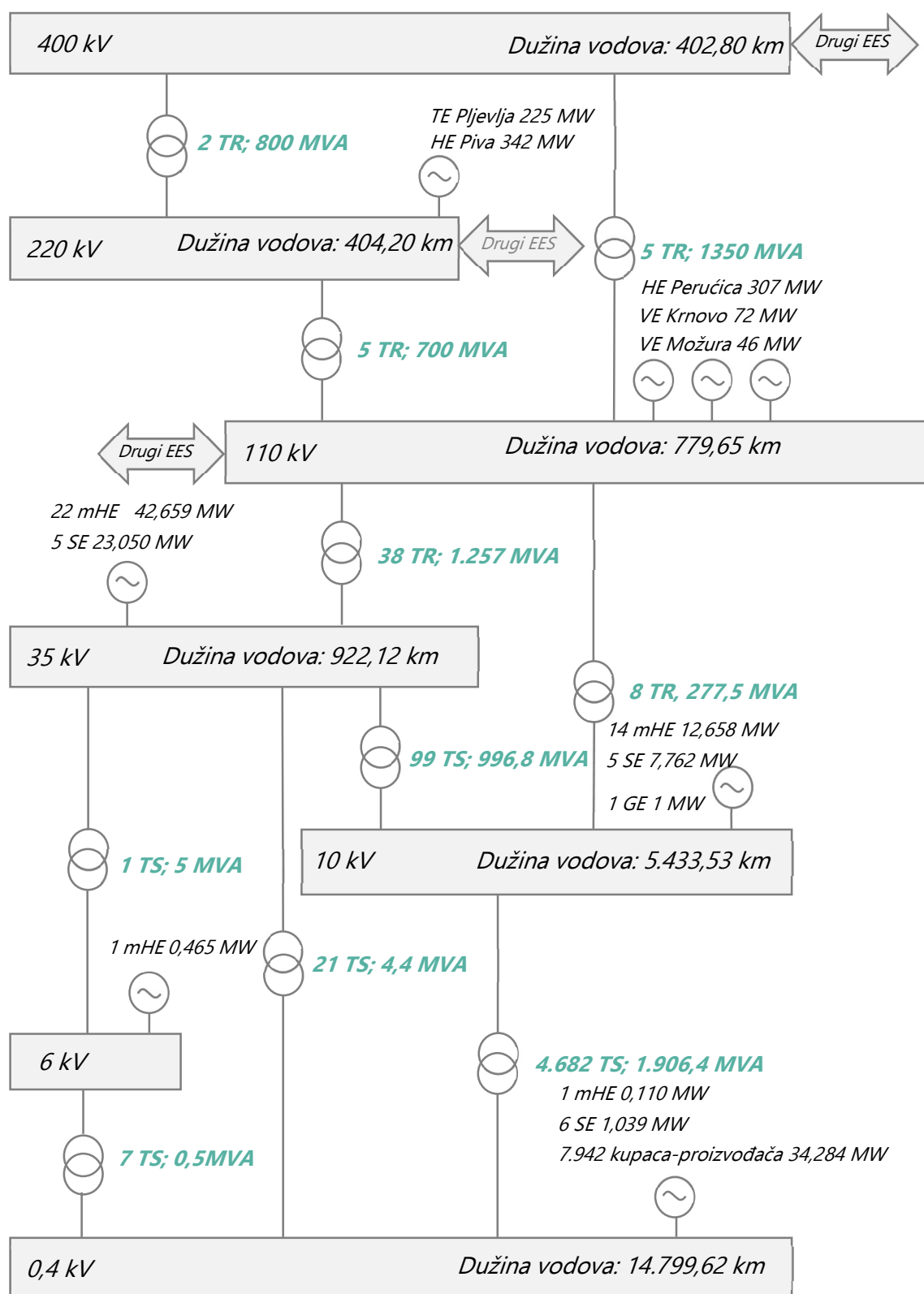
1.2 Elektroenergetski sistem Crne Gore

Savremeno društvo u značajnoj mjeri zavisi od stabilnog i efikasnog funkcionisanja elektroenergetskih sistema. Njihova osnovna uloga ogleda se u obezbjeđivanju dovoljnih količina električne energije za potrebe građana i privrednih subjekata, pri čemu isporuka mora biti sigurna, pouzdana i odgovarajućeg kvaliteta. Elektroenergetski sistem čini skup međusobno povezanih infrastrukturnih elemenata, uključujući elektrane, prenosnu i distributivnu mrežu, kao i krajnje kupce električne energije. Njegovo planiranje i dimenzionisanje sprovodi se tako da se u svakom trenutku omogućiti isporuka električne energije u potrebnim količinama, uz istovremeno uvažavanje zahtjeva ekonomičnosti, sigurnosti, pouzdanosti i kvaliteta isporuke.

Električna energija u Crnoj Gori po prvi put se koristi krajem jula 1904. godine. 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. U 2025. godini, u elektroenergetskom sistemu Crne Gore bilo je 60¹⁷ elektrana, dok se električne energija prenosila preko 22.741,92 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 instalisane snage proizvodnih objekata priključenih na posmatrani naponski nivo, kao i ukupan broj i snaga transformatora/trafostanica između navedenih naponskih nivoa.

¹⁷ Uključujući i one koje su bile u probnom radu



Slika 1.2.1 Zamjenska šema elektroenergetskog sistema Crne Gore

1.2.1 Proizvodni kapaciteti

Tokom 2025. godine puštene su u rad SE „Ubli“ (5MW) kV, SE „Cerovice“ (5MW), SE „Zaton“ (4,8MW) i SE „BP Energy“ (5MW), koje su priključene na naponski nivo 35kV, SE „TZ Energy“ (2,25MW), koja je

priključena na naponski nivo 10 kV, kao i SE „Top dizajn“ (0,3MW), koja je priključena na naponski nivo 0,4 kV. Solarne elektrane „Zaton“, „TZ Energy“ i „BP Energy“ su u 2025. godini bile u probnom radu i Agencija za ove elektrane nije izdala licencu za obavljanje djelatnosti proizvodnje električne energije u 2025. godini. Takođe, krajem godine u probni rad puštena je elektrana na deponijski gas „Možura“, instalisane snage 1 MW, priključena na naponski nivo 10 kV, za koju, u skladu sa članom 65 stav 1 tačka 2 Zakona o energetici, nije potrebna licenca za obavljanje djelatnosti proizvodnje električne energije, jer njena instalisana snaga ne prelazi zakonom utvrđeni prag od 1 MW.

U izvještajnoj godini na distributivnom sistemu evidentirana su 7.942 kupca-proizvođača, ukupne instalisane snage 34,284 MW. U poređenju sa 2024. godinom, navedeno predstavlja povećanje broja kupaca-proizvođača za 64,29%, odnosno povećanje ukupne instalisane snage za 42,48%.

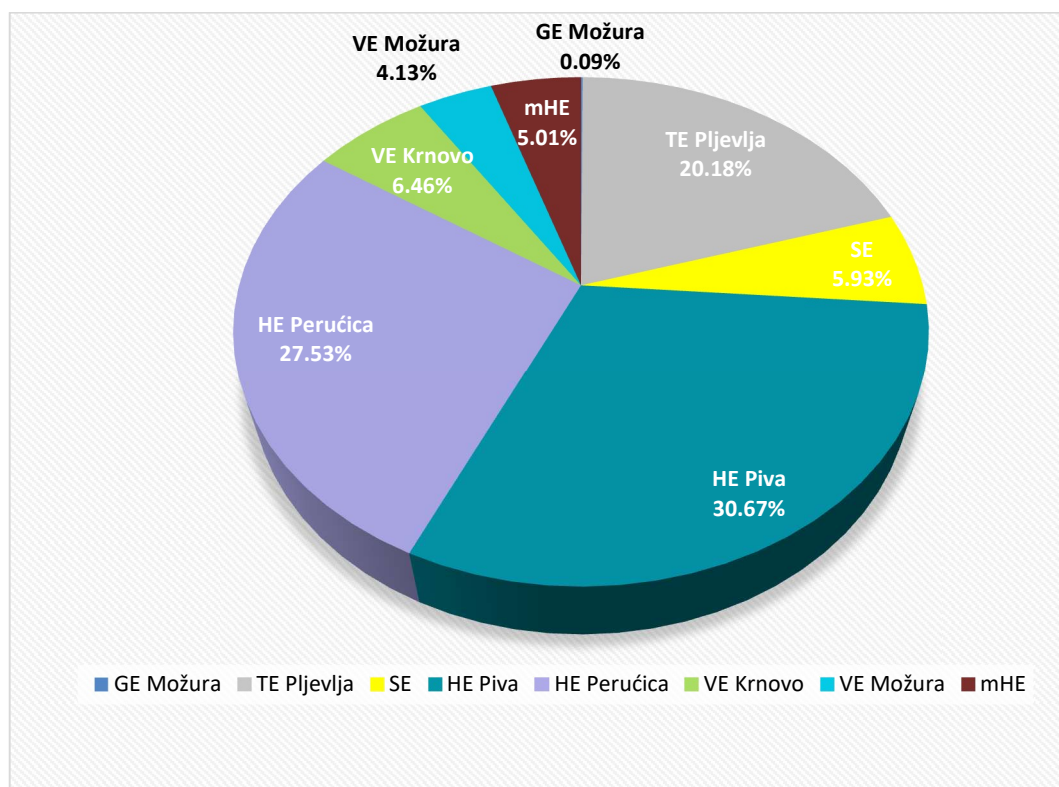
Na kraju 2025. godine, ukupna instalisana snaga svih elektrana u Crnoj Gori, uključujući kupce – proizvođače, iznosila je 1.115,027 MW. Pregled proizvodnih kapaciteta po energetskim subjektima i elektranama je prikazan u *Tabeli 1.2.1.*

Tabela 1.2.1 Proizvodni kapaciteti u Crnoj Gori

Energetski subjekat	Elektrana	Snaga (MW)
AD „Elektroprivreda Crne Gore“ Nikšić	TE „Pljevlja“	225,000
	HE „Piva“	342,000
	HE „Perućica“	307,000
	mHE „Rijeka Crnojevića“	0,650
	mHE „Rijeka Mušovića“	1,950
	mHE „Lijeva rijeka“	0,110
	mHE „Podgor“	0,465
	mHE „Šavnik“	0,200
DOO „Zeta Energy“ Danilovgrad	mHE „Glava Zete“	4,480
	mHE „Slap Zete“	1,672
DOO „Hidroenergija Montenegro“ Podgorica	mHE „Jezerštica“	0,844
	mHE „Bistrica“	5,600
	mHE „Rmuš“	0,474
	mHE „Spaljevići 1“	0,650
	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“ Andrijevića	mHE „Bradavec“	0,954
	mHE „Piševska rijeka“	1,080
DOO „Kronor“ Podgorica	mHE „Jara“	4,568

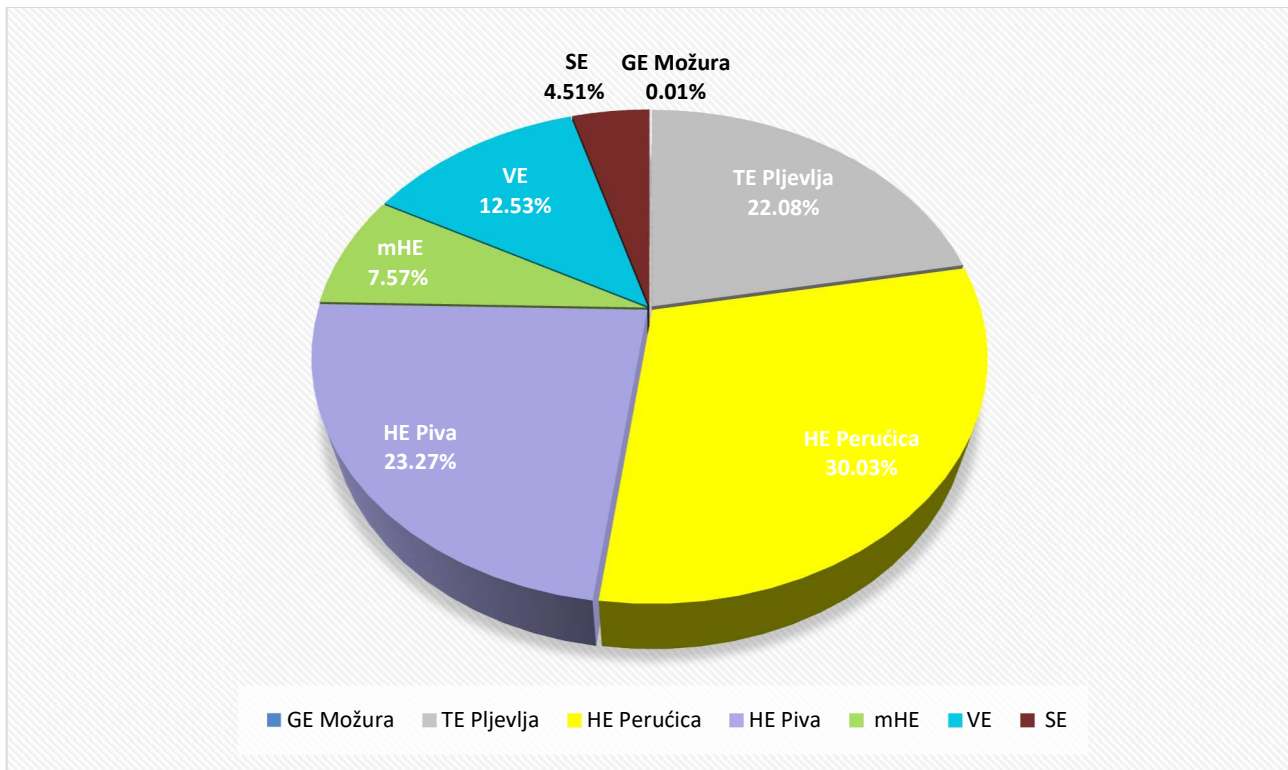
	mHE „Babino polje“	2,214
DOO „Hydro Bistrica“ Podgorica	mHE „Bistrica Majstorovina“	3,600
DOO „Nord Energy“ Andrijevica	mHE „Šeremet Potok“	0,792
DOO „Simes Inženjering“ Podgorica	mHE „Ljevak“	0,551
DOO „Viridi Progressum“ Kolašin	mHE „Paljevinska“	0,553
DOO „Power AB Group“ Kolašin	mHE „Bukovica“	0,282
DOO „BB Hidro“ Podgorica	mHE „Lipovska Bistrica“	0,993
DOO „Small Power Plants Kutska“ Andrijevica	mHE „Kutska 1“	1,800
	mHE „Kutska 2“	0,810
DOO „Small Power Plants Mojanska“ Andrijevica	mHE „Mojanska 1“	1,800
	mHE „Mojanska 2“	1,111
	mHE „Mojanska 3“	0,761
DOO „Đekić“ Podgorica	mHE „Pecka“	0,821
DOO „MHE Vrbnica“ Podgorica	mHE „Vrbnica“	6,750
DOO „Manira Hydro“ Mojkovac	mHE „Elektrana Mišnjića“	0,222
DOO „Benergo“ 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 „Krnovo Green Energy“ Podgorica	VE „Krnovo“	72,000
DOO „Možura Wind Park“ Podgorica	VE „Možura“	46,000
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“ Podgorica	SE „Alliance“	0,203
„Fudbalski savez Crne Gore“ Podgorica	SE „FSCG“	0,032
SE „Milenijum“	SE „Milenijum“	0,086
DOO „Čevo Solar“ Podgorica	SE „Čevo“	3,250
DOO „Voli Trade“ Podgorica	SE „Voli Trade 1“	2,000
DOO „UNIPAN GREEN“ Podgorica	SE KAP	1,930
DOO „PM POWER“	TS-M1	0,002
DOO „ENERGO FINANZZA“	SE „Ubli“	5,000
DOO „MK ENERGY“ Podgorica	SE „Cerovica“	5,000
MSE Top dizajn	SE „Top dizajn“	0,300
DOO „SOLAR SIGN“	SE „Zaton“	4,800
MSE Tuzi	SE „TZ Energy“	2,250
MSE BP Energy	SE „BP Energy“	5,000
MGE Možura	GE „Možura“	1,000
Kupci-proizvođači	SE	34,272
	mHE	0,012
UKUPNO		1.115,027

Proizvodne kapacitete u Crnoj Gori čine hidroelektrane, termoelektrane, vjetroelektrane, solarne i elektrana na deponijski gas. U elektroenergetskom miks Crne Gore, u ukupnom instalisanom proizvodnom kapacitetu, hidroelektrane uzimaju učešće od 63,22% (704,904 MW), termoelektrane – 20,18% (225 MW), vjetroelektrane - 10,58% (118 MW), solarne elektrane – 5,93% (66,123 MW) i gasne elektrane – 0,09% (1 MW) (*Grafik 1.2.1*).



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

U 2025. godini, u Crnoj Gori proizvedeno je 2.379,21 GWh električne energije. Posmatrajući Grafik 1.2.2 koji prikazuje strukturu proizvodnje električne energije u 2025. godini, evidentno je dominantno učešće hidroelektrana, koje su činile 60,87% ukupne proizvodnje. Navedeno je u značajnoj mjeri posljedica smanjene proizvodnje TE „Pljevlja“, koja je 31. marta 2025. godine planski isključena sa mreže zbog realizacije remontnih radova i završne faze ekološke rekonstrukcije, dok je ponovo priključena na mrežu krajem novembra 2025. godine. Usljed navedenog zastoja, TE „Pljevlja“ je u 2025. godini proizvela 525,32 GWh električne energije, što je za 62,10% manje u odnosu na desetogodišnji prosjek proizvodnje u periodu 2015–2024. godine. Istovremeno, zabilježen je značajan rast proizvodnje iz solarnih elektrana, sa 63,74 GWh u 2024. godini na 107,39 GWh u 2025. godini, odnosno za 43,65 GWh ili 68,48%. Proizvodnja vjetroelektrana u 2025. godini iznosila je 298,10 GWh, što je na nivou ostvarene proizvodnje iz 2024. godine.



Grafik 1.2.2 Udio proizvodnih objekata u ukupnoj proizvodnji električne energije

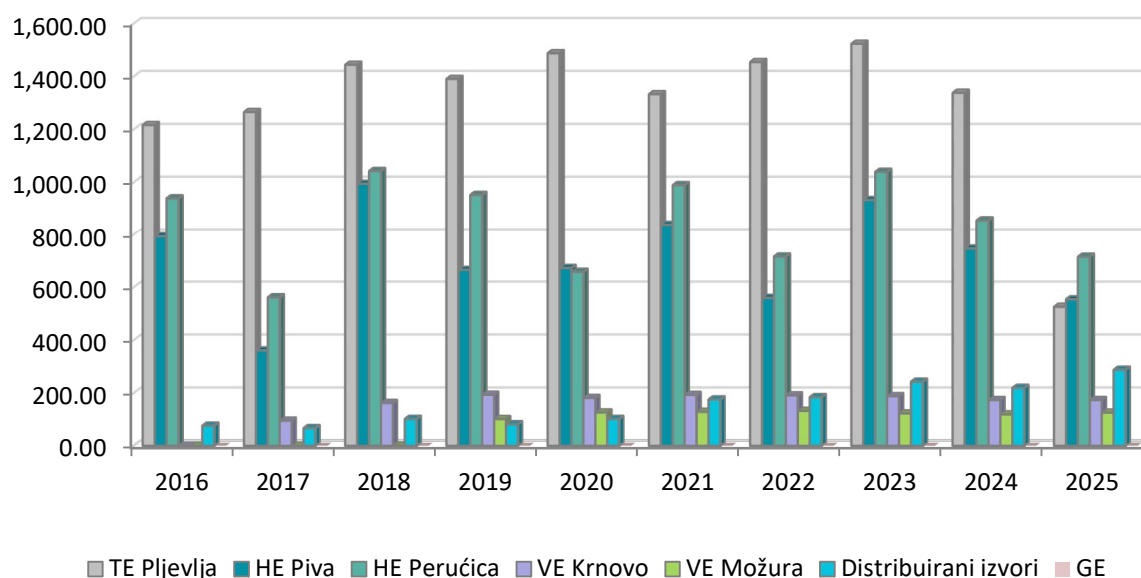
Pregled proizvodnje električne energije po kategorijama izvora za period 2016-2025. godina dat je u Tabeli 1.2.2.

Tabela 1.2.2 Ostvarena proizvodnja elektrana u periodu 2016 - 2025. godina

Proizvodnja elektrana (GWh)										
	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.
HE Piva	792,46	360,45	993,90	665,09	672,08	838,48	558,77	932,55	746,00	553,58
HE Perućica	938,73	561,25	1.042,26	951,97	657,32	989,01	715,67	1.038,96	854,94	714,47
Distribuirani izvori – mHE	76,05	66,88	101,71	80,34	98,87	172,11	180,01	225,70	155,09	180,16
Ukupno HE	1.807,24	988,58	2.137,87	1.697,40	1.428,27	1.999,60	1.454,45	2.197,21	1.756,03	1448,21
VE Krnovo	0,00	94,98	161,63	193,02	180,69	192,19	190,77	187,40	172,76	173,02
VE Možura	0,00	0,00	0,64	101,29	126,18	128,28	131,89	122,56	118,70	125,08
Ukupno VE	0,00	94,98	162,27	294,31	306,87	320,46	322,65	309,96	291,46	298,10
TE Pljevlja	1.216,15	1.265,04	1.443,76	1.390,11	1.487,46	1.332,61	1.454,14	1.522,98	1.337,84	525,32
Distribuirani izvori – SE	0,00	0,00	0,00	1,05	2,59	2,98	3,85	16,55	63,74	107,39
Gasne elektrane	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19
UKUPNO	3.023,39	2.348,61	3.743,90	3.382,86	3.225,20	3.655,66	3.235,09	4.046,71	3.449,07	2.379,21
Prosječna proizvodnja 2016 – 2025. (GWh)										3248,97

Na osnovu prikazanih podataka zaključuje se da je proizvodnja električne energije u Crnoj Gori u 2025. godini bila niža za 30,99% u odnosu na 2024. godinu, odnosno za 41,18% niža u odnosu na 2023. godinu. Takođe, količina električne energije proizvedene u 2025. godini bila je za 26,74% manja u odnosu na prosjek za period 2016-2025. godina.

Na sljedećem grafiku prikazana je proizvodnja električne energije po navedenim kategorijama izvora u posmatranom periodu.



Grafik 1.2.3 Proizvodnja električne energije u periodu 2016 - 2025. godina

Ključni razlog ovakvog smanjenja je znatno niža proizvodnja TE „Pljevlja“, usljed sprovođenja remonta ovog proizvodnog objekta tokom 2025. godine. Imajući u vidu da TE „Pljevlja“ predstavlja jedini termoenergetski objekat u Crnoj Gori i jedan od najznačajnijih proizvodnih kapaciteta u elektroenergetskom sistemu, njen smanjeni rad se neposredno odrazio na ukupni proizvodni bilans države.

Navedeni podaci potvrđuju značaj TE „Pljevlja“ za sigurnost snabdijevanja i stabilnost elektroenergetskog sistema Crne Gore, naročito imajući u vidu izraženu zavisnost proizvodnje iz hidroelektrana od hidroloških prilika. Istovremeno, iako je u posmatranom periodu evidentan rast proizvodnje iz solarnih i vjetroelektrana, njihov trenutni proizvodni obim još uvijek nije dovoljan da nadomjesti smanjenu proizvodnju TE „Pljevlja“. Ovakva struktura proizvodnje ukazuje na osjetljivost ukupnog energetskog bilansa na raspoloživost pojedinačnih velikih proizvodnih objekata, naročito TE „Pljevlja“, čiji izostanak ili smanjeni rad značajno utiče na ukupnu domaću proizvodnju električne energije.

1.2.2 Prenosni kapaciteti

Prenos električne energije predstavlja jednu od osnovnih funkcionalnih cjelina elektroenergetskog sistema, namijenjenu prenošenju električne energije od proizvodnih objekata do distributivnih sistema, drugih prenosnih sistema i kupaca priključenih na prenosnu mrežu. Prenosni sistem

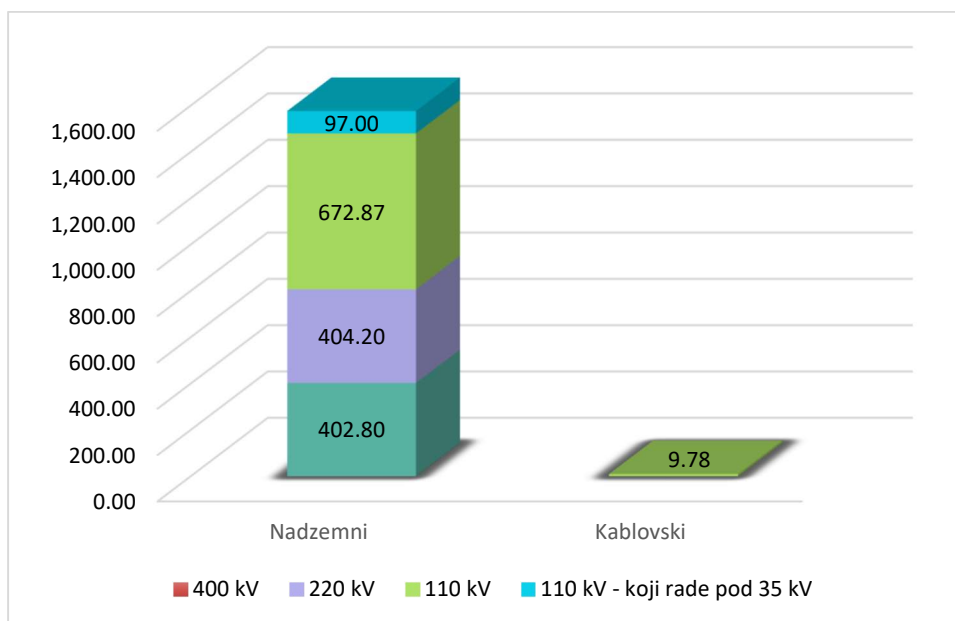
obuhvata mrežu visokonaponskih vodova, transformatorske stanice, rasklopnu i zaštitnu opremu, regulacione uređaje, kao i druge tehničke komponente neophodne za siguran, pouzdan i efikasan prenos električne energije.

U Crnoj Gori djelatnost upravljanja, održavanja, planiranja i razvoja prenosnog sistema obavlja CGES. Ovo društvo je u martu 2009. godine izdvojeno iz vertikalno integrisane elektroenergetske kompanije EPCG, čime je stvoren institucionalni osnov za samostalno obavljanje djelatnosti prenosa električne energije. Agencija je 2018. godine CGES-u izdala sertifikat operatora prenosnog sistema, kojim je potvrđeno da društvo ispunjava zakonom propisane uslove u pogledu razdvojenosti i nezavisnosti, kao i tehničke i kadrovske osposobljenosti za obavljanje ove djelatnosti.

Prenosni sistem Crne Gore čini ukupno 1.586,65 km nadzemnih i kablovskih vodova, nazivnog napona 400 kV, 220 kV i 110 kV, i 29 trafostanica, prenosnog odnosa 400/110/35 kV, 400/220/110 kV, 400/110/35 kV, 400/110 kV, 110/35 kV, 110/20 kV i 110/10 kV.

U strukturi prenosnog sistema Crne Gore izrazito dominantno učešće imaju nadzemni vodovi, čija ukupna dužina iznosi 1.576,87 km, odnosno 99,38% ukupne dužine prenosne mreže. Kablovski vodovi su na kraju 2025. godine bili zastupljeni u znatno manjem obimu, sa ukupnom dužinom od 9,78 km. Pregled dužina prenosnih vodova prema tipu i naponskom nivou prikazan je na Grafiku 1.2.4.

U prenosnom sistemu Crne Gore ima ukupno 29 prenosnih trafostanica, sa 62 ugrađena transformatora ukupne instalisane snage 4.464,50 MVA.



Grafik 1.2.4 Učešće pojedinačnih naponskih nivoa u ukupnoj dužini prenosne mreže

Međusistemska razmjena električne energije ostvaruje se preko interkonektivnih veza, koje omogućavaju povezivanje i koordinisan rad različitih elektroenergetskih sistema. Na evropskom nivou, značajnu ulogu u podršci povezivanju prenosnih sistema ima Evropsko udruženje operatora prenosnih sistema električne energije (*European Network of Transmission System Operators for*

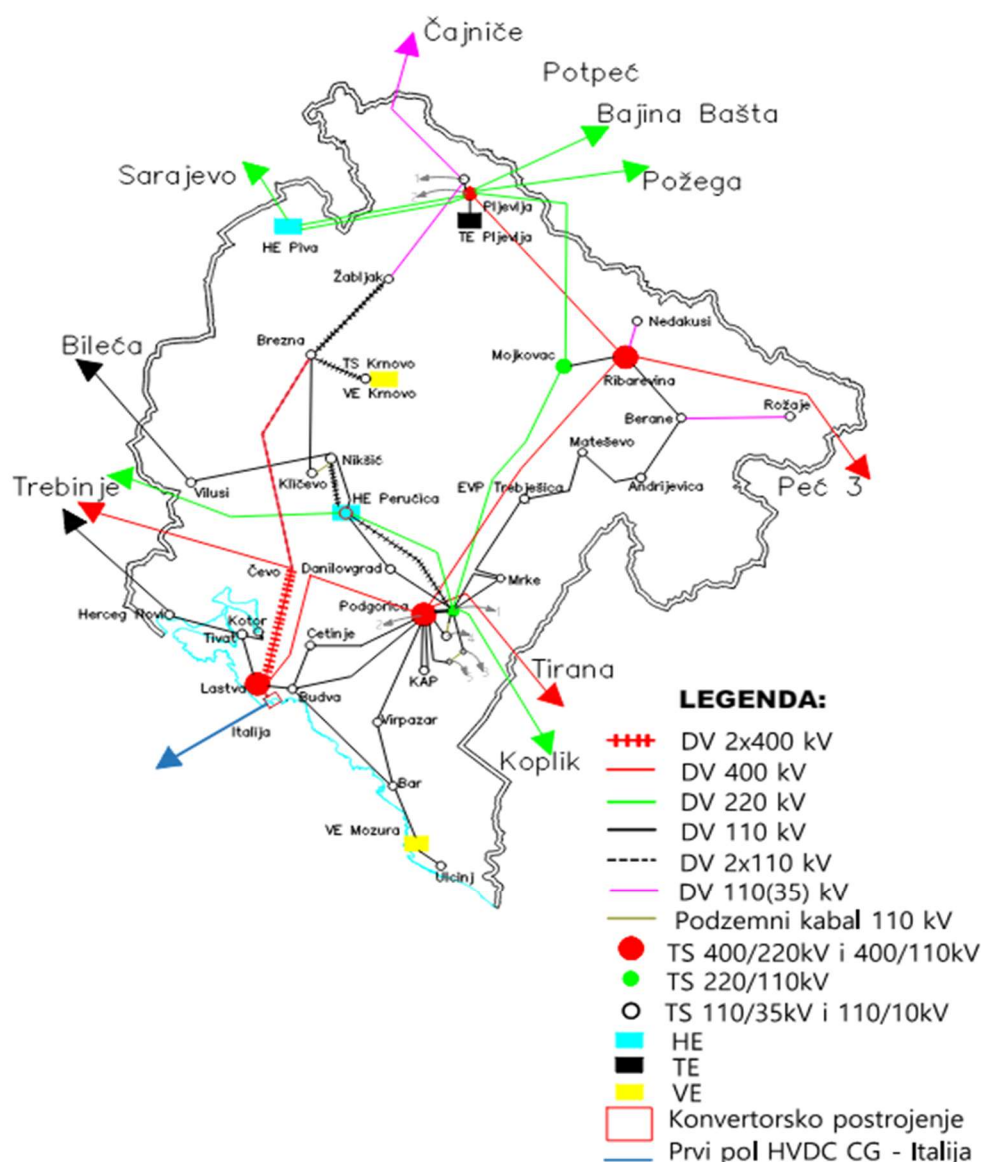
Electricity — u daljem tekstu: ENTSO-E). Djelovanje ovog udruženja usmjereno je na obezbjeđivanje sigurnog pogona elektroenergetskih sistema u Evropi, kao i na stvaranje uslova za efikasno funkcionisanje i razvoj jedinstvenog evropskog tržišta električne energije, uz uvažavanje energetske i klimatskih ciljeva.¹⁸. Među 40 punopravnih članova ovog udruženja iz 36 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*“),
- 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 „*Bajina Bašta – Pljevlja 2*“ i DV „*Pljevlja 2 – Požega*“), kao i jednog dalekovoda 110 kV (DV „*Pljevlja 1 – Potpeć*“).

Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore sa stanjem na 31. decembar 2025. godine je dat na *Slici 1.2.2.*

¹⁸ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>



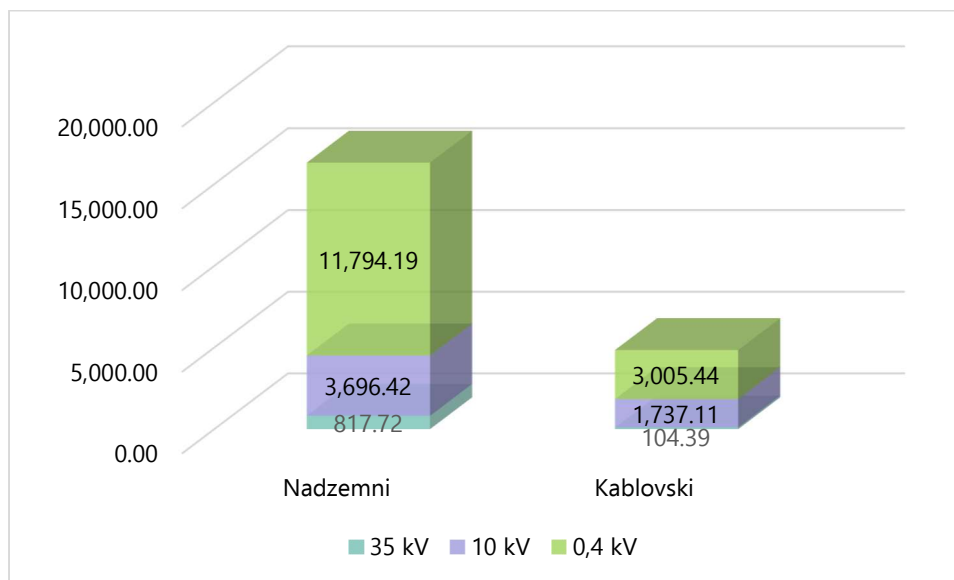
Slika 1.2.2 Prikaz elektroenergetskog sistema Crne Gore¹⁹

1.2.3 Distributivni kapaciteti

Distributivni sistem je jedan od ključnih segmenata elektroenergetskog sistema, čija je osnovna namjena da električnu energiju dovodi i raspodjeljuje do krajnjih korisnika na lokalnom i regionalnom nivou, odnosno unutar potrošačkih područja. Njegova funkcija ogleda se u tome da obezbijedi stabilno, sigurno i kvalitetno snabdijevanje električnom energijom svih potrošača, pri čemu se energija preuzima iz prenosne mreže ili iz različitih distribuiranih izvora proizvodnje. Na taj način distributivni sistem predstavlja „posljednju kariku“ u lancu isporuke električne energije.

¹⁹ Izvor: CGES

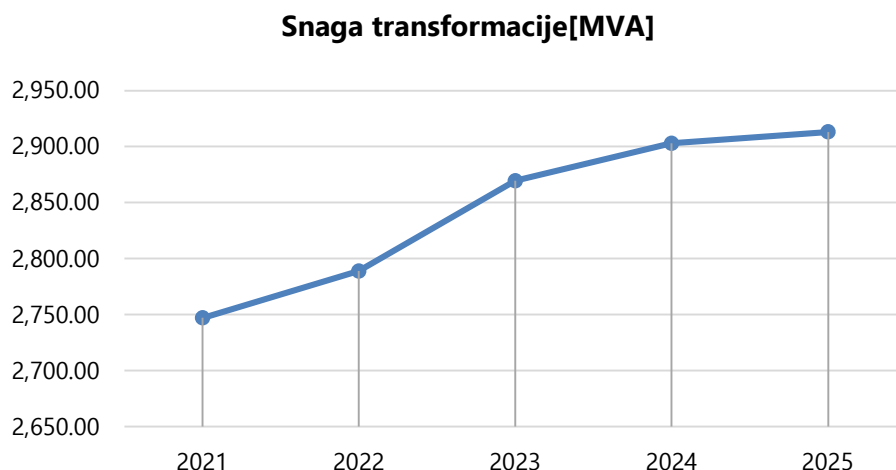
Crnogorski distributivni sistem²⁰ obuhvata elektroenergetske vodove ukupne dužine 21.155,27 km, naponskog nivoa 35 kV, 10 kV i 0,4 kV, pri čemu je dužina nadzemnih distributivnih vodova 16.308,33 km, što je oko 77% ukupne dužine vodova distributivnog sistema. Na sljedećem grafiku je prikazano učešće 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

Pored vodova, sastavni dio distributivnog sistema je i 4.810 trafostanica prenosnog odnosa 35/10 kV, 35/6 kV, 35/0,4 kV i 10/0,4 kV i 6/0,4 kV, sa ukupnom instalisanom snagom transformacije od 2913,1 MVA. Na Grafiku 1.2.6 je prikazano kako se ukupna snaga transformacije distributivnog sistema mijenjala u proteklih pet godina, pri čemu je evidentan trend rasta kapaciteta.

²⁰ Ovi podaci se odnose na dio distributivnog sistema koji se nalazi u vlasništvu CEDIS-a.



Grafik 1.2.6 Trend promjene ukupne snage transformacije distributivnog sistema u proteklih pet godina

Upravljanjem distributivnim sistemom električne energije u Crnoj Gori, njegovim održavanjem, razvojem i unapređenjem, uz uvažavanje principa pouzdanosti, sigurnosti i efikasnosti, kao i zaštite životne sredine, bavi se operator distributivnog sistema – CEDIS. Prvobitno, operator distributivnog sistema je bio dio vertikalno integrisane kompanije – EPCG, nakon čega se 2016. godine izdvaja iz nje.

U cilju efikasnijeg korišćenja raspoloživih resursa, operator distributivnog sistema je od sredine 2015. godine promijenio organizacioni model na teritoriji Crne Gore, nakon višegodišnjih priprema. Dotadašnji sistem od 16 distribucija zamijenjen je regionalnom organizacijom, pri čemu su distribucije grupisane prema geografskoj pripadnosti konzuma u sljedeće regione:

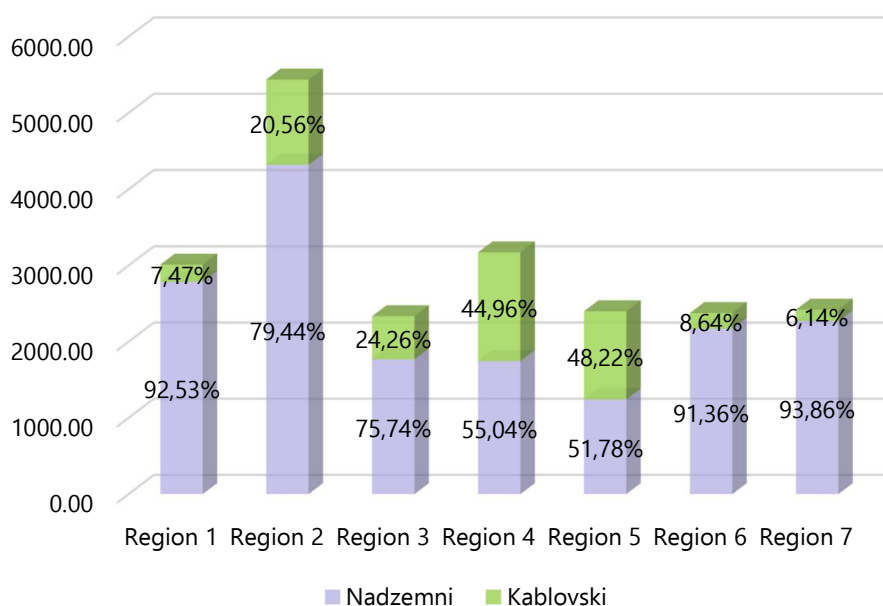
- Region 1 – opštine Nikšić i Plužine,
- Region 2 – opštine Podgorica, Tuzi, Danilovgrad i Cetinje,
- Region 3 – opštine Berane, Andrijevica, Plav, Gusinje, Petnjica i Rožaje,
- Region 4 – opštine Budva, Bar i Ulcinj,
- Region 5 – opštine Kotor, Tivat i Herceg Novi,
- Region 6 – opštine Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac, i
- Region 7 – opštine Pljevlja, Šavnik i Žabljak.

Organizacija distributivnog sistema Crne Gore prikazana je na Slici 1.2.3



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 1.2.7 Udio dužine nadzemnih i kablovskih vodova po pojedinačnim regionima

Izraženija zastupljenost kablovskih vodova evidentna je u Regionu 4 i Regionu 5, dok se za regione na sjeveru Crne Gore može konstatovati dominantno učešće nadzemnih vodova u strukturi distributivne mreže.

Osim operatora distributivnog sistema, Zakon definiše i operatora zatvorenog distributivnog sistema, koji obavlja distribuciju električne energije na geografski ograničenom području. Zatvoreni distributivni sistem obuhvata elektroenergetska postrojenja, vodove i transformatore od mjesta

priključenja na prenosni ili distributivni sistem do mjesta priključenja korisnika tog sistema, kao i pripadajuće objekte, telekomunikacionu i informacionu opremu i drugu infrastrukturu potrebnu za njegovo funkcionisanje. U Crnoj Gori su u 2025. godini poslovala četiri 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“, „Luštica Bay Electricity Company“ DOO Tivat, koji upravlja distributivnim sistemom preko kojeg se distribuira električna energija na području „Luštica Bay“ u Tivtu i „Azmont Investments“ DOO Herceg Novi, preko kojeg se distribuira električna energija na području rizorta „Portonovi“ u Kumboru, Herceg Novi.

1.2.4 Potrošnja električne energije

Ukupna potrošnja električne energije u izvještajnoj godini iznosila je 2.882.416.360 kWh. U 2025. godini kupci direktno priključeni na prenosni sistem električne energije potrošili su 38.760.124 kWh (1,34%), dok su distributivni kupci potrošili 2.843.656.236 kWh (98,66%) električne energije.

Kod kupaca priključenih na prenosni sistem, u odnosu na 2024. godinu, bilježi se pad potrošnje električne energije od 10,38%, dok se kod kupaca priključenih na distributivni sistem bilježi rast potrošnje električne energije za 3,92%. Na nivou elektroenergetskog sistema, bilježi se rast potrošnje električne energije od 3,70% u odnosu na 2024. godinu.

U izvještajnoj godini, najveći rast potrošnje električne energije zabilježen je kod kupaca priključenih na 35 kV naponski nivo (5,24% u odnosu na 2024. godinu), a potom kod kupaca priključenih na 0,4 kV naponski nivo (4,01% u odnosu na 2024. godinu). Rast potrošnje električne energije zabilježen je i kod kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo (3,13% u odnosu na 2024. godinu).

U Tabeli 1.2.3. je dat pregled ostvarene potrošnje električne energije, broja kupaca, udjela u ukupnoj potrošnji električne energije u 2025. godini, kao i trend potrošnje električne energije u odnosu na 2024. godinu, dok je u Tabeli 1.2.4 dat pregled potrošnje u desetogodišnjem periodu (2016-2025. godina).

Tabela 1.2.3 Potrošnja i broj kupaca tokom 2025. godine i poređenje sa prethodnom godinom

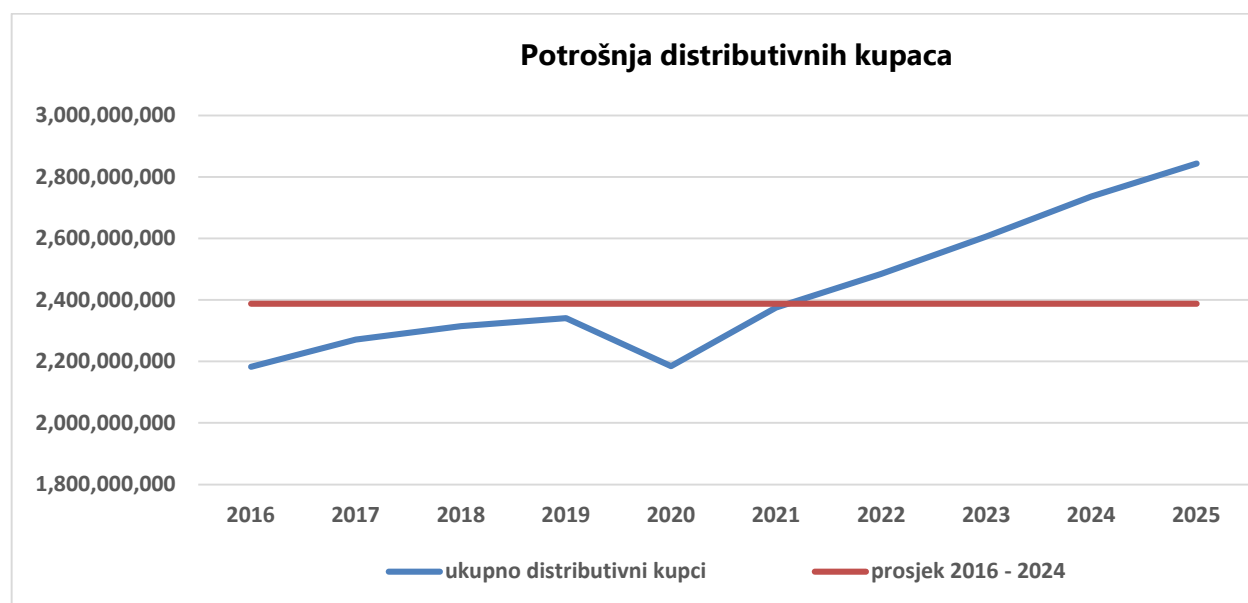
Kategorija potrošnje	Ostvarena potrošnja 2025. (kWh)	Broj kupaca na 31.12.2025. godine	Prosječna potrošnja (kWh/kupcu)	Udio u ukupnoj potrošnji (%)	Ostvarena potrošnja 2024. (kWh)	Trend (2025/2024)
1. Kupci na 110 kV	38.760.124	11	3.523.648	1,34%	43.247.277	-10,38%
2.1. Kupci na 35 kV	115.331.166	41	2.812.955	4,00%	109.593.398	5,24%
2.2. Kupci na 10 kV	431.904.668	608	710.370	14,98%	418.804.850	3,13%
2.3. Kupci na 0,4 kV	2.296.420.402	456.164	5.034	79,67%	2.207.883.975	4,01%
2. Ukupno distributivni kupci	2.843.656.236	456.813	6.225	98,66%	2.736.282.223	3,92%
UKUPNO	2.882.416.360	456.824	6.310	100,00%	2.779.529.500	3,70%

Tabela 1.2.4 Ostvarena potrošnja kupaca priključenih na prenosni i distributivni sistem u desetogodišnjem periodu 2016 – 2025. godina

Kategorija potrošnje	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.
1. Kupci na 110 kV	606,21	674,59	676,74	625,68	633,76	606,89	138,85	88,07	43,25	38,76
2.1. Kupci na 35 kV	87,37	92,43	117,87	96,50	99,20	104,17	109,32	108,60	109,59	115,33
2.2. Kupci na 10 kV	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	384,97	397,73	418,80	431,90
2.3. Kupci na 0,4 kV	1.767,22	1.829,73	1.834,81	1.869,68	1.757,41	1.911,39	1.990,40	2.100,12	2.207,88	2.296,42
2. Ukupno distributivni kupci	2.183,28	2.270,76	2.314,55	2.341,31	2.185,24	2.375,37	2.484,69	2.606,45	2.736,28	2.843,66
UKUPNO	2.789,49	2.945,35	2.991,29	2.966,99	2.819,00	2.982,26	2.623,54	2.694,51	2.779,53	2882,42
Prosječna potrošnja 2016 - 2024 (GWh)				2.843,55						

Istorijski pregled ostvarene potrošnje električne energije kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije u periodu 2016 – 2025. godina dat je na *Grafiku 1.2.8*. 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. U periodu 2021 - 2025. godina nastavlja se rast potrošnje, kada je i ostvarena maksimalna potrošnja u posmatranom periodu (2025. godina).

Potrošnja distributivnih kupaca ostvarena tokom 2025. godine je veća za 3,92% u odnosu na potrošnju ostvarenu tokom 2024. godine, dok je za 19,05% veća od prosječno ostvarene potrošnje distributivnih kupaca u periodu 2016 – 2024. godina (2.388.657.994 kWh).



Grafik 1.2.8 Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2016 - 2025. godina

1.2.5 Gubici u prenosnom i distributivnom sistemu električne energije

U procesu prenosa i distribucije električne energije od proizvodnih objekata do krajnjih kupaca neizbježno dolazi do pojave gubitaka električne energije. Prema načinu nastanka, gubici se mogu razvrstati na tehničke i komercijalne, odnosno netehničke gubitke. Tehnički gubici uslovljeni su fizičkim zakonitostima koje prate tokove električne energije kroz mrežu, dok se komercijalni gubici prvenstveno odnose na neovlašćeno preuzimanje električne energije, greške u mjerenju i evidentiranju potrošnje, kao i druge nepravilnosti koje nijesu posljedica fizičkih karakteristika sistema.

Tehničke gubitke moguće je smanjiti primjenom efikasnije opreme, odgovarajućim planiranjem razvoja mreže i unapređenjem upravljanja sistemom, ali ih nije moguće u potpunosti eliminisati. Sa druge strane, komercijalni gubici mogu se smanjivati kroz unapređenje kontrolnih i administrativnih procedura, obuku zaposlenih, kao i ugradnju naprednih mjernih sistema, koji doprinose smanjenju

grešaka u mjerenju i efikasnijem otkrivanju neovlašćene potrošnje. Ostvareni gubici električne energije utvrđuju se kao razlika između energije koja je ušla u sistem, po osnovu interkonekcija i proizvodnje iz domaćih izvora, i energije koja je iz sistema izašla, kroz interkonekcije i potrošnju domaćeg konzuma.

Zbog međusobne povezanosti elektroprenosnih sistema, nacionalni prenosni sistemi se, osim za isporuku električne energije domaćim korisnicima, koriste i za tokove energije u okviru evropske interkonekcije. Iz tog razloga, ukupni gubici u prenosnom sistemu razdvajaju se na gubitke koje prouzrokuju korisnici priključeni na crnogorski elektroprenosni sistem, odnosno kupci i proizvođači, i na gubitke nastale usljed tranzita električne energije preko crnogorskog prenosnog sistema. Korisnici prenosnog sistema u Crnoj Gori snose samo troškove gubitaka koji su posljedica njihovog korišćenja sistema, dok se gubici nastali usljed tranzita nadoknađuju od operatora sistema koji su ih prouzrokovali, kroz ITC mehanizam (*Inter-TSO Compensation Mechanism*).

Opravedani nivo gubitaka i troškovi nabavke električne energije potrebne za njihovo pokrivanje, koji se alociraju korisnicima elektroenergetskog sistema u Crnoj Gori, utvrđuju se na osnovu studija gubitaka u prenosnom i distributivnom sistemu, koje operatori sistema izrađuju u skladu sa Zakonom.

Posebno je važno naglasiti da se stepen opravdanih gubitaka u distributivnom sistemu odnosi isključivo na tehničke gubitke, što znači da korisnici distributivnog sistema u Crnoj Gori ne snose troškove netehničkih, odnosno komercijalnih gubitaka, čime se dodatno podstiče CEDIS da smanjuje netehničke gubitke i ukupne gubitke u distributivnom sistemu približi nivou opravdanih gubitaka.

1.2.5.1 Ostvareni gubici u prenosnom sistemu električne energije

Ukupni gubici električne energije u prenosnom sistemu Crne Gore u 2025. godini iznosili su 1,64%, što predstavlja blago povećanje u odnosu na 1,56% ostvarenih u 2024. godini, ali se i dalje može ocijeniti kao relativno nizak i tehnički prihvatljiv nivo za visokonaponsku prenosnu mrežu. Pregled ostvarenih ukupnih gubitaka u prenosnom sistemu u proteklom desetogodišnjem periodu je dat u Tabeli 1.2.5.

1.2.5.2 Ostvareni gubici u distributivnom sistemu električne energije

Trend smanjenja gubitaka u distributivnom sistemu nastavljen je i u 2025. godini. Ukupni gubici smanjeni su sa 22,76% u 2007. godini na 10,09% u 2025. godini, što ukazuje na značajno unapređenje stanja u distributivnoj mreži tokom posmatranog perioda. Ovakvo smanjenje prvenstveno se može povezati sa realizacijom projekta ugradnje novih brojila sa daljinskim očitavanjem. Istovremeno, tokom implementacije ovog projekta sprovedena je i rekonstrukcija djelova mreže, što je dodatno doprinijelo smanjenju tehničkih gubitaka. Pregled ostvarenih gubitaka u prethodnom desetogodišnjem periodu dat je u Tabeli 1.2.5.

Tabela 1.2.5 Potrošnja električne energije distributivnih kupaca u periodu 2016 - 2025. godina

Godina		2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.
Prenosni sistem	GWh	118,98	126,92	142,18	146,46	163,59	158,41	142,25	146,22	143,23	131,42
	%	2,03	2,26	2,21	2,13	1,82	1,79	1,68	1,57	1,56	1,64
Distributivni sistem	GWh	404,00	399,56	371,61	356,06	328,85	345,53	334,96	327,77	328,40	328,60
	%	15,61	14,96	13,83	13,10	12,93	12,39	11,62	10,83	10,51	10,09
UKUPNO	GWh	522,98	526,48	513,78	502,52	492,44	503,95	477,21	473,99	471,63	460,02

1.2.6 Ostvarenje elektroenergetskog bilansa

U skladu sa Zakonom, Vlada Crne Gore je donijela Odluku o Energetskom bilansu Crne Gore za 2025. godinu („Službeni list CG“, broj 114/2024). Bilansom je planirana proizvodnja električne energije za 2025. godinu u iznosu od 2.900,00 GWh, a ostvarena je u iznosu od 2.379,21 GWh, tj. manje za 520,79 GWh. Potrebe za električnom energijom za 2025. godinu planirane su u iznosu od 3.242,98 GWh, a ostvarene u iznosu od 3.342,44 GWh, tj. više za 99,46 GWh. Detaljan prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2025. godinu prikazan je u Tabeli 1.2.6.

Tabela 1.2.6 Prikaz ostvarenja elektroenergetskih veličina planiranih Energetskim bilansom za 2025. godinu

2025. godina	Bilans [GWh]	Ostvarenje [GWh]	Ostvarenje - Bilans [GWh]
1. Proizvodnja	2.900,00	2.379,21²¹	-520,79
1.1. Hidroelektrane	1.873,00	1.448,21	-424,79
1.2. Vjetroelektrane	326,00	298,10	-27,90
1.3. Solarne elektrane	113,00	107,39	-5,61
1.4. Termoelektrane	588,00	525,32	-62,68
2. Potrebe	3.242,98	3.342,44	99,46
2.1. Direktni kupci	48,00	38,76	-9,24
2.2. Distributivni kupci	2.747,00	2.843,66	96,66
2.3. Gubici distribucija	299,33	328,60	29,27
2.4. Gubici prenos	148,65	131,42	-17,23
3. Saldo (1-2)	-342,98	-963,23	-620,25

²¹ U tabeli nije prikazana proizvodnja elektrane na deponijski gas Možura, koja je tokom 2025. godine proizvela 0,196 GWh, ali je uračunata u godišnje ostvarenje

Najizraženije odstupanje ostvarene proizvodnje električne energije u odnosu na planiranu evidentirano je kod hidroelektrana, kod kojih je proizvodnja bila niža za 424,79 GWh. Imajući u vidu veličinu ovog odstupanja, može se konstatovati da je upravo manja proizvodnja hidroelektrana imala najznačajniji uticaj na odstupanje ukupnog energetskeg bilansa od plana. Manja proizvodnja u odnosu na plan zabilježena je i kod vjetroelektrana i solarnih elektrana, i to za 27,90 GWh, odnosno 5,61 GWh. Proizvodnja TE „Pljevlja“ takođe je bila niža od planirane, za 62,68 GWh.

Sa strane potrošnje, kod kategorije distributivnih kupaca ostvarena je potrošnja veća od planirane za 96,66 GWh, dok je kod direktnih kupaca potrošnja bila niža od planirane za 9,24 GWh.

1.3 Sektor nafte i gasa

1.3.1 Sektor nafte

Na tržištu naftnih derivata Crne Gore je na osnovu licenci izdatih od strane Agencije, na kraju 2025. godine poslovalo 65 energetskih subjekata. 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 konkurencije 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 djelatnost skladištenja naftnih derivata i tečnog naftnog gasa (u daljem tekstu: TNG) na kraju 2025. godine obavljala 32 subjekta, od toga je 18 subjekata vršio skladištenje i naftnih derivata i TNG-a, djelatnost skladištenja samo naftnih derivata obavljalo je 10 subjekata, dok su djelatnost skladištenja samo TNG-a obavljala četiri subjekta.

Ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a na kraju 2025. godine, iznosili su 98.724 m³, od toga kapaciteti za skladištenje naftnih derivata su iznosili 94.978 m³, dok su kapaciteti za skladištenje TNG-a iznosili 3.746 m³. Ukupni skladišni kapacitet je u 2025. godini povećan za 381 m³ t.j. 0,38% u odnosu na 2024. godinu.

Od ukupnog skladišnog kapaciteta (98.724 m³), AD „Jugopetrol“ Podgorica pripada 80.281 m³, od toga instalaciji u Baru 64.439 m³, benzinskim stanicama 7.494 m³, avioservisima u Podgorici i Tivtu 8.107 m³, dok se na četiri jahting servisa, u Baru, Budvi, Herceg Novom i Kotoru, odnosi 241 m³. Ostatak skladišnih kapaciteta (18.443 m³) 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 m³.

1.3.1.2 Transportni kapaciteti

Djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a transportnim sredstvima je u Crnoj Gori na kraju 2025. godine obavljalo 30 subjekata, od toga se 23 subjekta bavilo djelatnošću transporta naftnih derivata, dva subjekta transportom TNG-a, dok se pet subjekata bavilo transportom i naftnih derivata i TNG-a. Ukupan broj transportnih sredstava koja su licencirana od strane Agencije na kraju 2025. godine iznosi 142. Od ukupnog broja transportnih sredstava, 21 pripada DOO „Lukana“ Zeta, 15 pripada AD „Jugopetrol“ Podgorica, po 14 transportnih sredstava imaju DOO „D Trans“ Cetinje i DOO „Samcommerce Plus“ Tivat, dok preostalih 78 transportnih sredstava pripadaju ostalim energetske subjektima koji obavljaju djelatnost transporta naftnih derivata i TNG-a. Od ukupnog broja licenciranih transportnih sredstava, 115 se koristi za obavljanje djelatnosti transporta naftnih derivata, dok se 27 transportnih sredstava koristi za transport TNG-a.

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

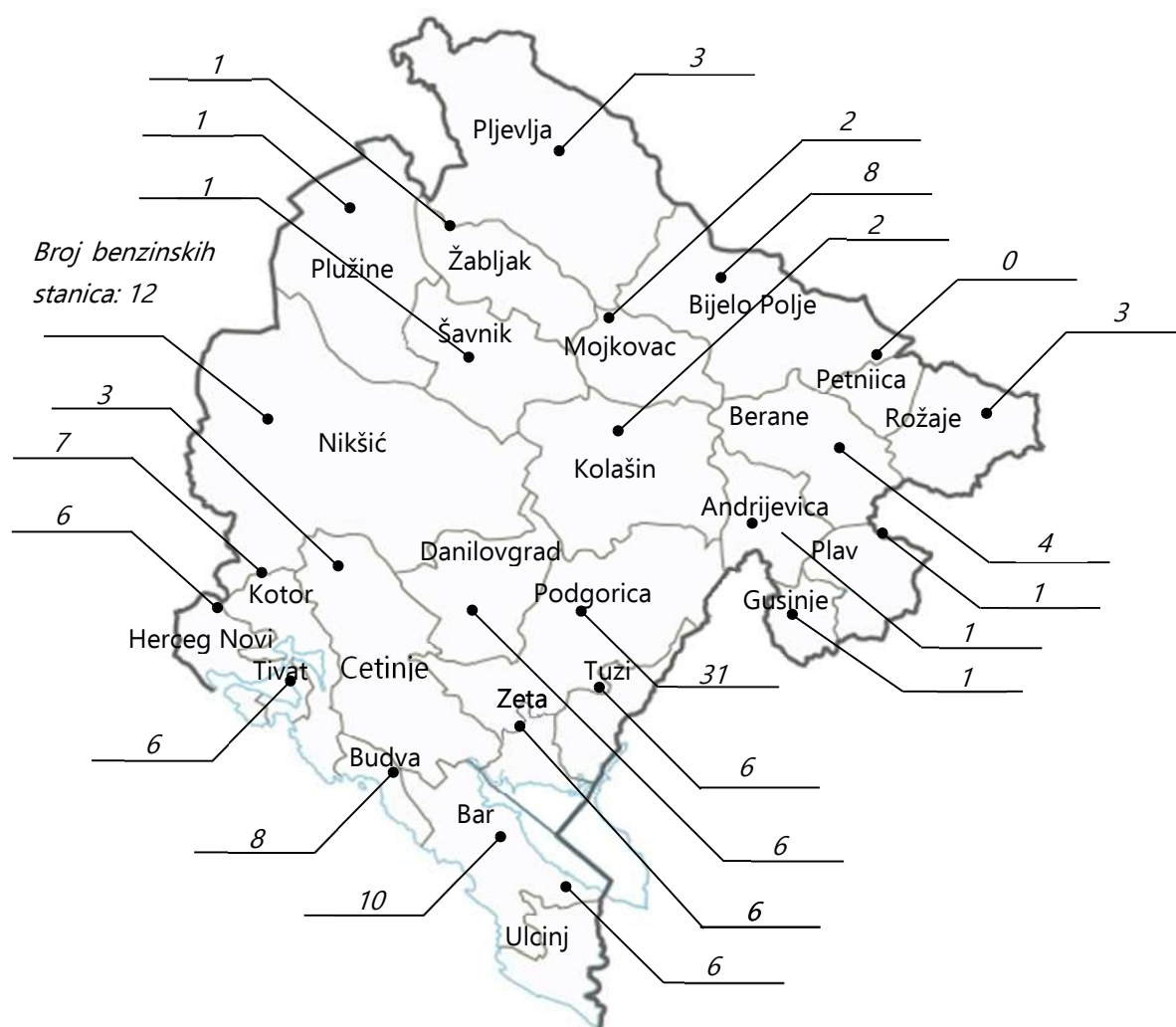
Tabela 1.3.1 Pregled energetske subjekata koji posjeduju pet i više transportnih sredstava

	Energetski subjekat	Broj transportnih sredstava
1.	DOO Lukana Podgorica	21
2.	AD Jugopetrol Podgorica	15
3.	DOO D trans Cetinje	14
4.	DOO Samcommerce plus Tivat	14
5.	DOO Humci Cetinje	11
6.	DOO VV Trans Podgorica	7
7.	DOO Sky Jumper Travel Tivat	7
8.	DOO SMN Transporti Kotor	6
9.	DOO Novi gas Tuzi	7
10.	DOO Euro Petrol CG Podgorica	7
11.	DOO Hifa oil CG Zeta	5
12.	DOO JET Trans Podgorica	5

1.3.1.3 Prodajni kapaciteti

Na kraju 2025. godine djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljana je na 135 objekata u Crnoj Gori, i to na 6 jahting servisa i 129 benzinskih i plinskih stanica. Prodaja na veliko se obavljala na instalaciji u Baru, 2 avioservisa i 3 skladišta. U vlasništvu AD „Jugopetrol“ Podgorica su 54 objekta, od toga 47 benzinskih stanica, četiri jahting servisa (Bar, Budva, Kotor i Herceg Novi), dva avioservisa (Podgorica i Tivat) i instalacija u Baru, dok je preostalih 87 objekata u vlasništvu drugih licenciranih subjekata (82 benzinske i plinske stanice, 2 jahting servisa i 3 skladišta).

Na Mapi 1.3.1 dat je pregled broja benzinskih i plinskih stanica po opštinama 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 opštinama

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	47
2.	DOO Petrol Crna Gora MNE Podgorica	15
3.	DOO INA Crna Gora Podgorica	15
4.	DOO Lukoil Montenegro Podgorica	10
5.	DOO Hifa Oil CG	8

U 2025. godini otvorene su dvije nove benzinske stanice, i to u:

- Gusinju, Martinoviće br. 2, u vlasništvu DOO „Selca“ Gusinje
- Podgorici, Bulevar Zetskih vladara bb, u vlasništvu DOO „Petrol Crna Gora MN“

Licencu za obavljanje djelatnosti trgovine na veliko naftnim derivatima na kraju 2025. godine posjedovalo je 37 subjekata, što je za dva više nego na kraju 2024. godine, dok je djelatnost trgovine na veliko TNG-om obavljalo 18 subjekata, što je za dva više nego na kraju 2024. godine.

1.3.2 Sektor prirodnog gasa

1.3.2.1 Projekat Jonsko - jadranskog gasovoda

Jonsko-jadranski gasovod će povezivati postojeći hrvatski gasovodni sistem, preko Crne Gore i Albanije, sa TAP-om (Trans Jadranskim gasovodom). Ukupna dužina gasovoda od hrvatskog grada Splita do albanskog grada Fiera je 511 km. Gasovod ukupnog kapaciteta od 5 milijardi m³ (bcm) predviđen je da obezbijedi snabdijevanje prirodnim gasom Albanije (1 bcm), Crne Gore (0,5 bcm), juga Bosne i Hercegovine (1 bcm) i Hrvatske (2,5 bcm). Realizacija projekta Jonsko-jadranskog gasovoda omogućava otvaranje novog energetskeg koridora za region JIE u okviru četvrtog gasnog koridora EU, sa ciljem uspostavljanja novog pravca snabdijevanja prirodnim gasom sa Bliskog istoka i Kaspijskog regiona.

Krajem 2024. godine hrvatski Plincro počeo je sa pripremom prenamjene projekta IAP, sa ciljem omogućavanja transporta zelenog vodonika uz prirodni gas. Projekat IAP H2, predat je u aprilu 2025. godine Evropskoj komisiji za dobijanje PMI statusa (Project of Mutual Interest). Trasa cjevovoda je istovjetna sa trasom IAP projekta, unutar južnog gasnog koridora, a cilj dobijanja PMI statusa je ubrzanje daljih aktivnosti u vezi s realizacijom projekta.

1.3.2.2 Tečni prirodni gas (TPG)

Vlada Crne Gore i japanska kompanija JERA su 10.09.2025. potpisali Memorandum o razumijevanju, kojim je iskazana zajednička namjera da se sprovede sveobuhvatna studija izvodljivosti za razvoj, nabavku, izgradnju, upravljanje, održavanje i finansiranje LNG terminala i prateće gasne termoelektrane u Crnoj Gori.

Potpisivanjem Memoranduma o razumijevanju, iako pravno neobavezujućim aktom, postavljen je temelj za saradnju sa kompanijom JERA na razvoju projekata koji bi predstavljao ključni faktor ka diversifikaciji energetskih izvora i jačanju energetske nezavisnosti Crne Gore.

JERA aktivno radi na izradi sveobuhvatne Studije izvodljivosti koja obuhvata:

- 1) izgradnju LNG terminala
- 2) izgradnju gasne elektrane (CCGT)
- 3) definisanje optimalne finansijske infrastrukture

Nakon potpisanog Memoranduma uslijedila je kontinuirana komunikacija i niz aktivnosti i sastanaka između Ministarstva energetike i rudarstva i kompanije JERA. U cijeli proces, u skladu sa svojim

nadležnostima, aktivno su uključeni i predstavnici EPCG, CGES i Montenegro Bonusa, čime je obezbijeđen sveobuhvatan pristup navedenom projektu.

U poslednjoj fazi pripreme studije izvodljivosti razmatraju se i analiziraju mogući modeli finansiranja, načini realizacije projekta, kao i postojeći pravni okvir koji bi omogućio realizaciju projekta izgradnje LNG terminala i gasne elektrane. Završetak Studije izvodljivosti se očekuje do kraja juna 2026. godine.

1.3.3 Strateške rezerve naftnih derivata

Zakon o sigurnosti snabdijevanja naftnim derivatima usvojen je u Skupštini Crne Gore 10. decembra 2024. godine („Službeni list CG“ broj 119/24), kojim je transponovana Direktiva Savjeta br. 2009/119/EZ od 14. septembra 2009. godine o obavezi država članica da održavaju minimalne zalihe sirove nafte i/ili naftnih derivata. Usvajanjem ovog zakona i realizacijom aktivnosti koje proizilaze iz njega ostvaruju se uslovi za ispunjavanje prvog završnog mjerila u okviru pregovaračkog poglavlja 15 - Energetika.

Obavezu formiranja obaveznih rezervi shodno Zakonu imaju Uprava za ugljovodonike i uvoznici naftnih derivata (bezolovnog benzina i/ili gasnih ulja). Obavezne rezerve moraju sadržavati one derivate čija je zajednička zastupljenost veća od 75% domaće potrošnje iz prethodne godine, što u konkretnom slučaju znači bezolovni motorni benzin i gasna ulja, koja zajedno čine 85% tržišnog udjela. Ukoliko udio ova dva derivata u domaćoj potrošnji padne ispod 75%, obavezne rezerve sadržaće i kerozin.

Vlada Crne Gore je 20. februara 2025. godine donijela Odluku o obrazovanju Savjeta za obezbjeđenje sigurnog snabdijevanja tržišta naftnim derivatima („Službeni list CG", broj 23/25). Savjet je sa radom počeo prvom sjednicom koja je održana 11. aprila 2025. Prije formiranja Savjeta je izvršen obračun količinske obaveze obveznika primjene zakona, izdate instrukcije uvoznicima, prenešene obaveze sa uvoznika koji uvoze ispod 15.000 t naftnih derivata na Upravu za ugljovodonike i usvojen Akcioni plan formiranja obaveznih rezervi naftnih derivata. Na ime stvaranja rezervi se od februara 2025. od uvoznika naplaćuje naknada od 3€/litru dizela i bezolovnog benzina 95/98, od kojih jedan cent ide kompanijama za stvaranje rezervi, a 2 centa Upravi za ugljovodonike. Predviđeno je i da se direktnom budžetskom podrškom Evropske komisije od 7,5 miliona € za prevazilaženje energetske krize pomogne formiranje obaveznih rezervi. Ukupna obaveza Crne Gore je formiranje rezervi od 112,000 t - Uprava za ugljovodonike treba da formira 60.6% rezervi, a ostatak 3 najveće naftne kompanije (Jugopetrol, INA Crna Gora i Petrol Crna Gora), sa kojim je ugovor već potpisan.

Rezerve se mogu držati i u susjednim državama, ali to mogu biti isključivo države članice EU ili Energetske zajednice. Rezerve se mogu čuvati u gotovom proizvodu ili u obliku tiketa, a sa aspekta osiguranja snabdijevanja ovim energentom važno je imati što veću količinu rezervi u gotovom proizvodu.

Nakon dva neuspješna javna poziva za izvođenje radova na adaptaciji i modernizaciji rezervoara naftnih derivata u luci Bar, odabran je izvođač sa kojim je u decembru 2025. godine potpisan ugovor. Očekuje se da izvođenje radova traje devet mjeseci i da će krajem 2026. godine rezervoari biti u funkciji. Rezervoari su ukupnog kapaciteta od 17.600 m³.

REZIME:

Crna Gora raspolaže različitim energetske resursima koji obuhvataju obnovljive izvore energije i ugalj. Za adekvatnu eksploataciju ovih resursa, u skladu sa preuzetim međunarodnim obavezama i ciljevima energetske tranzicije, od naročitog značaja je postojanje jasne vizije razvoja sektora. U tom smislu, Vlada Crne Gore je 10. decembra 2025. godine usvojila Nacionalni energetske i klimatske plan, kojim su definisani pravci energetske tranzicije i klimatske politike do 2030. godine, uključujući povećanje udjela obnovljivih izvora energije, unapređenje energetske efikasnosti, modernizaciju mreže i jačanje energetske sigurnosti.

Pored obnovljivih izvora energije, značajnu ulogu u elektroenergetskom sistemu Crne Gore i dalje ima ugalj, prvenstveno kroz rad TE „Pljevlja“, kao jedinog termoenergetskog objekta u državi. Međutim, zbog planskog isključenja sa mreže radi realizacije remontnih radova i završne faze ekološke rekonstrukcije, TE „Pljevlja“ je u 2025. godini proizvela 525,32 GWh električne energije, što je za 62,10% manje u odnosu na desetogodišnji prosjek proizvodnje u periodu 2015–2024. godina.

U 2025. godini u rad su puštene solarne elektrane „Ubli“ instalisane snage 5 MW, „Cerovice“ instalisane snage 5 MW, „Zaton“ instalisane snage 4,8 MW, „TZ Energy“ instalisane snage 2,25 MW, „Top dizajn“ instalisane snage 0,3 MW i „BP Energy“ instalisane snage 5 MW. U izvještajnoj godini na distributivnom sistemu evidentirana su 7.942 kupca-proizvođača, ukupne instalisane snage 34,284 MW, što u odnosu na 2024. godinu predstavlja povećanje broja kupaca-proizvođača za 64,29%, odnosno povećanje ukupne instalisane snage za 42,48%.

Proizvodnja električne energije u Crnoj Gori u 2025. godini iznosila je 2.379,21 GWh i bila je niža za 31,02% u odnosu na 2024. godinu, odnosno za 41,21% u odnosu na 2023. godinu. Količina električne energije proizvedene u 2025. godini bila je za 26,77% manja u odnosu na prosjek za period 2016–2025. godina. Najveće učešće u proizvodnji imale su hidroelektrane sa 60,87%, dok je proizvodnja solarnih elektrana povećana sa 63,74 GWh u 2024. godini na 107,39 GWh u 2025. godini.

Elektroenergetski sistem Crne Gore u 2025. godini obuhvatao je 60 elektrana, uključujući i one koje su bile u probnom radu, kao i 22.741,92 km prenosne i distributivne mreže rasprostranjene preko čitave teritorije države. Na dan 31.12.2025. godine evidentirana su ukupno 456.824 kupca električne energije, dok je ukupna potrošnja električne energije iznosila 2.882.416.360 kWh, što predstavlja rast od 3,70% u odnosu na 2024. godinu. Potrošnja distributivnih kupaca povećana je za 3,92% i u 2025. godini dostigla je najveći nivo u posmatranom desetogodišnjem periodu 2016–2025. godina.

Gubici u prenosnom sistemu Crne Gore u 2025. godini iznosili su 1,64%, što predstavlja blago povećanje u odnosu na 1,56% ostvarenih u 2024. godini, ali i dalje ukazuje na relativno nizak i tehnički prihvatljiv nivo gubitaka za visokonaponsku mrežu. U distributivnom sistemu nastavljen je trend smanjenja gubitaka, koji su sa 10,51% u 2024. godini smanjeni na 10,09% u 2025. godini.

U 2025. godini ukupna proizvodnja uglja je bila niža za oko 54% u odnosu na prosjek ostvaren u devetogodišnjem periodu 2016 - 2024. godina, kao direktna posljedica smanjene potrošnje uglja od strane termoelektrane uslijed realizacije „ekološke rekonstrukcije“ u 2025. godini.

Na tržištu naftnih derivata Crne Gore, na kraju 2025. godine poslovalo je 65 energetskih subjekata; ukupni skladišni kapaciteti naftnih derivata i TNG-a iznosili su 98.724 m³; ukupan broj transportnih sredstava koja su licencirana od strane Agencije iznosio je 142; dok se djelatnost trgovine na malo naftnim derivatima i TNG-om obavljala u 135 objekata u Crnoj Gori, od toga na 129 benzinskih i plinskih stanica i šest jahting servisa.

U sektoru prirodnog gasa se počelo sa pripremom prenamjene projekta IAP, sa ciljem omogućavanja transporta zelenog vodonika uz prirodni gas (projekat IAP H2).

Vlada Crne Gore i japanska kompanija JERA su 10.09.2025. potpisali Memorandum o razumijevanju, kojim je iskazana zajednička namjera da se sprovede sveobuhvatna studija izvodljivosti za razvoj, nabavku, izgradnju, upravljanje, održavanje i finansiranje LNG terminala i prateće gasne termoelektrane u Crnoj Gori.

Obrazovan je Savjet za obezbjeđenje sigurnog snabdijevanja tržišta naftnim derivatima, koji je sa radom počeo u aprilu 2025. Odabran je izvođač za radove na adaptaciji i modernizaciji rezervoara naftnih derivata u luci Bar, sa kojim je u decembru 2025. godine potpisan ugovor. Očekuje se da izvođenje radova traje devet mjeseci i da će krajem 2026. godine rezervoari biti u funkciji.

2. NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA

2 NADZOR NAD RADOM ENERGETSKIH SUBJEKATA

Agencija, u vršenju javnih ovlaštenja utvrđenih Zakonom, pored ostalog, sprovodi nadzor nad radom i poslovanjem energetskih subjekata, u cilju obezbjeđivanja 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 Agencije, kao i nad subjektima koji, na osnovu rješenja, izdatog od strane Agencije, obavljaju neku energetska 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 energetskih subjekata

U 2025. godini EPCG je sa CGES-om imala zaključen ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe preuzimanja električne energije, ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe proizvodnje električne energije, ugovore o nabavci električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu i ugovor o nabavci pomoćnih usluga i balansne energije, sa CEDIS-om ugovor o korišćenju distributivnog sistema i ugovor o nabavci električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu, sa COTEE-om je bio zaključen ugovor o plaćanju naknade za rad operatora tržišta za 2025. godinu (posebno od strane proizvođača, snabdjevača i trgovca), dok je sa „Rudnikom uglja“ AD Pljevlja bio zaključen ugovor o prodaji uglja.

EPCG, kao snabdjevač električnom energijom, je zaključila ugovore o snabdijevanju sa kupcima priključenim na prenosni sistem: „EPCG Željezara Nikšić“ DOO Nikšić, „Željeznička infrastruktura Crne Gore“ AD Podgorica, „Rudnik uglja“ AD Pljevlja – Drobilično postrojenje, CGES – Razvodno postrojenje u okviru TE Pljevlja, „Krnovo Green Energy“ DOO Podgorica, „Možura Wind Park“ DOO Podgorica, „Monteput“ DOO Podgorica, „UNIPROM“ DOO Nikšić. Za direktnog kupca EPCG AD – FC Proizvodnja, Termoelektrana Pljevlja, tokom 2025. godine na snazi je bila Odluka za snabdijevanje električnom energijom, broj 10-00-57963 od 26.12.2024. godine.

CGES je u 2025. godini sa CEDIS-om imao zaključen ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe preuzimanja električne energije, a sa COTEE-om ugovor o plaćanju naknade za rad operatora tržišta za 2025. godinu. Pored navedenog, CGES je sa DOO „Krnovo Green Energy“ i DOO „Možura Wind Park“ imao zaključene ugovore o korišćenju prenosnog sistema za potrebe proizvodnje električne energije, a sa DOO „UNIPROM“ Nikšić ugovor o korišćenju prenosnog sistema za potrebe preuzimanja električne energije.

CEDIS je u 2025. godini sa CGES-om, pored gore navedenog ugovora, imao zaključen i ugovor o regulisanju međusobnih prava i obaveza na mjestu razgraničenja odgovornosti (Aneks 1), i sa COTEE-om ugovor o plaćanju naknade za rad operatora tržišta za 2025. godinu.

2.1.2 Ugovorni odnosi snabdjevača i kupaca

Prema podacima EPCG, na kraju 2025. godine u Crnoj Gori je bilo ukupno 456.813 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije. U odnosu na 2024. godinu, to je porast od 2,5%. Po naponskim nivoima broj kupaca je iznosio: 41 kupac priključen na 35 kV naponski nivo, 608 kupaca priključenih na 10 kV naponski nivo, 46.452 kupca iz kategorije ostali kupci priključena na 0,4 kV naponski nivo i 409.712 kupaca iz kategorije domaćinstva, priključenih na 0,4 kV naponski nivo.

Na kraju 2025. godine EPCG je imala zaključene ugovore o snabdijevanju sa 246.515 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije (54% od ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije, t.j. 456.813). Po naponskim nivoima broj kupaca sa zaključenim ugovorima o snabdijevanju je iznosio: na srednjem naponu 35 kV, 25 kupaca (što je 61% u odnosu na ukupan broj ovih kupaca, t.j. 41), na srednjem naponu 10 kV, 334 kupca (što je 55% u odnosu na ukupan broj ovih kupaca, t.j. 608), na niskom naponu 0,4 kV, 246.156 kupaca od ukupno 456.164 (54%), od čega iz kategorije domaćinstva 216.500 kupaca od ukupno 409.712 (53%) i iz kategorije ostali kupci 29.656 kupaca od ukupno 46.452 (64%). Na osnovu navedenih podataka, utvrđuje se da je u 2025. godini ostvaren blagi rast broja zaključenih ugovora u odnosu na ukupni broj kupaca priključenih na distributivni sistem, u odnosu na 2024. godinu (4%), uz podsjećanje da je Zakonom (član 258 stav 4) propisana obaveza snabdjevaču da do 31. decembra 2026. godine zaključi ugovore o snabdijevanju sa krajnjim kupcima, koji na dan stupanja na snagu ovog zakona nemaju zaključen ugovor o snabdijevanju u pisanoj formi.

Pored navedenih ugovora, u 2025. godini zaključeno je i 5.551 ugovora o snabdijevanju na određeno vrijeme, što je za 66 manje u odnosu na 2024. godinu.

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

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

Imajući u vidu procese izdvajanja CGES-a i CEDIS-a iz vertikalno integrisanog subjekta - EPCG i zakonsko određenje prenosnog, odnosno distributivnog sistema, utvrđena je potreba za identifikovanjem tačke razgraničenja između EPCG i CGES-a, odnosno između CGES-a i CEDIS-a, pa je Zakonom 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 u prethodnom periodu uređivala su se ugovorima između navedenih subjekata, koji su bili privremenog karaktera, na godišnjem nivou, dok su paralelno sprovedene aktivnosti u cilju zaključivanja trajnih ugovora.

Dana 30. jula 2024. godine završene su višegodišnje aktivnosti EPCG i CGES na primopredaji postrojenja i opreme koji su dio prenosnog sistema i uspostavljene zakonom uređene granice vlasništva između ova dva subjekta.

U vezi sa primopredajom postrojenja i opreme koja su dio distributivnog sistema, CEDIS ističe da su u 2025. godini zaključeni ugovori i izvršena primopredaja razvodnih postrojenja 35 kV i pripadajuće opreme u četiri objekta – trafostanice TS X/35 kV, koje su u vlasništvu CGES: TS 110/35kV „Mojkovac“, TS 110/35kV „Ribarevine“, TS 110/35kV „Danilovgrad“ i TS 110/35kV „Podgorica 1“.

2.1.4 Kvalitet isporuke i snabdijevanja električnom energijom

Javni interes u oblasti energetike, prema Zakonu, obuhvata obezbjeđivanje dovoljnih količina energije za potrebe građana, kao i za poslovanje i razvoj privrednih subjekata, uz snabdijevanje koje mora biti organizovano na siguran, pouzdan i kvalitetan način. Iz tog razloga, utvrđivanje minimalnog nivoa kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom, zajedno sa mehanizmima za njegovo praćenje i obezbjeđivanje, predstavlja jedan od važnih segmenata regulatornog uređenja ove oblasti.

Radi stvaranja odgovarajućeg pravnog okvira, Agencija je donijela Pravila o minimumu kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom („Službeni list CG“, br. 50/17 i 59/23) (u daljem tekstu: Pravila o minimumu kvaliteta). Ovim pravilima uređuje se opšti i pojedinačni kvalitet usluga koje pružaju operator prenosnog sistema, operator distributivnog sistema i snabdjevač.

Kada je riječ o opštem minimumu kvaliteta, Pravilima o minimumu kvaliteta propisani su opšti indikatori kvaliteta za prenosni i distributivni sistem kojima se kvantifikuje uticaj prekida u navedenim sistemima na godišnjem nivou. Ovim pravilima je utvrđen način izračunavanja opštih indikatora kvaliteta, kao i obaveza operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema da redovno izvještavaju Agenciju o prekidima isporuke električne energije.

Kako bi se, pored ostalog, obezbijedili podsticaji za poboljšanje opšteg kvaliteta isporuke električne energije, 2022. godine su donesene:

- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije („Službeni list CG“, br. 71/22 i 37/23) i
- Metodologija za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG“, br. 71/22 i 37/23).

U skladu sa ovim metodologijama, ostvarenje opštih indikatora kvaliteta u odnosu na ciljne vrijednosti, koje referišu na propis kojim se uređuje minimum kvaliteta, imale su direktan uticaj na regulatorno dozvoljeni prihod operatora sistema. S tim u vezi, a kako bi se u potpunosti zaokružio mehanizam podsticaja i omogućila njegova primjena, Pravilima o minimumu kvaliteta biće propisan način utvrđivanja ciljnih vrijednosti opštih indikatora kvaliteta po godinama. Nova pravila kojima se uređuje minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom su u fazi izrade.

Sa druge strane, Pravilima o minimumu kvaliteta utvrđeni su i pojedinačni pokazatelji kvaliteta, tj. rokovi u kojima operatori sistema i snabdjevači treba da pruže usluge krajnjim kupcima. U slučaju

da operatori sistema ili snabdjevači ne ispune pojedinačni minimum kvaliteta, tj. ne postupe u propisanim rokovima, krajnji kupac ima pravo na finansijsku kompenzaciju pod uslovima propisanim Pravilima o minimumu kvaliteta. Kako bi se obezbijedila dodatna zaštita kupaca, lista pojedinačnih minimuma kvaliteta dopunjena je 2023. godine, sa dva nova pokazatelja koji se odnose na ukupno trajanje prekida na mjesečnom nivou (48 sati), za koje je odgovoran operator prenosnog, odnosno distributivnog sistema.

U narednim poglavljima je data analiza opštih indikatora kvaliteta u prenosnom i distributivnom sistemu u 2025. godini, kao i informacije o pojedinačnim pokazateljima kvaliteta operatora sistema i snabdjevača.

2.1.4.1 Opšti parametri kvaliteta

2.1.4.1.1 Opšti parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema

Opšti kvalitet isporuke električne energije u prenosnom sistemu, posmatran na godišnjem nivou, kvantifikuje se pokazateljima kojima se iskazuju posljedice prekida u napajanju. U skladu sa Pravilima o minimumu kvaliteta, za tu svrhu koriste se neisporučena električna energija (*Energy Not Supplied* – u daljem tekstu: ENS) i prosječno vrijeme prekida (*Average Interruption Time* – u daljem tekstu: AIT).

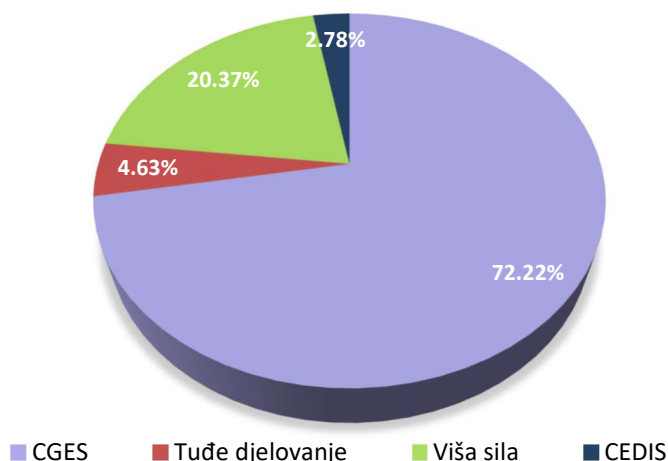
ENS predstavlja procijenjenu količinu električne energije koja, usljed prekida u napajanju, nije isporučena korisnicima prenosnog sistema. Vrijednost ovog pokazatelja utvrđuje se na osnovu prosječne dnevne potrošnje dijela sistema pogođenog prekidom i trajanja tog prekida.

AIT označava prosječno trajanje prekida, odnosno neraspoloživosti prenosnog sistema, svedeno na godišnji nivo. Izračunava se na osnovu odnosa procijenjene neisporučene električne energije i ukupno prenesene električne energije za potrebe domaće potrošnje, pomnoženog ukupnim brojem sati u godini.

Za proračun ENS-a i AIT-a uzimaju se u obzir planirani i neplanirani prekidi evidentirani u Godišnjem izvještaju o praćenju pokazatelja kvaliteta. Ovaj izvještaj CGES izrađuje korišćenjem i međusobnom provjerom podataka iz više izvora, i to SCADA sistema (*Supervisory Control and Data Acquisition*), dnevnih izvještaja i SGM-a (*Smart Grid Manager*).

U toku 2025. godine, CGES je evidentirao 108 prekida, od kojih je 46 neplaniranih i 62 planirana prekida. Na sljedećem grafiku je prikazana podjela ukupnog broja prekida u prenosnom sistemu po uzroku prekida u 2025. godini: CGES, viša sila, tuđe djelovanje i CEDIS. U skladu sa dostavljenim podacima, CGES je bio uzrok 78 prekida isporuke, dok su 22 prekida bila izazvana višom silom, pet prekida je bilo izazvano tuđim djelovanjem a tri prekida djelovanjem CEDIS-a.

Podjela prekida po uzroku

**Grafik 2.1.1 Poređenje broja prekida u prenosnom sistemu u 2025. godini**

U Tabeli 2.1.1 su prikazani podaci o trajanju prekida, ostvarenju indikatora AIT i indikatora ENS za sve prekide, odvojeno za planirane i neplanirane, kao i za prekide čiji je uzrok CGES, u 2025. godini. Ukupno trajanje prekida na nivou prenosnog sistema električne energije je u 2025. godini bilo 19.669 minuta, od čega su planirani prekidi trajali 17.922 minuta, a neplanirani 1.747 minuta. Ukupno trajanje prekida je smanjeno za čak 72,46% u odnosu na prethodnu godinu.

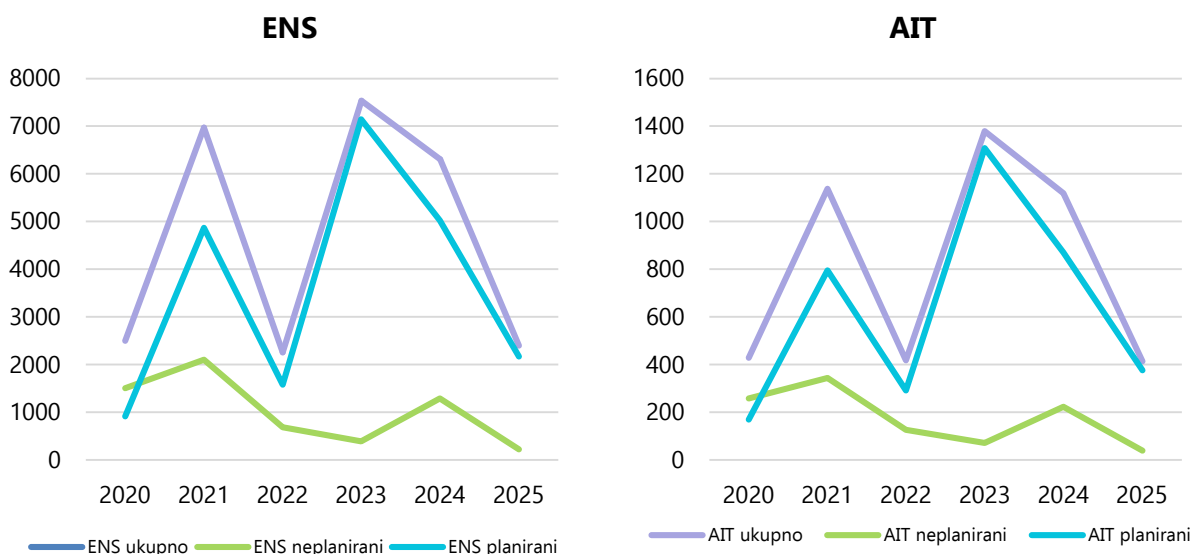
Tabela 2.1.1 Trajanje i vrijednosti indikatora AIT i ENS u 2025. godini

Prekidi	Trajanje prekida [min]	AIT [min]	ENS [MWh]
Neplanirani	1.747	39,00	225,55
Planirani	17.922	375,07	2.169,39
Ukupno	19.669	414,07	2.394,94
CGES	17.971	389,43	2.252,435

Kada je riječ o opštim indikatorima kvaliteta prenosnog sistema, AIT je u 2025. godini iznosio 414,07 minuta (6,9 sati), a ENS 2.394,94 MWh, U odnosu na prethodnu godinu, pokazatelji kvaliteta isporuke električne energije u prenosnom sistemu ostvarili su značajno poboljšanje, imajući u vidu da je ukupni AIT smanjen za 62,97%, dok je ENS smanjen za 61,99%. Ovakvo smanjenje ukazuje na znatno manji obim i uticaj prekida isporuke električne energije na korisnike prenosnog sistema u posmatranoj godini.

U odnosu na prosjek za period 2020–2024, ukupni AIT je u 2025. godini smanjen sa 895,96 min na 414,07 min, odnosno za 53,78%. Istovremeno, ENS je smanjen sa prosječnih 5.110,52 MWh na 2.394,94 MWh, što predstavlja smanjenje od 53,14%, što ukazuje na značajno povoljnije pokazatelje

kvaliteta isporuke električne energije u prenosnom sistemu u odnosu na petogodišnji prosjek. Na *Grafiku 2.1.2* prikazana je promjena indikatora AIT i ENS u periodu 2020-2025. godina za ukupne, planirane i neplanirane prekide.



Grafik 2.1.2 Poređenje vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta u periodu 2020 - 2025. godina

Konzumna područja TS 110/35 kV „Ulcinj“, TS 110/35 kV „Žabljak“, TS 110/35 kV „Vilusi“, TS 110/35 kV „Danilovgrad“ i TS 110/35 kV „Kotor“ su bila najduže pogođena prekidima u napajanju tokom 2025. godine. Ukupno trajanje ovih prekida je bilo 8.765 minuta, 4.858 minuta, 2.115 minuta, 1.063 i 929 minuta, respektivno. U svim navedenim slučajevima su planirani prekidi, dakle, planirani radovi u sistemu, bili uzrok velikog ukupnog trajanja prekida i to: 8.270 minuta u TS 110/35 kV „Ulcinj“ (94,35% ukupnog trajanja svih prekida), 4.417 minuta u TS 110/35 kV „Žabljak“ (90,92%), 2.088 minuta u TS 110/35 kV „Vilusi“ (98,72%), 986 minuta u TS 110/35 kV „Danilovgrad“ (92,76%) i 929 minuta u TS 110/35 kV „Kotor“ (100,00%).

Tokom 2025. godine planirana beznaponska stanja u TS 110/35 kV „Ulcinj“ bila su, prema informacijama CGES-a, pretežno uzrokovana radovima na sanaciji ankernih djelova portalnih stubova na DV 110 kV „Bar – Možura“ i DV 110 kV „Možura – Ulcinj“. S obzirom na to da se TS „Ulcinj“ radijalno napaja preko 110 kV dalekovoda, isključenja navedenih elemenata dovodila su do beznaponskog stanja predmetnog konzuma. Tokom izvođenja radova potrošačima je bilo obezbijeđeno alternativno napajanje iz TS 110/35 kV „Bar“, preko 35 kV veze „Bar - Stari Bar – Ulcinj“.

Beznaponska stanja u TS 110/35 kV „Žabljak“ bila su uslovljena potrebom za isključenjem DV 110 kV „Lastva - Brezna – Žabljak“, radi bezbjednog izvođenja radova na izgradnji DV 400 kV „Lastva – Pljevlja“, naročito na njegovim dvosistemskim dionicama. Imajući u vidu radijalni način napajanja TS „Žabljak“, isključenje ovog dalekovoda uzrokovalo je beznaponsko stanje trafostanice. Ipak, tokom trajanja radova konzum TS „Žabljak“ napajan je iz TS „Brezna“, preko 35 kV veze „Brezna - Šavnik – Žabljak“.

Planirana beznaponska stanja u TS 110/35 kV „Vilusi“ bila su posljedica radova na redovnom održavanju, kako u samoj trafostanici, tako i na DV „Nikšić – Bileća“, sa kojeg se preko T-spoja napaja konzum TS „Vilusi“. Za razliku od ostalih pomenutih trafostanica, TS „Vilusi“ nema mogućnost alternativnog napajanja iz distributivne mreže. Zbog toga su tokom planiranih aktivnosti potrošači priključeni na ovu trafostanicu ostajali bez napajanja električnom energijom.

U TS 110/35 kV „Danilovgrad“ su, pored radova na redovnom održavanju koji obuhvataju ispitivanje zaštita, revizije prekidača i rastavljača, izvođeni i radovi na zamjeni poprečnih veza u dalekovodnim poljima. Navedeni radovi realizovani su u okviru aktivnosti na povećanju propusne moći DV 110 kV „Perućica – Danilovgrad“ i DV 110 kV „Danilovgrad – Podgorica“. Budući da je u TS „Danilovgrad“ ugrađen jedan transformator 110/35 kV, isključenja su dovođila do beznaponskog stanja, ali je konzum tokom radova napajan iz TS „Podgorica 1“, preko 35 kV dalekovoda „Podgorica 1 – Danilovgrad“.

U TS 110/35 kV „Kotor“ tokom 2025. godine u više navrata su izvođeni radovi na sanaciji krova komandne zgrade. Ovi radovi zahtijevali su isključenje oba transformatora 110/35 kV, što je dovođilo do beznaponskog stanja trafostanice. Međutim, konzum Kotora je za vrijeme radova napajan iz TS 110/35 kV „Tivat“, preko DV 35 kV „Tivat – Kotor“.

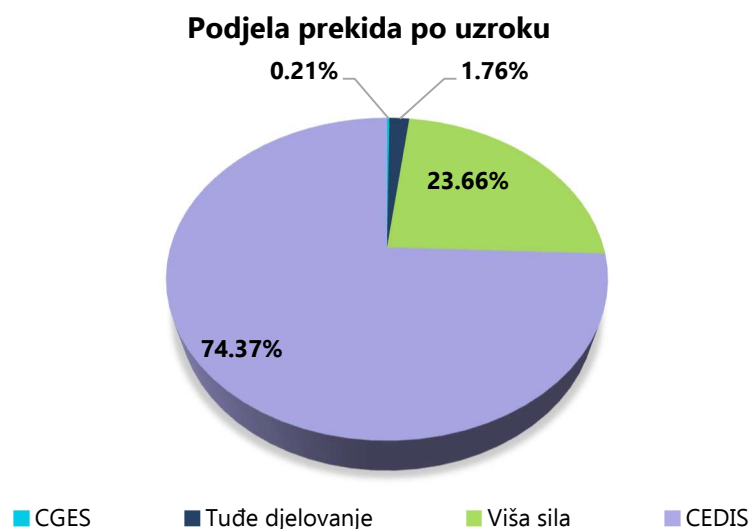
2.1.4.1.2 Opšti parametri kvaliteta operatora distributivnog sistema

Na nivou distributivnog sistema, opšti kvalitet isporuke električne energije na godišnjem nivou ocjenjuje se primjenom dva pokazatelja definisana Pravilima o minimumu kvaliteta: indeksa prosječnog trajanja prekida (*System Average Interruption Duration Index* – u daljem tekstu: SAIDI) i indeksa prosječne učestalosti prekida (*System Average Interruption Frequency Index* – u daljem tekstu: SAIFI). SAIDI iskazuje prosječno trajanje prekida u napajanju kojem je tokom godine izložen pojedinačni kupac priključen na distributivni sistem. Proračun ovog pokazatelja zasniva se na podacima o broju kupaca pogođenih svakim pojedinačnim prekidom, trajanju tog prekida i ukupnom broju kupaca priključenih na distributivni sistem na kraju posmatrane godine. SAIFI, sa druge strane, pokazuje prosječan broj prekida u napajanju po kupcu priključenom na distributivni sistem u toku godine. Ovaj pokazatelj utvrđuje se na osnovu broja kupaca pogođenih pojedinačnim prekidima i ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem na kraju posmatrane godine.

Ulazni podaci za proračun SAIDI i SAIFI pokazatelja preuzimaju se iz evidencije prekida koju vodi CEDIS. Za razliku od CGES-a, kod kojeg je veći stepen pouzdanosti podataka o prekidima obezbijeđen primjenom SCADA sistema, CEDIS još uvijek nije implementirao ovaj sistem u distributivnoj mreži. Evidencija prekida na 35 kV mreži vodi se korišćenjem softvera za praćenje prekida, topologije mreže i izradu izvještaja o prekidima (*Information SCADA System* – u daljem tekstu: ISS), kao i na osnovu dispečerskih dnevnika. Za 10 kV i 0,4 kV mrežu koriste se dispečerski dnevnici i obavještenja kupaca o prekidima u napajanju.

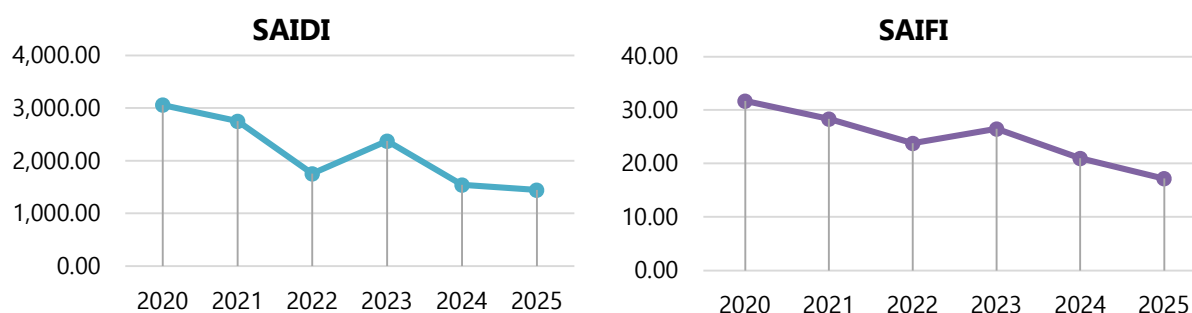
Iako ISS omogućava precizniju evidenciju prekida u odnosu na isključivo ručno vođenje podataka, implementacija SCADA sistema u distributivnoj mreži ostaje važan preduslov za dodatno unapređenje kvaliteta, tačnosti i pouzdanosti podataka o prekidima u napajanju.

Prema podacima dostavljenim od strane CEDIS-a, u 2025. godini je evidentirano ukupno 21.648 prekida isporuke u distributivnom sistemu, od čega 3.491 planiranih i 18.157 neplaniranih prekida. Od ukupnog broja prekida, CEDIS je bio uzrok 16.100 prekida, dok su, prema navodima CEDIS-a, 5.122 prekida uzrokovana višom silom. Broj prekida čiji je uzrok CGES i prekida koji su nastali tuđim djelovanjem je mnogo manji, 45 i 381, respektivno Na Grafiku 2.1.3 je prikazan udio prekida čiji je uzrok CEDIS, viša sila, tuđe djelovanje i CGES u ukupnom broju prekida u distributivnom sistemu.



Grafik 2.1.3 Poređenje broja prekida u distributivnom sistemu u 2025. godini

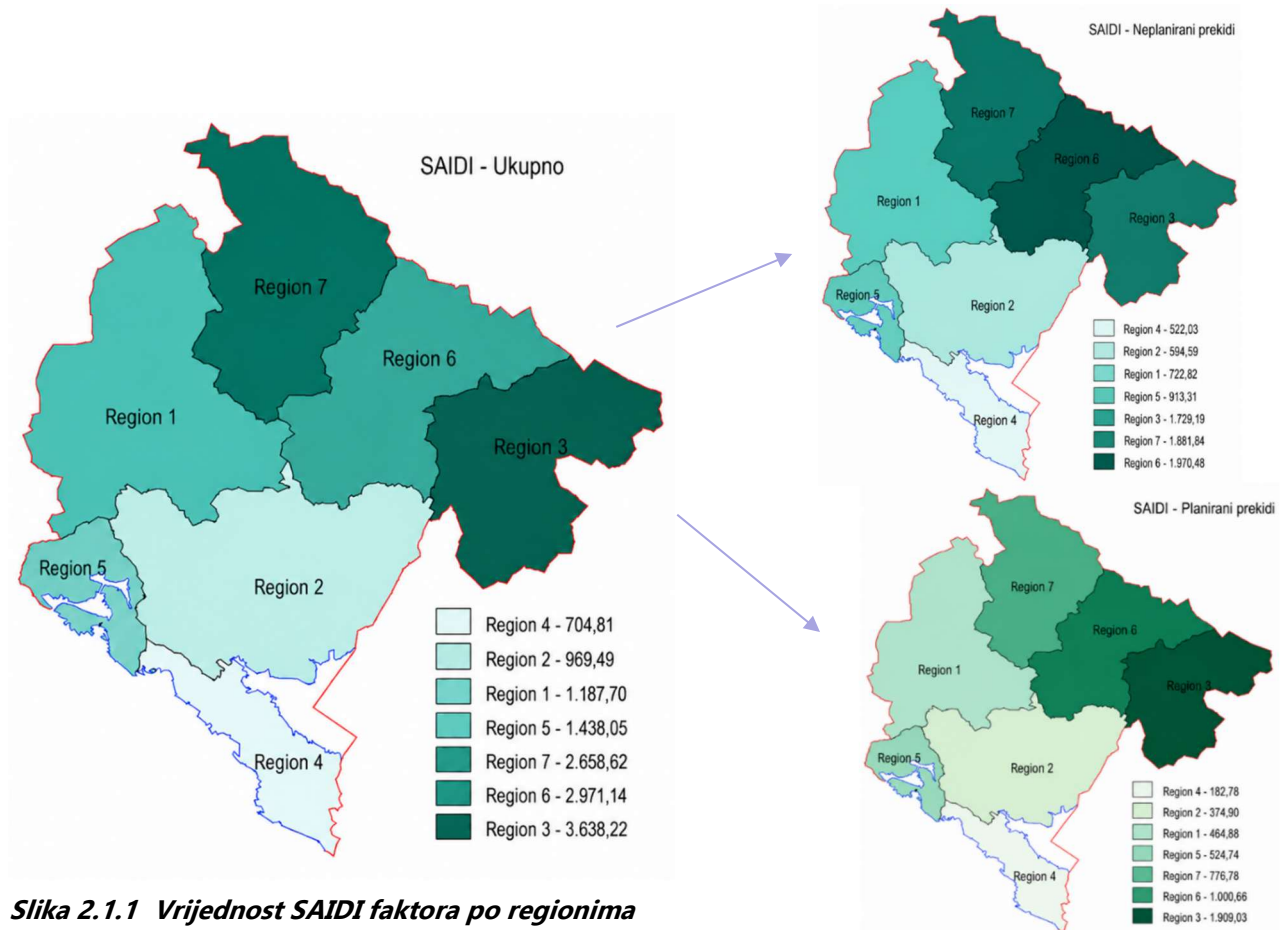
Kada je riječ o opštim indikatorima kvaliteta, na osnovu evidencije prekida koju je dostavio CEDIS, može se zaključiti da je u 2025. godini došlo do značajnog smanjenja vrijednosti ovih indikatora, odnosno poboljšanja kvaliteta isporuke električne energije iz distributivnog sistema. Indikator SAIDI iznosio je 1.446,43 minuta (24,11 sata), što je za 6,32% manje u odnosu na 2024. godinu, dok je indikator SAIFI iznosio 17,18, što je za 18,03% manje od vrijednosti ovog indikatora u 2024. godini. Navedeni podaci ukazuju na to da je došlo do značajnog smanjenja prosječnog trajanja prekida po kupcu, dok je njihova učestalost takođe smanjena. Na sljedećem grafiku je prikazano kretanje vrijednosti ovih indikatora u periodu 2020-2025. godina.



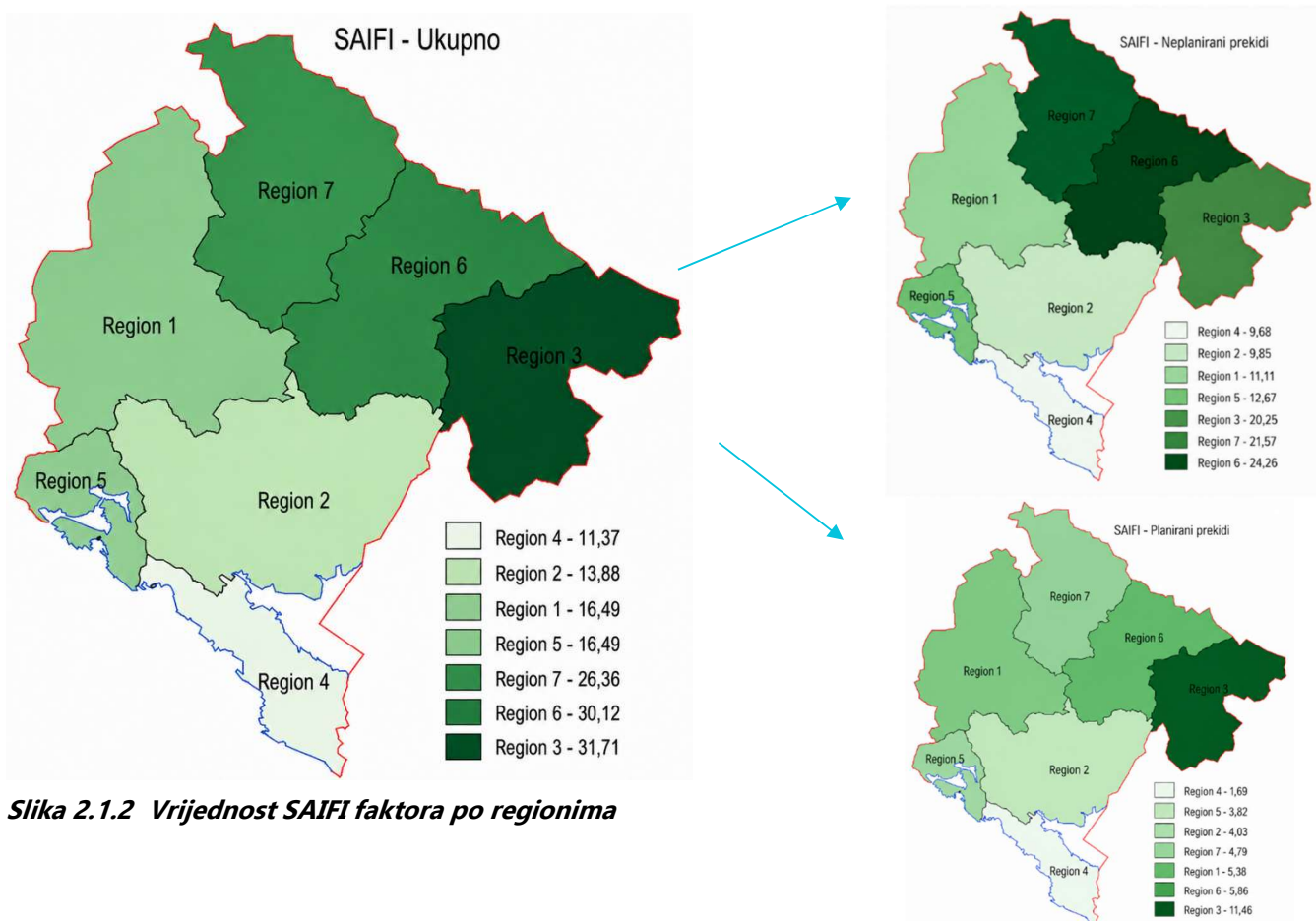
Grafik 2.1.4 Trend promjene vrijednosti indikatora SAIDI i SAIFI u periodu 2020 - 2025. godina

Pored opšte ocjene kvaliteta isporuke električne energije iz distributivnog sistema, značajno je sagledati i nivo kvaliteta isporuke po pojedinačnim regionima distributivnog sistema. Na Slici 2.1.2 prikazane su vrijednosti SAIDI pokazatelja po regionima, dok su na Slici 2.1.3 prikazane vrijednosti SAIFI pokazatelja po regionima. Analiza regionalnih pokazatelja SAIDI i SAIFI ukazuje da su najizraženije vrijednosti zabilježene u Regionima 3, 6 i 7. U Regionu 3, visok ukupni SAIDI od 3.638,22 minuta posljedica je značajnog doprinosa i planiranih i neplaniranih prekida, pri čemu je naročito izražen planirani SAIDI od 1.909,03 minuta. Istovremeno, Region 3 bilježi i najvišu ukupnu vrijednost SAIFI pokazatelja od 31,71 prekid, od čega se 20,25 odnosi na neplanirane, a 11,46 na planirane prekide, što ukazuje da su kupci u ovom regionu bili izloženi i relativno čestim i dugotrajnim prekidima napajanja.

Sa druge strane, u Regionima 6 i 7 dominantan doprinos ukupnoj vrijednosti SAIDI faktora potiče od neplaniranih prekida, što ukazuje na slabiju pouzdanost napajanja u ovim djelovima distributivnog sistema. U Regionu 6 ukupni SAIDI iznosi 2.971,14 minuta, od čega se 1.970,48 minuta odnosi na neplanirane prekide, dok ukupni SAIFI iznosi 30,12 prekida, od čega su 24,26 neplanirani prekidi. Slično tome, u Regionu 7 ukupni SAIDI iznosi 2.658,62 minuta, od čega se 1.881,84 minuta odnosi na neplanirane prekide, dok ukupni SAIFI iznosi 26,36 prekida, od čega su 21,57 neplanirani prekidi. Navedene vrijednosti, naročito visoki neplanirani SAIDI i SAIFI, ukazuju na nepovoljno stanje mreže, radijalni način napajanja pojedinih područja, ograničene mogućnosti rezervnog napajanja i duže vrijeme potrebno za otklanjanje kvarova. Imajući u vidu navedeno, poboljšanje pokazatelja u Regionima 6 i 7 treba usmjeriti prvenstveno na smanjenje broja i trajanja neplaniranih prekida, kroz sanaciju najkritičnijih dionica mreže, unapređenje mogućnosti rezervnog napajanja i prioritarna ulaganja u elemente koji najviše utiču na kvalitet isporuke električne energije.



Slika 2.1.1 Vrijednost SAIDI faktora po regionima



Slika 2.1.2 Vrijednost SAIFI faktora po regionima

2.1.4.2 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 o minimumu kvaliteta.

Pravila o minimumu kvaliteta definišu minimalne standarde kvaliteta usluga koji se zahtijevaju od operatora sistema i snabdjevača. U 2025. godini je analizom dostavljenih podataka i neposrednim kontrolama vršeno praćenje kvaliteta pružene usluge od strane navedenih subjekata.

a) Pojedinačni parametri kvaliteta operatora prenosnog sistema

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

- **ponovno uspostavljanje napajanja u prenosnom sistemu električne energije** – ako je operator prenosnog sistema odgovoran za prekid napajanja objekta kupca, a u roku od 24 sata ne uspostavi ponovno napajanje u prenosnom sistemu električne energije,
- **neprekidnost napajanja u prenosnom sistemu** - ako je trajanje neplaniranih prekida za koje je odgovoran operator prenosnog sistema ukupno trajalo duže od 48 sati na mjesečnom nivou.

U 2025. godini, na nivou prenosnog sistema nije evidentiran neplanirani prekid koji je trajao preko 24 sata.

2.1.4.2.1 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 distributivnog sistema odgovoran za prekid napajanja objekta kupca, a u roku od 24, odnosno 36 sati ne uspostavi ponovno napajanje u distributivnom sistemu električne energije,
- **neprekidnost napajanja u distributivnom sistemu** - ako je trajanje neplaniranih prekida za koje je odgovoran operator distributivnog sistema ukupno trajalo duže od 48 sati na mjesečnom nivou,
- **obavještenje o prekidu napajanja** - kada operator distributivnog sistema izvrši prekid u napajanju objekta kupca, ako u roku od 24 sata unaprijed, nije obavijestio kupca o početku i trajanju prekida napajanja putem sredstava javnog informisanja i svoje internet stranice,
- **priključenje kupca** - ako operator distributivnog sistema, nakon prijave o zaključenju ugovora o snabdijevanju električnom energijom sa kupcem, ne izvrši priključenje kupca, u roku od sedam dana od dana prijavljivanja ugovora o snabdijevanju,
- **ponovno priključenje kupca** - ako operator distributivnog sistema, nakon prijema zahtjeva, ne izvrši priključenje kupca u roku od 20 sati od prijema naloga snabdjevača,

- **odgovor na zahtjev za kontrolu ispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja** - ako operator distributivnog sistema po prijemu zahtjeva kupca da mjerni uređaj ne funkcionira ispravno, ne obide objekat kupca i ne da mišljenje, u roku od pet dana nakon prijema zahtjeva kupca dostavljenog preko snabdjevača,
- **obilazak objekta kupca** - ako operator distributivnog sistema ne izvrši obilazak objekta kupca u roku od osam dana nakon obavještenja,
- **odgovor na prigovor o naponu** - ako operator distributivnog sistema, 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 od 30 dana nakon prijema obavještenja, 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 distributivnog sistema ne otkloni nedozvoljeno odstupanje u roku koji, od dana odgovora na prigovor kupca iznosi: 1) ako se otklanjanje odstupanja napona može riješiti obavljanjem pogonskih manipulacija, u roku od tri dana od dana davanja odgovora operatora, 2) ako je otklanjanje odstupanja napona moguće otkloniti putem održavanja u skladu sa pravilima kojima se uređuje funkcionisanje distributivnog sistema, u roku od tri mjeseca od dana davanja odgovora operatora, 3) ako se otklanjanje odstupanja napona ne može riješiti na način iz tač. 1 i 2 ovog člana, u roku od šest mjeseci od dana davanja odgovora operatora.

Propisivanjem pojedinačnih 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 2025. godini evidentirao sljedeće:

- od ukupno 17.544 neplanirana prekida u 2025. godini, bilo je 226 (1,24%) neplaniranih 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 izazvan kvarom na kablovskom vodu, a čiji je uzrok bio CEDIS;
- od ukupno 3.683 slučaja prijave o neispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja, bilo je 1.959 (53,19%) slučajeva u kojem CEDIS nije u roku od pet dana nakon prijema zahtjeva kupca odgovorio na navedenu prijavu,
- od ukupno 563 slučaja prigovora o naponu, bio je 431 (76,55%) slučaj u kojim CEDIS nije u roku od 30 dana nakon prijema obavještenja odgovorio na prigovor o naponu.

2.1.4.2.2 Pojedinačni parametri kvaliteta snabdjevača

Pravila o minimumu kvaliteta utvrđuju i pojedinačne parametre kvaliteta za snabdjevače električnom energijom, koji se odnose na:

- **odgovor na pitanja u vezi plaćanja** - ako kupac traži provjeru ispravnosti obračuna ili mjernih veličina (potrošnje) iskazanih na računu za utrošenu električnu energiju u skladu sa opštim uslovima za snabdijevanje, a snabdjevač, u roku od 8 dana od dana prijema zahtjeva, ne dostavi detaljno obrazložen odgovor, kao i ako kupac traži odgovor u vezi sa neizvršavanjem finansijske kompenzacije, a snabdjevač, u roku od 8 dana od dana prijema zahtjeva, ne dostavi detaljno obrazložen odgovor,
- **zahtjev za ponovno priključenje** - ako snabdjevač nije, najkasnije u roku od četiri sata od podnošenja zahtjeva za ponovno priključenje i izmirenja obaveza kupca, odnosno zaključenja sporazuma, uputio zahtjev za priključenje operatoru distributivnog sistema za kupca koji je isključen zbog neplaćanja, i
- **odgovor na zahtjev za kontrolu ispravnosti funkcionisanja mjernog uređaja** - ako snabdjevač nije, u roku od 8 dana nakon prijema zahtjeva, odgovorio kupcu.

Agencija je tokom 2025. godine vršila nadzor nad jedinim aktivnim snabdjevačem - EPCG, koja je, u skladu sa Pravilima, dostavljala izvještajne obrasce. Više podataka o vansudskoj zaštiti kupaca u predmetnoj oblasti dato je u Poglavlju 4.3.3 - Zaštita potrošača.

2.1.5 Transparentnost i dostupnost informacija u vezi sa tržištem električne energije

Pravilnikom o podacima koje obezbjeđuje operator prenosnog sistema električne energije i načinu dostavljanja i objavljivanja podataka od značaja za tržište električne energije („Službeni list CG”, broj 14/18) donesenim na osnovu Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG”, broj 42/16), kojim je u nacionalno zakonodavstvo transponovana Uredba Komisije EU br. 543/2013 o dostavljanju i objavljivanju podataka o tržištima električne energije, 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.

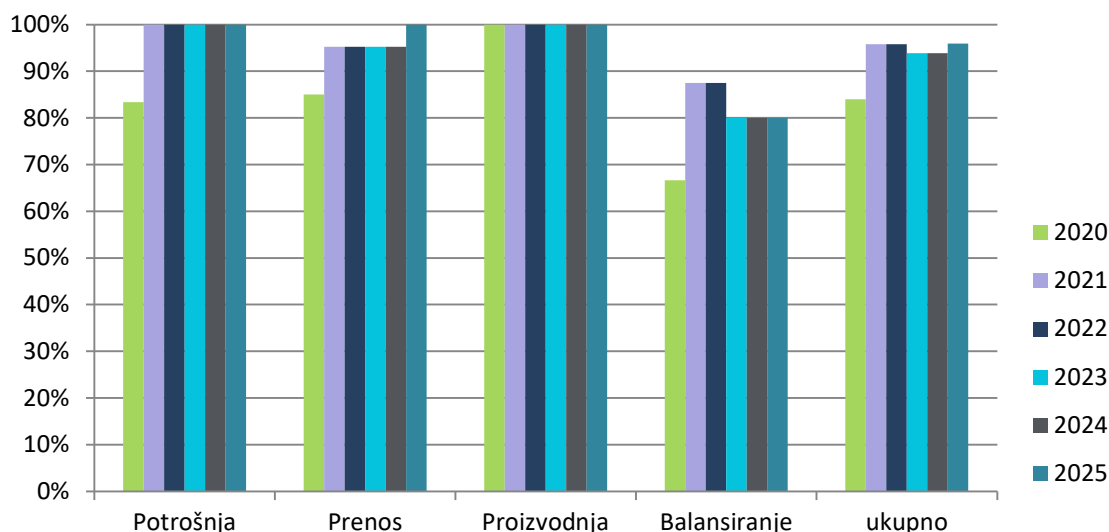
Navedenim pravilnikom prepoznata je važnost omogućavanja dostupnosti podataka od značaja za funkcionisanje tržišta u cilju obezbjeđenja ravnopravnog položaja svih učesnika na tržištu, kao bitnog preduslova za adekvatno funkcionisanje tržišta.

Nadležnosti Agencije u pogledu nadzora nad primjenom navedenog propisa propisane su Zakonom, gdje je definisano da Agencija prati i analizira rad i poslovanje energetske subjekata u odnosu na ostvareni stepen transparentnosti ili dostupnosti informacija vezanih za tržište električne energije.

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.

Agencija je tokom 2025. godine pratila stepen objavljenih podataka od strane CGES-a na ENTSO-E platformi, pri čemu je dio podataka, koji su iz njenog djelokruga rada, u njegovo ime objavljivala i Kancelarija za koordinisane aukcije u Jugoistočnoj Evropi SEE CAO (eng. *Southeast Europe Coordinated Auction Office*).

Na grafiku 2.1.5 dat je uporedni prikaz objavljenih podataka za period 2020-2025. godina, po prethodno pomenutim izvještajnim kategorijama.



Grafik 2.1.5 Stepenn objavljenih podataka od značaja za funkcionisanje tržišta za period 2020-2025

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 Agencije i drugih regulatornih tijela ugovornih strana Energetske zajednice.²²

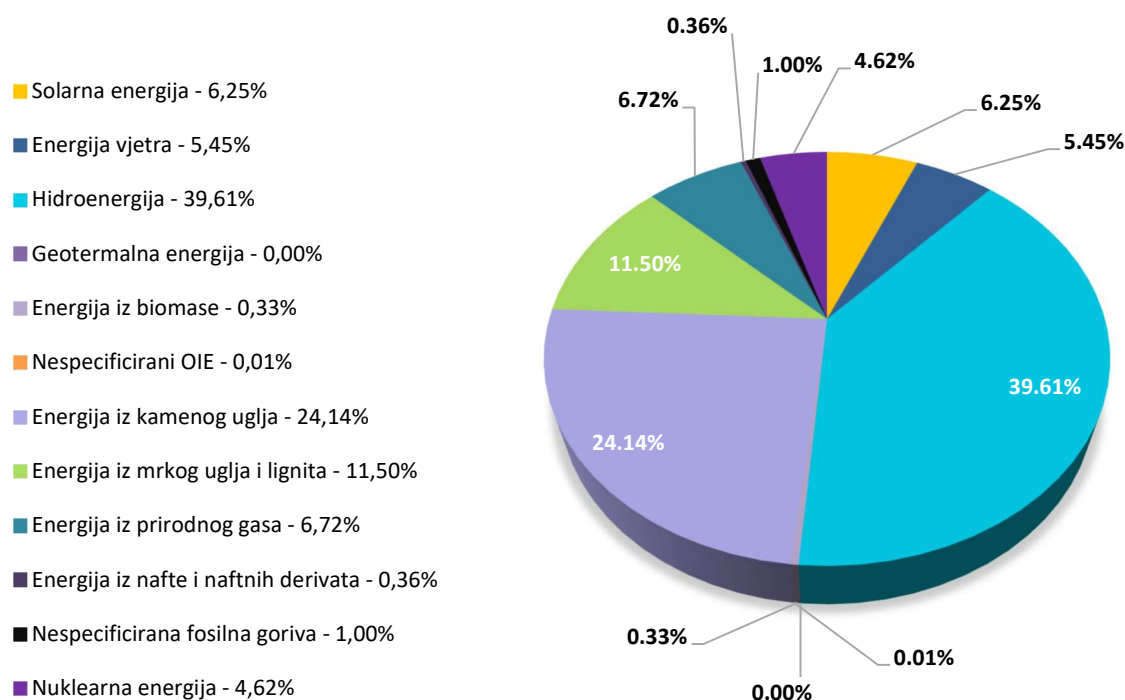
2.1.6 Udjeli izvora energije

Članom 59 stav 5 Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, 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 101/25 i 58/26), propisano je da Agencija vrši 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 navedenim odredbama, Agencija je kontrolisala proračune koje su sačinili navedeni energetske subjekti, a koji se odnose na izvještajnu godinu. Prilikom predmetnih kontrola nijesu uočene nepravilnosti, a izvještaji o kontrolama su objavljeni na sajtu Agencije.

EPCG je svim svojim kupcima dostavila izvještaj, koji, između ostalog, sadrži podatke o strukturi pojedinih udjela izvora energije u ukupnoj isporučenoj električnoj energiji za 2024. godinu, dobijene na osnovu gorenavedenog proračuna. Prikaz udjela svih vrsta izvora energije u isporučenoj električnoj energiji krajnjim kupcima prikazan je na Grafiku 2.1.6..

²² Uporednom pregledu može se pristupiti putem sljedećeg linka: <https://www.energy-community.org/aboutus/institutions/ECRB.html>



Grafik 2.1.6 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 2025. godini EPCG je u ponudi imala samo jedan model sa garantovanom strukturom, koji je podrazumijevao isključivo energiju iz obnovljivih izvora. Kupci iz ovog tarifnog modela imali su 100% udio energije iz vjetra u isporučenoj električnoj energiji u izvještajnoj godini.

2.1.7 Ispunjenost uslova iz sertifikata i licence

Zakonom je propisano da Agencija 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”, broj 123/25) propisano je da je subjekat koji obavlja energetsku djelatnost dužan da u toku perioda važenja licence ispunjava uslove koji su propisani Zakonom i na osnovu kojih je licenca izdata.

U pogledu poštovanja navedenih odredbi, Agencija je u izvještajnoj godini kontrolisana ispunjenost uslova iz člana 56 stav 3 Zakona kod 10 subjekata iz oblasti električne energije. Od subjekata je traženo da dostave Izvod iz Centralnog registra privrednih subjekata, Statut društva i potvrdu izdatu od nadležnog državnog organa da članovi organa upravljanja podnosioca zahtjeva nijesu bili pravosnažno osuđeni za krivična djela koja ih čine nepodobnim za vršenje funkcije.

Provjerom navedenih uslova utvrđeno je da DOO „Energia gas and power“ Podgorica ne ispunjava uslove iz licence pa je ovom subjektu nakon spovedenog postupka po službenoj dužnosti trajno oduzeta licenca za snabdijevanje električnom energijom.

2.2 Djelatnosti u oblasti nafte i gasa

Tokom 2025. godine je u sektoru naftnih derivata i gasa kroz kontrolu 23 licencirana subjekta, na 28 maloprodajnih objekata, kontrolisano 119 licenci za obavljanje energetske djelatnosti.

Prilikom kontrola vršen 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.,
- izvještaje 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 Agencije,
- provjeru poštovanja obaveze poslovanja isključivo sa licenciranim subjektima,
- provjeru načina vršenja nabavke naftnih derivata, prateće dokumentacije, kao i dokumentacije u vezi sa transportnim sredstvima kojima se obavlja transport naftnih derivata, i
- provjeru stanja na maloprodajnim objektima i druga pitanja od značaja za kvalitetno pružanje usluga korisnicima.

Kontrolama nijesu utvrđene nepravilnosti.

REZIME:

Na kraju 2025. godine EPCG je imala zaključene ugovore o snabdijevanju sa 246.515 kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije (54% od ukupnog broja kupaca priključenih na distributivni sistem električne energije, t.j. 456.813), što je porast od 4% u odnosu na broj zaključenih ugovora u 2024. godini. U 2025. godini je izvršena obustava snabdijevanja električnom energijom zbog nezaključivanja ugovora o snabdijevanju kod 73 kupca. Rok dat Zakonom za izvršenje obaveze zaključivanja ugovora o snabdijevanju je 31. decembar 2026. godine.

Na osnovu informacija dobijenih od energetske subjekata, zaključuje se da su propisane obaveze razgraničenja imovine između operatora prenosnog sistema i proizvođača, odnosno između operatora prenosnog i operatora distributivnog sistema, realizovane.

Kada je riječ o opštem kvalitetu isporuke električne energije iz prenosnog sistema, indikator prosječnog vremena prekida je u 2025. godini iznosio 414,07 minuta (6,9 sati), a indikator neisporučene električne energije 2.394,94 MWh, što predstavlja poboljšanje u odnosu na 2024. godinu za 62,97%, odnosno 61,99%. U odnosu na prosjek za period 2020–2024, ukupni AIT je u 2025. godini smanjen sa 895,96 min na 414,07 min, odnosno za 53,78%. Istovremeno, ENS je smanjen sa prosječnih 5.110,52 MWh na 2.394,94 MWh, što predstavlja smanjenje od 53,14%, što ukazuje na značajno povoljnije pokazatelje kvaliteta isporuke električne energije u prenosnom sistemu u odnosu na petogodišnji prosjek. Sa druge strane, na osnovu evidencije prekida koju je dostavio CEDIS, može se zaključiti da je u 2025. godini došlo do značajnog smanjenja vrijednosti indikatora opšteg kvaliteta distributivnog sistema, odnosno poboljšanja kvaliteta isporuke električne energije. Indeks prosječnog trajanja prekida iznosio je 1.446,43 minuta (24,11 sati), što je za 6,32% manje u odnosu na 2024. godinu, dok je indeks prosječne učestalosti prekida iznosio 17,18, što je za 18,03% manje od vrijednosti ovog indeksa u 2024. godini.

Tokom 2025. godine je u sektoru naftnih derivata i gasa kroz kontrolu 23 licencirana subjekta, na 28 maloprodajnih objekata, kontrolisano 119 licenci za obavljanje energetske djelatnosti. Kontrolama nijesu utvrđene nepravilnosti.

3. INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU

3 INVESTICIJE U ENERGETSKOM SEKTORU

3.1 Investicije „Elektroprivrede Crne Gore“ AD Nikšić (EPCG)

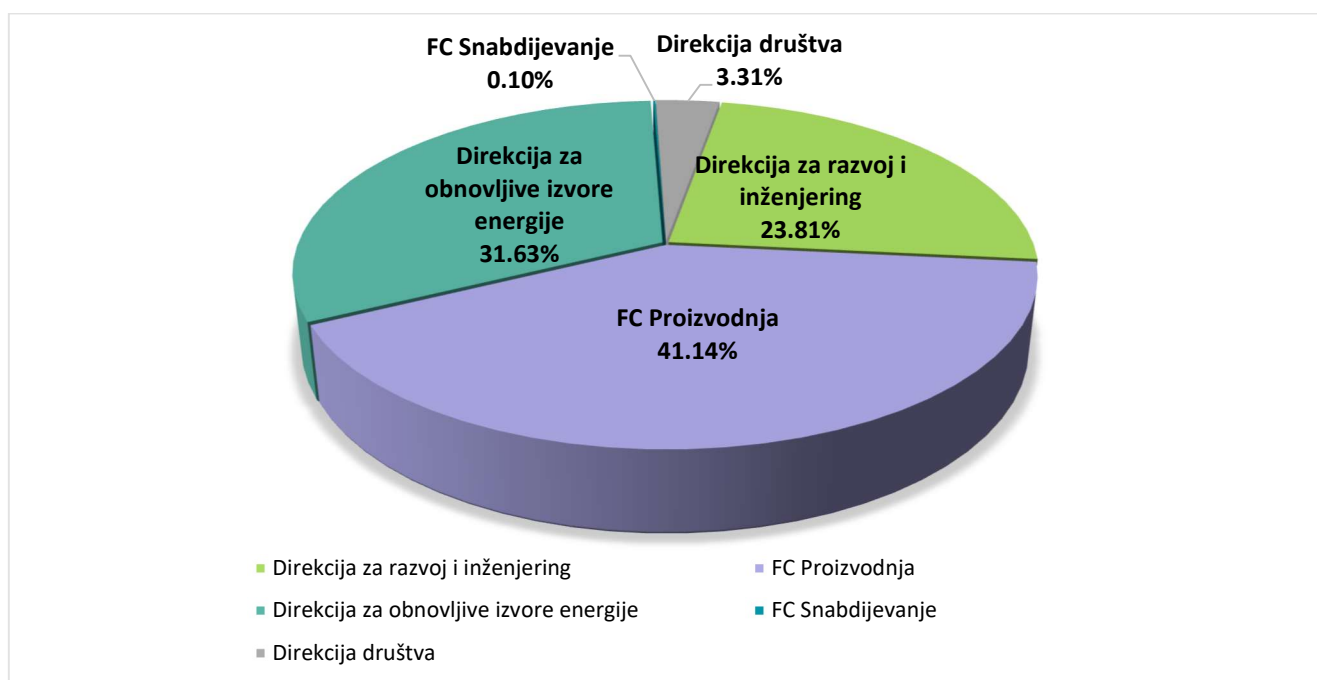
Investiciona ulaganja EPCG AD Nikšić u 2025. godini iznosila su ukupno 86.849.646 €²³.

Tabela 3.1.1. prikazuje raspodjelu investicionih sredstava po svim funkcionalnim i organizacionim jedinicama EPCG i njihovim sastavnim djelovima, dok su njihovi relativni udjeli predstavljeni na Grafiku 3.1.1.

Tabela 3.1.1 Pregled realizacije investicija EPCG u 2025. godini

R.b.	INVESTICIJE	2025. godina [€]
1.	Direkcija za obnovljive izvore energije	27.470.770
2.	FC Proizvodnja	35.734.110
2.1.	HE Perućica	936.938
2.2.	HE Piva	2.143.736
2.3.	TE Pljevlja	32.649.565
2.4.	Direkcija FC Proizvodnja	3.870
3.	Direkcija za razvoj i inženjering	20.677.186
3.1.	HE Perućica (modernizacija i vanredno održavanje)	15.518.537
3.2.	HE Piva (modernizacija i vanredno održavanje)	341.658
3.3.	TE Pljevlja (modernizacija i vanredno održavanje)	2.724.455
3.4.	GFD (modernizacija i vanredno održavanje)	2.092.536
4.	FC Snabdijevanje	90.086
5.	Direkcija društva	2.877.494
UKUPNO (1+2+3+4+5)		86.849.646

²³ Izvještaj o realizaciji investicija Elektroprivrede Crne Gore AD Nikšić za 2025. godinu, broj IN-13/18106-26/GFD od 12.05.2026. godine.



Grafik 3.1.1 Udjeli investicionih ulaganja EPCG u 2025. godini

Najveći dio investicionih ulaganja EPCG u 2025. godini, odnosno 35.734.110 € ili 41,14% ukupnih investicija, usmjeren je na projekte FC Proizvodnje.

Najznačajnija ulaganja realizovana su u TE „Pljevlja“ i to na projektima:

- ekološka rekonstrukcija TE Pljevlja gdje je uloženo 17.789.264 €;
- adaptacija kotla sa zamjenom zagrijača vazduha, ekonomajzera, SCR katalizatori i SGH gdje je uloženo 8.578.550 €;
- unutrašnje obloge dimnjaka gdje je uloženo 8.679.360 €.

Značajna ulaganja realizovana su i u HE „Perućica“ na projektu rekonstrukcija mHE - radna kola agregata br. II u iznosu od 459.049 € kao i na projektu izrade projektne dokumentacije za izgradnju magacinskog prostora na HE „Perućica“ i izvođenje radova, u iznosu od 173.783 €.

U HE „Piva“ najveći dio ulaganja odnosio se na projeke zamjene blok transformatora i visokonaponskih kablova, u iznosu od 1.687.174 €, kao i remont generatora G1, u iznosu od 222.550€.

Najveći dio ulaganja Direkcije za obnovljive izvore energije se tokom 2025. godine odnosio na projekte „Solari 5000+“, u iznosu od 17.333.530 €, i izgradnju solarnih elektrana u vlasništvu EPCG za koje je izdvojeno 9.998.845 €. Preostali dio investicija odnosio se na projekat izrade studije izvodljivosti za baterijske elektroskladišne sisteme u iznosu od 13.549 €, kao i na nabavku alata, inventara i realizaciju opštih projekata.

Direkcija za razvoj i inženjering je tokom 2025. godine realizovala investicije u iznosu od 20.677.186 €, što čini 23,81% ukupnih ulaganja. Najveća ulaganja zabilježena su na HE „Perućica“, i to na projektu rekonstrukcija i modernizacija II faze.

U HE „Piva“ najveći dio ulaganja odnose se, takođe, na projekat rekonstrukcije i modernizacije II faze.

U TE „Pljevlja“ najveća ulaganja realizovana su na projektu nastavka korišćenja i fazne rekultivacije deponije Maljevac.

Direkcija društva je tokom 2025. godine realizovala investicije u ukupnom iznosu od 2.877.494 €, što predstavlja 3,31% ukupnih sredstava.

Najveća ulaganja odnose se na projekat VE „Gvozd“, projekat HE „Kruševo“ i ulaganja u EPCG Željezaru. Ostala ulaganja odnose se na IT projekte i projekte opšte namjene. U okviru realizovanih IT projekata najveća ulaganja su zabilježena na projektima: Document Management System, softver za praćenje i upravljanje terenskim ekipama, Data centar i DRS konsolidacija kao i softver za optimizaciju u trgovini električnom energijom.

Kada je riječ o projektima opšte namjene, najveća ulaganja odnose se na nabavku vozila i IT opreme za potrebe Direkcije Društva.

U okviru FC Snabdijevanje realizovana su ulaganja u ukupnom iznosu od 90.086 €, što predstavlja 0,10% ukupnih investicija. Najveći dio ulaganja odnosi se na razvoj ERP sistema (EBS i Billing) i projekte opšte namjene.

3.2 Investicije „Crnogorskog elektrodistributivnog sistema“ DOO Podgorica (CEDIS)

Agencija je u postupku davanja saglasnosti na „Ažurirani investicioni plan za 2025. godinu“, CEDIS-u odobrila investicije ukupne vrijednosti od 33.025.323 € za 2025. godinu. Planirane investicije su razvrstane po grupama osnovnih sredstava, i to na: primarnu mrežu, sekundarnu mrežu, AMR i mjerna sredstva, ostala osnovna sredstva i nepredviđene projekte.

Tokom 2025. godine, CEDIS je realizovao investicije u iznosu od 14.095.392 €, što čini 43% od planiranih ulaganja za tu godinu. Pored ulaganja predviđenih za 2025. godinu, CEDIS je realizovao i dodatne investicije u iznosu od 19.914.044 €, koje se odnose na projekte iz ranijih investicionih planova.

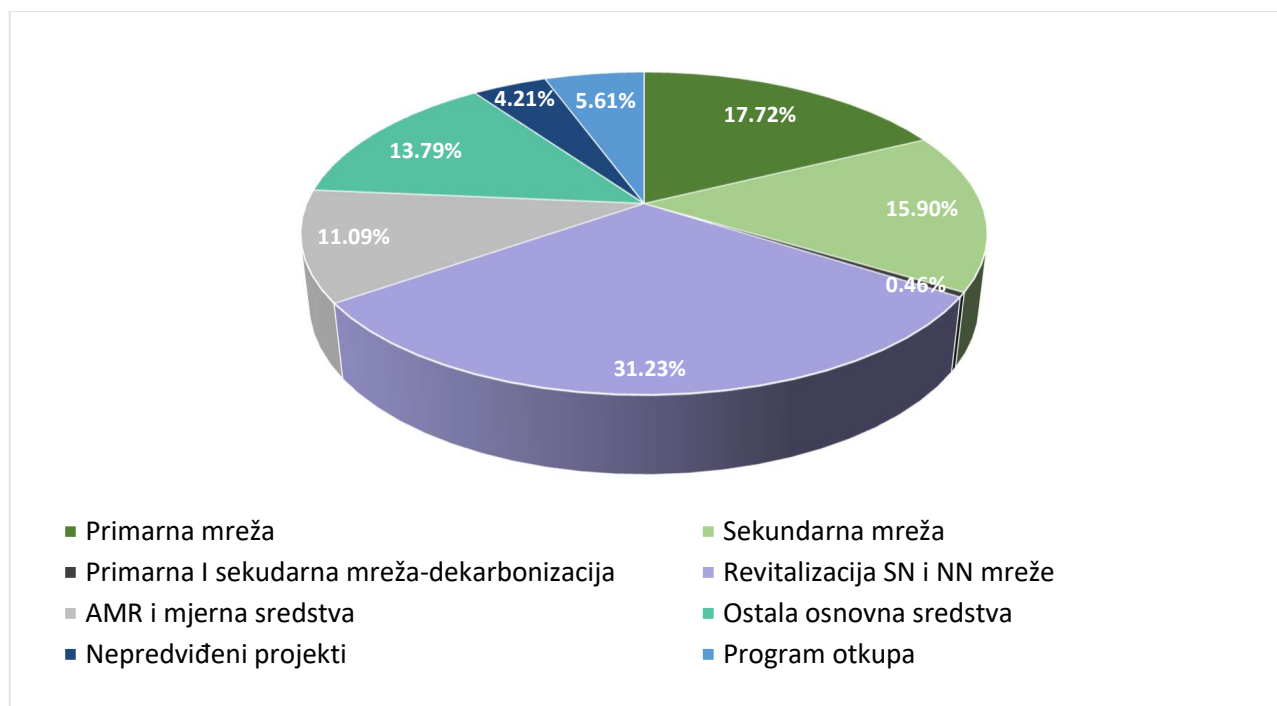
Osim ovih ulaganja, CEDIS je tokom 2025. godine izvršio i otkup elektroenergetske infrastrukture u vrijednosti od 2.019.711 €.

Tabela 3.2.1. prikazuje realizaciju odobrenih investicija za 2025. godinu, kao i investicija planiranih u periodu 2012 - 2024, a koje su realizovane tokom 2025. godine.

Tabela 3.2.1 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2025. godinu i investicija planiranih za period 2012 – 2024. godina, realizovanih u 2025. godini

R.b.	OPIS	2025. godina			
		Investicioni plan		Investicije planirane za period 2012 - 2024. godine	Ukupno [€]
		Plan [€]	Realizacija [€]	Realizacija [€]	
1	Primarna mreža	6.765.223	1.016.698	5.367.916	6.384.614
2	Sekundarna mreža	3.901.610	600.406	5.127.553	5.727.959
3	Primarna mreža-dekarbonizacija Sekundarna mreža-dekarbonizacija	113.000	164.016	0	164.016
4	Revitalizacija SN i NN mreže	9.000.000	3.896.188	7.355.891	11.252.079
5	AMR i mjerna sredstva	8.684.223	3.215.869	779.671	3.995.540
6	Ostala osnovna sredstva	3.413.000	3.687.139	1.283.013	4.970.152
7	Nepredviđeni projekti	1.148.267	1.515.076	0	1.515.076
UKUPNO		33.025.323	14.095.392	19.914.044	34.009.436
8	Program otkupa	17.388.383	2.019.711	0	2.019.711
Realizacija investicija i programa otkupa (1+2+3+4+5+6+7+8)		50.413.706	16.115.103	19.914.044	36.029.147

U nastavku se nalaze i podaci o učešću pojedinih kategorija ulaganja u ukupno realizovanim investicijama CEDIS-a u izvještajnoj godini.



Grafik 3.2.1 Udjeli različitih kategorija investicija u ukupnim ulaganjima CEDIS-a u 2025. godini

Investicije u primarnu i sekundarnu mrežu, AMR i mjerna sredstva, kao i ostala osnovna sredstva, realizovane su u manjem obimu od planiranog, uglavnom kao posljedica problema u rješavanju imovinsko-pravnih odnosa i poteškoća vezanih za sprovođenje javnih nabavki.

Pored investicija u distributivni sistem koje CEDIS kao nadležni operator realizuje, mreža se razvija i kroz otkup infrastrukture koja služi za distribuciju električne energije, a koju su izgradila druga pravna i fizička lica. Prema važećim zakonskim odredbama, podnosilac zahtjeva za priključenje može odlučiti da priključnu infrastrukturu gradi o sopstvenom trošku, uz obavezu CEDIS-a da izvrši njen otkup. Takođe, zakon definiše da se infrastruktura izgrađena od strane trećih lica, a koja se koristi za distribuciju, može privremeno koristiti od strane CEDIS-a, sve do formalnog zaključenja ugovora o otkupu, pod uslovom da je vlasnik dužan da istu infrastrukturu održava funkcionalnom. Ova infrastruktura se smatra dijelom distributivnog sistema ukoliko je koristi više korisnika osim samog vlasnika, ili ukoliko bi njenim izostankom došlo do poremećaja u radu sistema.

Vrijednost planiranog otkupa elektroenergetske infrastrukture za 2025. godinu iznosila je 3,57% ukupne imovine CEDIS-a na kraju izvještajnog perioda. Međutim, realizacija je ostvarena u znatno manjem obimu od planiranog, odnosno u iznosu od 2.019.711 €. Prema informacijama koje je dostavio CEDIS, ključni razlozi za umanjenu realizaciju odnose se na dugogodišnje poteškoće u obezbjeđivanju zakonom propisane dokumentacije od strane vlasnika infrastrukture, kao i na značajno povećanje procijenjene vrijednosti te imovine u odnosu na početne planove.

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 2025. godinu predviđeno je 96 investicionih projekata u dijelu Primarne mreže, od čega se realizacija 43 projekta sprovodi kroz projekat Dekarbonizacije energetskog sektora Crne Gore u saradnji sa Svjetskom bankom.

Od prethodno navedenog broja:

- 16 projekata je planirano da se realizuje u 2025. godini,
- tri projekta su planirana da se realizuju u periodu od 2024. do 2025. godine,
- dva projekta su planirana da se realizuju u periodu od 2024. do 2026. godine,
- 75 projekata je planirano da se realizuje u periodu od 2025. do 2026. godine.

Planirana vrijednost investicionih projekata, vezanih za *Primarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2025. godini iznosi 6.872.223 €, od čega se 107.000 € odnosi na projekat Dekarbonizacije.

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

- završena je realizacija jednog investicionog projekta,
- za jedan investicioni projekat radovi su u toku,
- za 39 investicionih projekata u toku su aktivnosti na izradi projektne dokumentacije, rješavanju imovinsko-pravnih odnosa i postupcima javne nabavke,
- za 55 investicionih projekata u toku su pripremne aktivnosti neophodne u postupku stvaranja uslova za realizaciju istih.

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 2025. godinu predviđen je 341 investicioni projekat u dijelu Sekundarne mreže, od čega se realizacija dva projekta sprovodi kroz projekat Dekarbonizacije energetskog sektora Crne Gore u saradnji sa Svjetskom bankom.

Planirana vrijednost investicionih projekata, vezanih za *Sekundarnu mrežu*, čija je realizacija planirana u 2025. godini iznosi 3.907.610 €, od čega se 6.000 € odnosi na projekat Dekarbonizacije.

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

- okončana je realizacija tri investiciona projekta,
- za četiri investiciona projekta radovi su u toku,

- za 116 investicionih projekata u toku su aktivnosti na izradi projektne dokumentacije, rješavanju imovinsko-pravnih odnosa i postupcima javne nabavke,
- za 210 investicionih projekata u toku su pripremne aktivnosti neophodne u postupku stvaranja uslova za realizaciju istih,
- realizaciju osam investicionih projekata preuzeli su investitori u skladu sa članom 166 stav 2 Zakona.

Projekat dekarbonizacije energetskeg sektora Crne Gore

Početkom decembra 2024. godine je dobijeno odobrenje Odbora direktora Svjetske banke za Projekat i kreditnu liniju od 21 milion € za realizaciju projekta dekarbonizacije energetskeg sektora Crne Gore koju implementira CEDIS s ciljem povećanja operativne efikasnosti elektrodistributivne mreže u Crnoj Gori.

Projekat se sastoji od tri podkomponente:

- rekonstrukcija 35 kV rasklopnih postrojenja u trafostanicama 110/35 kV,
- zamjena transformatora,
- pilot investicija za poboljšanje „vidljivosti“ niskonaponske mreže.

Za realizaciju kroz prve dvije podkomponente projekta Dekarbonizacije, predviđeno je 45 pojedinačnih investicionih projekata obuhvaćenih Investicionim planom za 2025. godinu. Treća podkomponenta projekta dekarbonizacije, biće predviđena budućim Investicionim planovima CEDIS-a. Tokom 2025. godine, za projekat Dekarbonizacije energetskeg sektora Crne Gore utrošeno je 164.016 €.

Sami ugovor o kreditu između Svjetske banke i Ministarstva finansija je potpisan krajem decembra 2024. godine, a uslovi za efektivnost zajma su ispunjeni 14. februara 2025. godine.

Revitalizacija mreže

Projekti revitalizacije srednjenaponske (SN) i niskonaponske (NN) distributivne mreže predstavljaju izuzetno važne investicije u elektrodistributivni sistem, zasnovane na analizi stanja distributivne mreže sa koje se napajaju ruralna područja Crne Gore i usmjerene na poboljšanje kvaliteta napajanja električnom energijom.

Imajući u vidu stanje sekundarne mreže, posebno kada je u pitanju nadzemna 10 kV i niskonaponska mreža, CEDIS se odlučio za značajna ulaganja u ovu mrežu, u cilju stvaranja uslova za dovođenje naponskih prilika u granice propisane standardima i u najmanje naseljenim djelovima Crne Gore. Ulaganja se odnose na revitalizaciju i rekonstrukciju 10 kV i niskonaponske mreže. Posebna pažnja je posvećena skraćivanju dužine niskonaponskih 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 2025. godine, rađeno je na revitalizaciji:

- Region 1 (Nikšić i Plužine) – 46 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i tri STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.517.000 €;
- Region 2 (Cetinje, Danilovgrad, Zeta, Podgorica i Tuzi) – 55 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 70 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.639.142 €;
- Region 3 (Andrijevisa, Berane, Gusinje, Petnjica, Plav i Rožaje) – 35 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 29 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 2.000.809 €;
- Region 4 (Bar, Budva i Ulcinj) – 40 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 15 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 814.729 €;
- Region 5 (Herceg Novi, Kotor i Tivat) – 24 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 13 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 546.484 €;
- Region 6 (Bijelo Polje, Kolašin i Mojkovac) – 35 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 30 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 3.230.264 €;
- Region 7 (Pljevlja, Šavnik i Žabljak) – 20 dalekovoda u 10 kV i 0,4 kV mreži i 12 STS 10/0,4 kV, u ukupnom iznosu od 1.503.651 €.

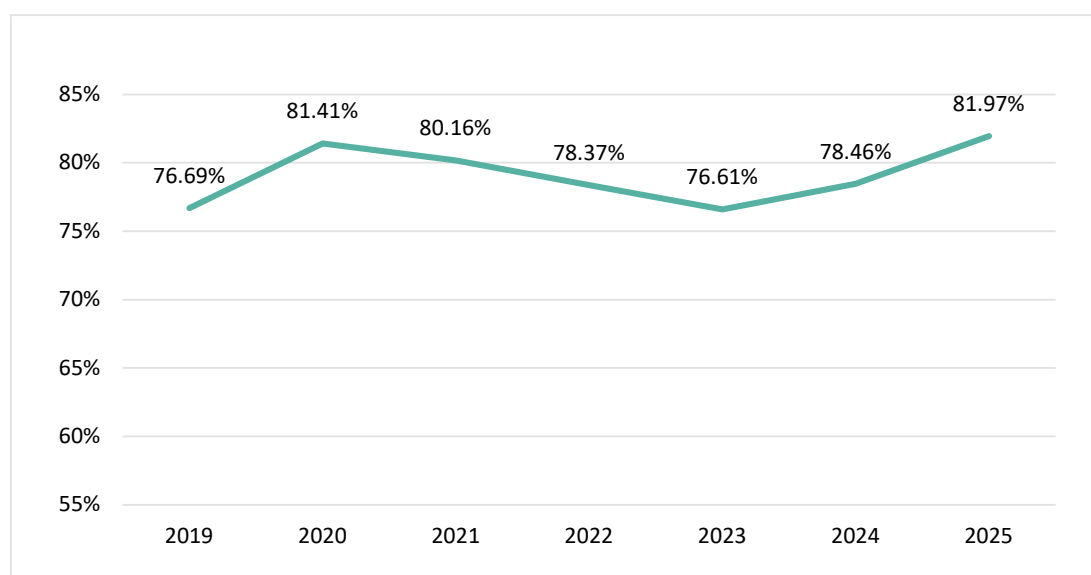
Zaključno sa 31. decembrom 2025. godine uloženo je ukupno 11.252.079 € u revitalizaciju sredjenaponske i niskonaponske mreže.

Mjerna mjesta i napredni sistem za mjerenje električne energije

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

Planirana vrijednost investicija koje se odnose na AMR i mjerna sredstva, čija je realizacija planirana u 2025. godini iznosi 8.684.223 €, a realizovano je 3.215.869 €.

Zaključno sa 31. decembrom 2025. godine, 381.681 kupac je priključen na distributivni sistem, odnosno 81,97% od ukupnog broja priključenih na distributivni sistem i opremljen je sredstvima savremenog sistema za mjerenje. Time je ostvaren napredak u odnosu na kraj 2024. godine, kada je ovaj pokazatelj iznosio 78,46%, čime je prekinut višegodišnji trend opadanja stepena opremljenosti krajnjih korisnika savremenim mjernim sistemima, što se može vidjeti i na Grafiku 3.2.2.



Grafik 3.2.2 Stepen opremljenosti kupaca sredstvima savremenog sistema mjerenja u periodu od 2019. do 2025. godine¹

Ulaganja u „pametne“ sisteme mjerenja dodatno dobijaju na značaju usvajanjem *Direktive (EU) broj 2019/944 o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije*²⁴, koju je Crna Gora transponovala u svoj pravni okvir donošenjem novog Zakona, koji je stupio na snagu početkom 2025. godine. Ova direktiva promoviše implementaciju naprednih sistema mjerenja, s ciljem omogućavanja aktivnog učešća krajnjih kupaca na tržištu električne energije, te obavezuje nadležna tijela da prate proces uvođenja pametnih brojila, uz poseban akcenat na obezbjeđenje koristi za potrošače. Pored toga, implementacija pametnih sistema mjerenja predstavlja neophodan preduslov za primjenu ugovora o snabdijevanju električnom energijom sa dinamičkim cijenama, koji krajnjim korisnicima omogućavaju efikasnije upravljanje potrošnjom, aktivniju uključenost na tržištu i potencijal za ostvarenje finansijskih ušteda.

Ostale investicije i ostala osnovna sredstva

Ostala osnovna sredstva se odnose na instrumente, izradu studije neutralne tačke distributivne mreže, rekonstrukciju i adaptaciju elektroenergetskih objekata, aplikativno rješenje za upravljanje investicijama, finansijsko-poslovni informacioni sistem, računare, razvoj e-mobilnosti, GIS, rekonstrukciju i izgradnju objekata, pripremu za implementaciju SCADA sistema i nabavku vozila. Planom investicija za 2025. godinu predviđen je iznos od 3.413.000 € za investicije u ostala osnovna sredstva, od čega je u 2025. godini uloženo 3.687.139 €, a realizovano je i dodatnih 1.283.013 € u ostala osnovna sredstva odobrena u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove CEDIS-a. Dakle, zaključno sa 31. decembrom 2025. godine, ukupno je uloženo 4.970.152 €.

²⁴ https://eur-lex.europa.eu/HR/legal-content/summary/1_internal-market-for-electricity.html

Planom investicija za 2025. godinu opredijeljena su sredstva u iznosu od 1.148.267 € za nepredviđene investicione projekte, a realizovana u iznosu od 1.515.076 €.

3.3 Investicije „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica (CGES)

CGES-u je od strane Agencije data saglasnost na „Investicioni plan za period 2023 - 2025. godina“ i „Ažurirani investicioni plan CGES-a za period 2023-2025. godina“.

Za 2025. godinu data je saglasnost na 33 investicije, ukupne vrijednosti od 11.118.000 €, i odobren je tzv. *contingency plan* u vrijednosti od 1.500.000 €, namijenjen za nepredviđene intervencije u sistemu. Dakle, odobreno je ukupno 12.618.000 € za 2025. godinu, od čega je CGES realizovao 4.727.884 €. Pored odobrenih investicija za 2025. godinu, CGES je u izvještajnoj godini uložio 17.049.700 € u investicije na koje je data saglasnost u prethodnim postupcima odobravanja investicionih planova, kao i 664.930 € u investicije koje nijesu ispunile propisane uslove za davanje saglasnosti u prethodnom postupku odobravanja ažuriranog investicionog plana za 2025. godinu.

Pored navedenog, CGES je tokom 2025. godine izvršio i otkup elektroenergetske infrastrukture u vrijednosti od 1.543.000 €, koja se dominantno odnosi na otkup tri visokonaponska voda AD „Elektromreža Srbije“ Beograd (DV 110 kV 134/4 HE Potpeć – TS Pljevlja 1, DV 220 kV 266/2 TS Bistrica – TS Pljevlja 2 i DV 220 kV 206/1 TS B.Bašta – TS Pljevlja 2). Cilj otkupa ove infrastrukture je obezbjeđenje redovnog održavanja, pouzdanog i bezbjednog upravljanja objektima koji se nalaze na teritoriji Crne Gore, a u vlasništvu su operatora prenosnog sistema druge države. Uspostavljanjem granica između zemalja bivše SFRJ određeni broj visokonaponskih vodova, dijelom svojih trasa, se našao na teritoriji drugih zemalja. Interkonektivnim vodovima se upravlja u skladu sa pravilima o upravljanju i održavanju ovih vodova, koja nalažu da je svako odgovoran za dio voda na svojoj teritoriji, sa utvrđenom tačkom konekcije koja je na državnoj granici, što znači da se djelovi mreže drugih prenosnih sistema ne mogu nalaziti na tuđoj teritoriji.

Kada se sve navedeno uzme u obzir, CGES je u 2025. godini ukupno uložio 23.985.514 €.

Investicijama su obuhvaćeni projekti razvoja prenosnog sistema električne energije usmjereni na obezbjeđenje sigurnije, pouzdanije i kvalitetnije usluge prenosa električne energije, kao i na obezbjeđenje uslova za priključenje novih objekata za proizvodnju električne energije. Planirane investicije za 2025. godinu se mogu podijeliti 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 eksploatacioni vijek ugrozio njihov siguran pogon i investicije koje spadaju u takozvane „Smart grid“ projekte, čiji je cilj optimalan rad prenosnog sistema.

U tabelama koje slijede dat je prikaz realizacije odobrenih investicija za 2025. godinu, kao i investicija koje su odobrene kroz prethodne postupke davanja saglasnosti na investicione planove CGES-a.

Tabela 3.3.1 Pregled realizacije odobrenih investicija za 2025. godinu

R.br.	ID Br.	Investicija	Plan 2025. (000 €)	Realizacija 2025. (000 €)	Realizaci ja 2025. (%)
1	IPR101	Nabavka autotransformatora 220/110 Kv, 150 MVA U TS Podgorica 1	657	42	6%
2	IPR113	Revitalizacija transformatora II faza	170	181	106%
3	IPR097	Nabavka mjernih transformatora III faza	900	167	19%
4	IPR105	Zamjena pogona rastavljača u TS Podgorica 1	20	0	0%
5	IPR061	Rekonstrukcija ankernih dijelova portalnih stubova DV 110 kV Bar -Ulcinj	144	160	111%
6	IPD008	Izrada Glavnog projekta o označavanju dalekovoda i označavanje dalekovoda	1.220	13	1%
7	NDC129	Sistem za integralno planiranje rada i procjenu pouzdanosti EES-a	110	40	36%
8	IPR107	Nabavka, projektovanje i ugradnja VN opreme	750	479	64%
9	IPR117	Nabavka havarijskih stubova	140	9	6%
10	IPR119	Projektovanje i zamjena 110 kV stubova	190	45	24%
11	IPR122	Nabavka odvodnika prenapona	200	48	24%
12	NDC132	Zamjena opreme za besprekidno napajanje	270	430	159%
13	IPR111	Rekonstrukcija sistema lokalnog upravljanja i sopstvene potrošnje u TS Podgorica 2, TS Pljevlja 2 i TS Ribarevine	400	216	54%
14	IPD016	Video nadzor trafostanica i zaštita objekata CGES-a	1.095	66	6%
15	NDC305	Nadogradnja PCN mreže i servisa	119	7	6%
16	IPR067	Nabavka sredstava kolektivne zaštite na radu	20	14	70%
17	IPR066	Revitalizacija trafostanica-građevinski dio	67	0	0%

18	NDC104	Rekonstrukcija protivpožarnog sistema u NDC	150	5	3%
19	NDC114b	Realizacija sistema za daljinski pristup procesnim mrežama i uključenje novih objekata u NDC SCADA sistem - II faza	200	120	60%
20	NDC119b	Proširenje i unapredjenje sistema daljinskog očitavanja brojila (AMR) - II faza	130	156	120%
21	IPR104	Građevinski radovi na objektima CGES-a	1.480	567	38%
22	NDC131	Građevinsko održavanje NDC-a i RDC-a	10	4	40%
23	NDC120	Nabavka i implementacija ERP sistema	563	278	49%
24	IPR112	Revitalizacija rasvjete i elektroinstalacija u trafostanicama	100	169	169%
25	NDC126	Novi telekomunikacioni prenosni sistem	383	265	69%
26	NDC133	Nadogradnja lokalnih SCADA i RTU sistema u trafostanicama	304	86	28%
27	IPD029	Izrada tehničke dokumentacije	132	132	100%
28	IPD026	Ugradnja senzora za kontrolu temperature užeta	410	4	1%
29	IPR108	Uvođenje tehnologija za nadgledanje, fotografisanje i analizu koridora prenosnih vodova	105	8	8%
30	IPR100	Digitalizacija sistema zaštite i upravljanja dalekovodnog polja u TS Danilovgrad zasnovana na proces bus tehnologiji	292	137	47%
31	NDC113	Obnavljanje računara i računarske opreme	60	58	97%
32	IPD024	Motorna vozila	317	263	83%
33	IPD006	Ostala investiciona ulaganja	10	102,7	1027%
34		Nepredviđene intervencije (contingency plan)	1.500	456	30%
UKUPNO			12.618	4.728	37%

Tabela 3.3.2 Pregled realizacije investicija koje su odobrene u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove

R.br.	ID Br.	Investicije koje su odobrene u prethodnim postupcima davanja saglasnosti na investicione planove	Realizacija 2025. (000 €)
1	IPI006b	Izgradnja 400 kV DV Čevo - Pljevlja	5.651
2	IPI019	Izgradnja TS 400/110 kV Brezna - II faza	36
3	IPR009	Rekonstrukcija 110 kV Budva - Lastva	407
4	IPI009	Izgradnja 400 kV DV Pljevlja 2 - B.Bašta - Višegrad	233
5	IPI015	Izgradnja 110 kV DV Virpazar - Briska Gora - Ulcinj	1,7
6	IPI058	Ugradnja varijabilne prigušnice 250 MVar u TS Lastva	5.344
7	IPI030	Izgradnja TS 110/35 kV Luštica sa priključkom na 110 kV mrežu	4.889
8	IPI060	Izgradnja TS 110/10 kV Bečići	30
9	IPI055	Izgradnja TS 110/10 kV Podgorica 7 i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	215
10	IPI056	Izgradnja TS 110/35 kV Buljarica i njeno povezivanje na 110 kV mrežu	22
11	IPR089	Rekonstrukcija DV 110 kV Podgorica - Danilovgrad - Perućica	52
12	IPI017	Izgradnja 110 kV DV Lastva - Kotor	-2 ²⁵
13	IPI016	Izgradnja 110 kV DV Vilusi - Herceg Novi	133
14	IPR102	Nabavka autotransformatora 220/110 Kv, 150 MVA U TS Mojkovac	38
UKUPNO			17.050

²⁵ Izvor podataka: Dopis CGES-a broj 26/1450-15 od 20.05.2026. Obrazloženje za odstupanje: Račun je u 2023. godini bio knjižen na ovaj projekat na osnovu tada dostupnih informacija. Izdavanjem i potvrđivanjem novog računa u 2025. godini utvrđeno je da taj dio usluge nije bio ostvaren, zbog čega je trošak isključen sa projekta, što je rezultiralo negativnom finansijskom realizacijom. Kašnjenje postoji u postupku eksproprijacije.

Glavni razlozi zbog kojih je realizacija investicija u 2025. 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, potreba za izmjenama planova javnih nabavki zbog rasta cijena materijala i radova na tržištu), rješavanja imovinsko-pravnih pitanja, problema sa otkupom zemljišta i infrastrukture i sprovođenjem tendera.

3.3.1 Razvoj prenosnog sistema električne energije i njegovi efekti

Pouzdanost snabdijevanje energijom predstavlja osnovu za stabilan razvoj svakog društva. Da bi se osiguralo dovoljne količine energije za potrebe privrede i građana, te omogućilo sigurno, pouzdano i kvalitetno snabdijevanje, neophodna su stalna ulaganja u energetske sektor – kako u proizvodne kapacitete, tako i u infrastrukturu za prenos i distribuciju. suočavanje s klimatskim promjenama dodatno komplikuje ovaj zadatak, jer isti cilj mora biti ostvaren uz povećano korišćenje obnovljivih izvora energije i postepeno napuštanje fosilnih goriva. Razvoj energetske infrastrukture, kao i regionalno i prekogranično povezivanje energetskih sistema, prepoznati su kao ključni faktori za jačanje sigurnosti snabdijevanja energijom, ali i za formiranje konkurentnih cijena koje će plaćati krajnji korisnici – domaćinstva i privreda.

S obzirom na to da su elektroenergetski sistemi zemalja međusobno povezani interkonekcijama, dešavanja u jednoj zemlji direktno utiču na stabilnost sistema u susjednim državama. U slučaju poremećaja u jednom sistemu, može doći do promjena osnovnih parametara i u povezanim mrežama. Ova međuzavisnost čini regionalnu i međunarodnu saradnju neophodnom, a zahtijeva i usklađeno upravljanje energetskim sistemima. Upravo s tim ciljem osnovana je Evropska mreža operatora prenosnih sistema električne energije (ENTSO-E), kao platforma za saradnju među 40 operatora prenosnih sistema iz 36 evropskih zemalja.²⁶

Aktivnosti ENTSO-E usmjerene su na obezbjeđenje sigurnosti međusobno povezanog elektroenergetskog sistema u svim vremenskim okvirima na panevropskom nivou, te optimalno funkcionisanje i razvoj evropskih međusobno povezanih tržišta električne energije, uz omogućavanje integracije električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora energije i novih tehnologija. ENTSO-E vrši značajnu ulogu u koordinisanju planiranja, razvoja i upravljanja pojedinačnim prenosnim sistemima na panevropskom nivou. Ovu ulogu ENTSO-E obavlja vodeći računa da ne dođe do narušavanja sigurnosti snabdijevanja električnom energijom kupaca priključenih na evropske elektroenergetske sisteme.²⁷ Za postizanje navedenog potreban je koordinisani, panevropski pristup planiranju elektroenergetskog sistema, što se nastoji postići kroz desetogodišnje razvojne planove ENTSO-E. Ovaj plan je ključan za pravovremen i adekvatan razvoj prenosne elektroenergetske infrastrukture, kako bi se ostvarila dugoročna evropska politika i težnje, a istovremeno održavao sistem sigurnim.

U tom smislu, operatori prenosnih sistema imaju obavezu da svoje planove razvoja usklade s planovima susjednih sistema. Na osnovu nacionalnih razvojnih dokumenata, ENTSO-E izrađuje

²⁶ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

²⁷ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>

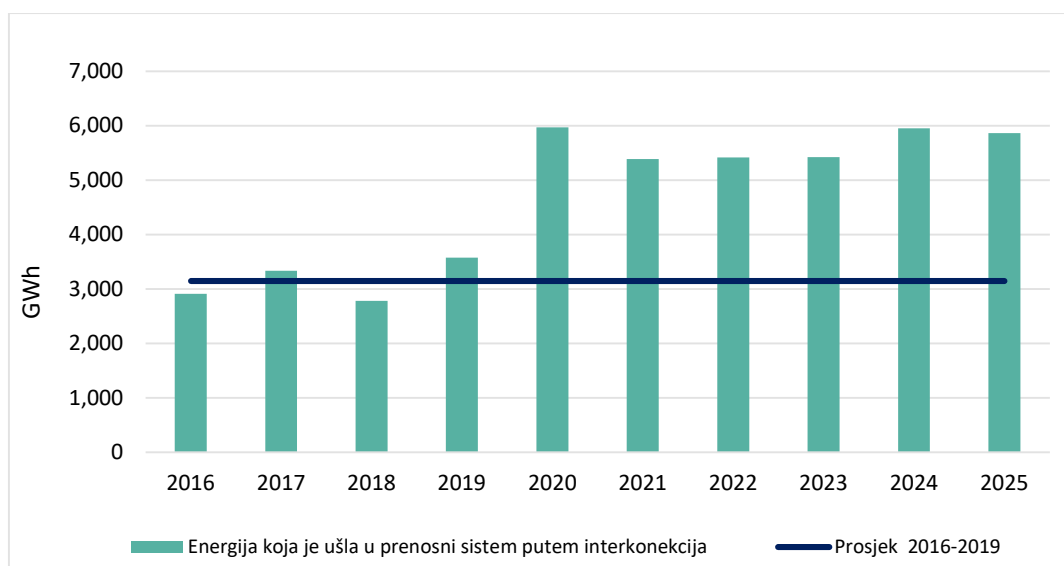
zajednički desetogodišnji plan razvoja evropske mreže. Taj dokument, koji se objavljuje svake dvije godine prikazuje na koji način će se razvijati mreža u narednih 10 do 20 godina, u nastojanju da doprinese postizanju različitih i ponekad suprotstavljenih ciljeva energetske politike – obezbjeđenje sigurnosti snabdijevanja energijom, pristupačnih cijena energije i održivog razvoja.

Puštanje u rad prve žile podmorskog kabla kapaciteta 600 MW između Italije i Crne Gore, kojim su povezani prenosni sistemi ove dvije zemlje, označilo je završetak najznačajnije investicije u prenosnu infrastrukturu Crne Gore i uspostavljanje energetskog mosta između Evropske unije i Zapadnog Balkana. Time je Crna Gora postala energetsko čvorište u ovom dijelu regiona. Ova interkonekcija ima strateški značaj za sigurnost elektroenergetskih sistema i povezivanje veleprodajnih tržišta električne energije između Italije i Crne Gore. Pored toga, njen značaj ogleda se i u:

- privlačenju investicija u proizvodne kapacitete, a posebno u obnovljive izvore energije,
- smanjenju gubitaka u prenosnom sistemu električne energije,
- unapređenju stabilnosti sistema, i ostvarenju dodatnih prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta od strane CGES-a, čime se, između ostalog, postiže i pozitivan efekat na cijene po kojima domaći korisnici plaćaju korišćenje prenosnog sistema.

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 zemalja su sagledani kroz analizu podataka o prekograničnim tokovima energije i prihoda koji CGES ostvaruje po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta.

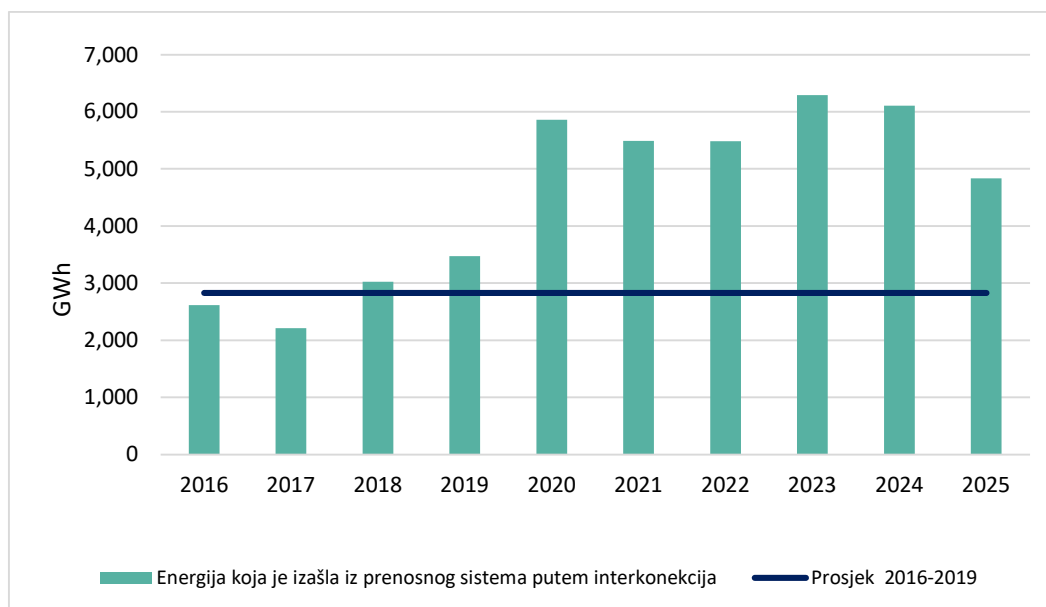
Podaci o ostvarenim prekograničnim tokovima energije, odnosno količinama energije koje su ušle i izašle iz crnogorskog prenosnog sistema električne energije tokom 2025. godine i njihovo poređenje sa podacima iz prethodnih godina može se vidjeti na graficima 3.3.1, 3.3.2 i 3.3.3.



Grafik 3.3.1 Poređenje količine energije koja je ušla u prenosni sistem električne energije u periodu od 2016. do 2025. godine

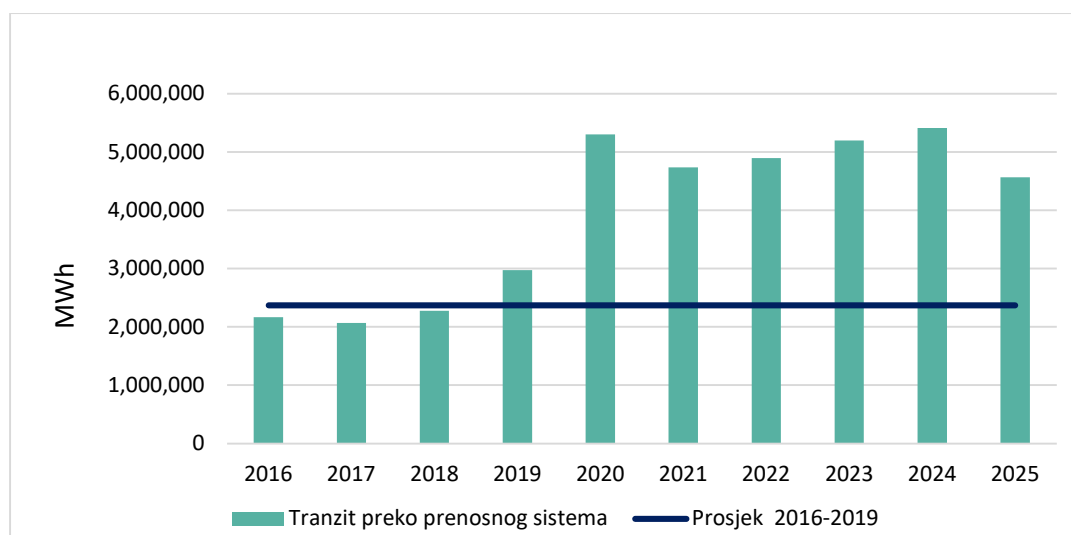
U 2025. godini je u crnogorski elektroprenosni sistem ušlo za oko 1% manje električne energije u odnosu na 2024. godinu, a za oko 86% više od prosječnog ostvarenja tokom perioda 2016 - 2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

Na Grafiku 3.3.2 mogu se vidjeti količine električne energije koje su izašle iz crnogorskog elektroprenosnog sistema tokom perioda 2016 - 2025. godina.



Grafik 3.3.2 Poređenje količine energije koja je izašla iz prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2025. godine

Količina energije koja je izašla iz crnogorskog elektroprenosnog sistema u toku 2025. godine je za oko 21% manja u odnosu na 2024. godinu, dok je za oko 71% veća u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016 - 2019. godina, prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

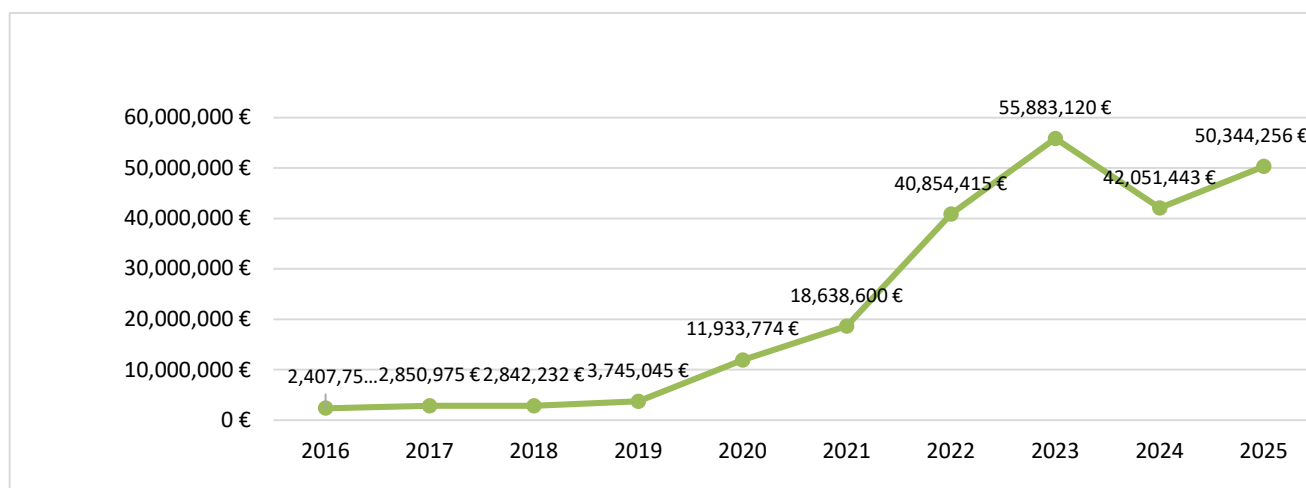


Grafik 3.3.3 Poređenje tranzita energije preko prenosnog sistema električne energije u periodu od 2016. do 2025. godine

Tranzit preko prenosnog sistema Crne Gore u 2025. godini je za oko 16% manji od ostvarenog tranzita u 2024. godini, dok je za oko 93% veći u odnosu na prosječno ostvarenje u toku perioda 2016 - 2019. godina.

Finansijski rezultat ostvaren u toku 2025. godine po osnovu dodjele prekograničnih kapaciteta na granicama crnogorskog elektroenergetskog sistema sa drugim sistemima iznosio je 50.344.256 €. Kako su u 2024. godini prihodi po ovom osnovu iznosili 42.051.443 €, u 2025. godini je zabilježen rast prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta u odnosu na godinu ranije.

Grafik 3.3.4 prikazuje uporedni pregled prihoda od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. do 2025. godine.



Grafik 3.3.4 Prihodi od alokacije prekograničnih kapaciteta u periodu od 2016. godine do 2025. godine

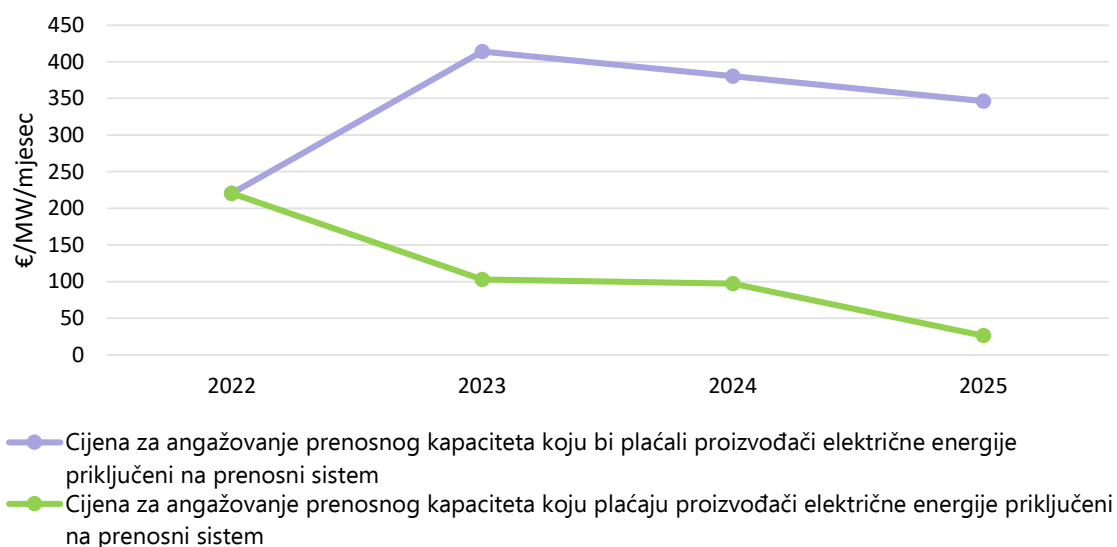
Prihod ostvaren od alokacije prekograničnih kapaciteta putem godišnjih, mjesečnih i dnevnih aukcija u 2025. godini, na svim granicama crnogorskog elektroprenosnog sistema, bio je 19,72% veći u

odnosu na 2024. godinu. U poređenju s prosječnim godišnjim prihodom ostvarenim u periodu prije puštanja u rad podmorske interkonekcije (2016–2019), ovaj iznos je čak 17 puta veći.

Prihodi koje CGES ostvaruje po osnovu alokacije prekograničnih kapaciteta mogu se, u skladu sa zakonom koji uređuje prekograničnu razmjenu električne energije i gasa, koristiti za obezbjeđivanje neprekidne raspoloživosti dodijeljenih kapaciteta, kao i za ulaganja u održavanje, unapređenje postojećih i izgradnju novih prekograničnih prenosnih kapaciteta. 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 Agencije.

Zaključno sa 2024. godinom, kada su CGES-u utvrđene korekcije regulatorno dozvoljenog prihoda za period 2023 – 2025. godina, ovi prihodi su korišćeni isključivo za umanjeње regulatorno dozvoljenog prihoda CGES-a, čime su se finansijski benefiti od realizacije investicija u prenosni sistem prenosili na njegove korisnike (kupce i proizvođače električne energije). Na ovaj način se kroz regulatorne mehanizme koje definiše Agencija, pozitivni efekti od eksploatacije prekograničnih kapaciteta prenose na korisnike sistema, uz poštovanje principa obezbjeđenja stabilnosti cijena za korišćenje sistema, što je detaljnije opisano u potpoglavlju 3.4 ovog izvještaja.

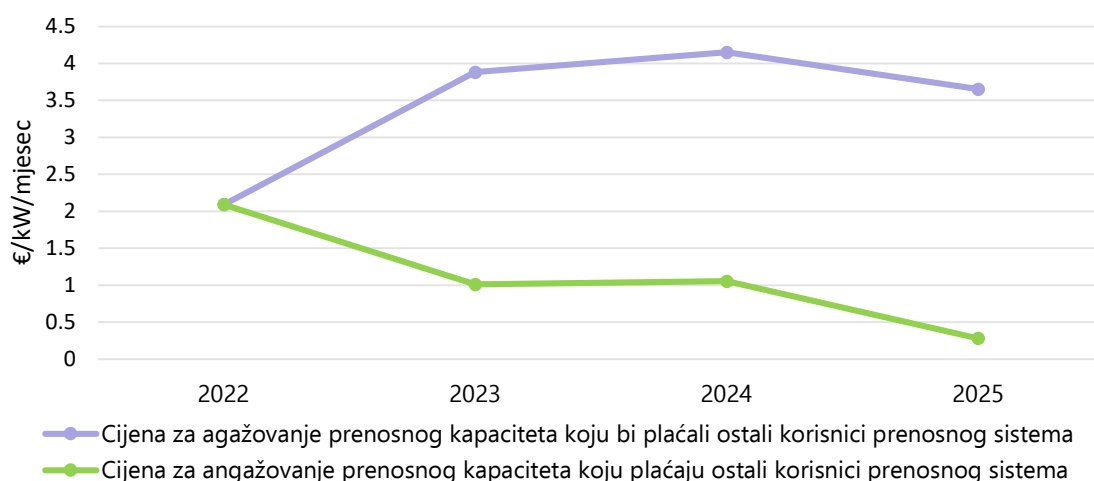
Pregled uticaja koji su ovi prihodi imali na cijene za angažovanje prenosnog kapaciteta u navedenom periodu je dat na graficima koji slijede.



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 2025. godini plaćali angažovanje prenosnog kapaciteta čak i do 13 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

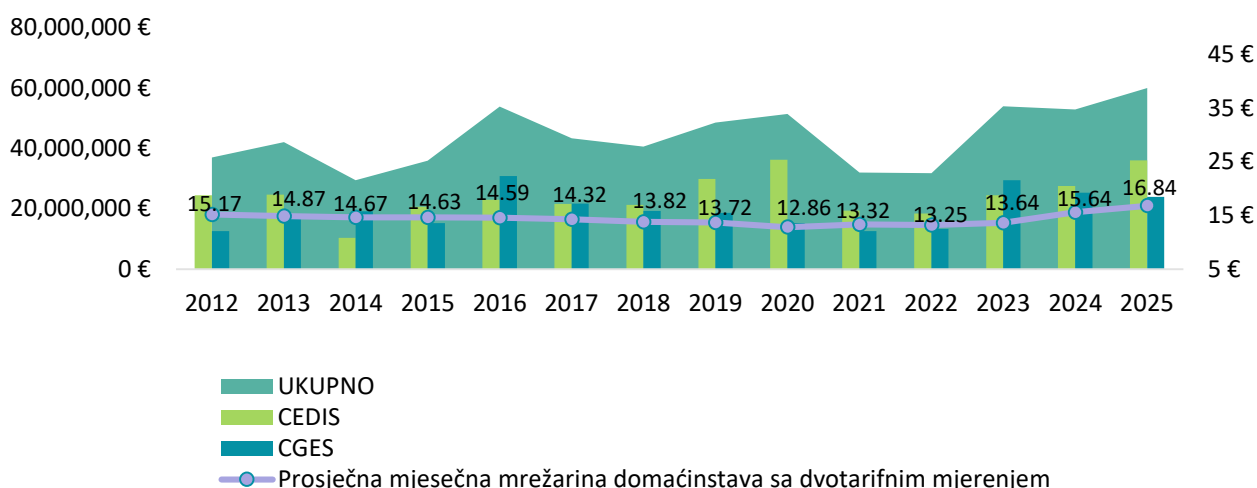
3.4 Uticaj investicija operatora sistema električne energije na cijene za korišćenje sistema

Podsticaji za investicije u prenosni i distributivni sistem električne energije su bili sastavni dio regulatornih okvira koji su primjenjivani u Crnoj Gori počev od 2012. godine, a uvedeni su kao odraz potrebe za velikim ulaganjima u prenosni i distributivni sistem, a sve u cilju obezbjeđenja dugoročne sposobnosti sistema da ispuni zahtjeve postojećih i budućih korisnika.

Od uvođenja podsticaja za investicije 2012. godine, zaključno sa 2025. godinom, realizovane su investicije u prenosni i distributivni sistem ukupne vrijednosti od oko 613 miliona €, od čega se oko 338 miliona € odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 275 milion € na ulaganja u prenosni sistem električne energije.

Uz primjenu podsticajnih mehanizama za investiranje u sistem u navedenom periodu je održana i stabilnost „mrežarine“, koja predstavlja dio računa za utrošenu električnu energiju kroz koji se pokrivaju opravdani troškovi (operativni i kapitalni) prenosnog i distributivnog sistema 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.

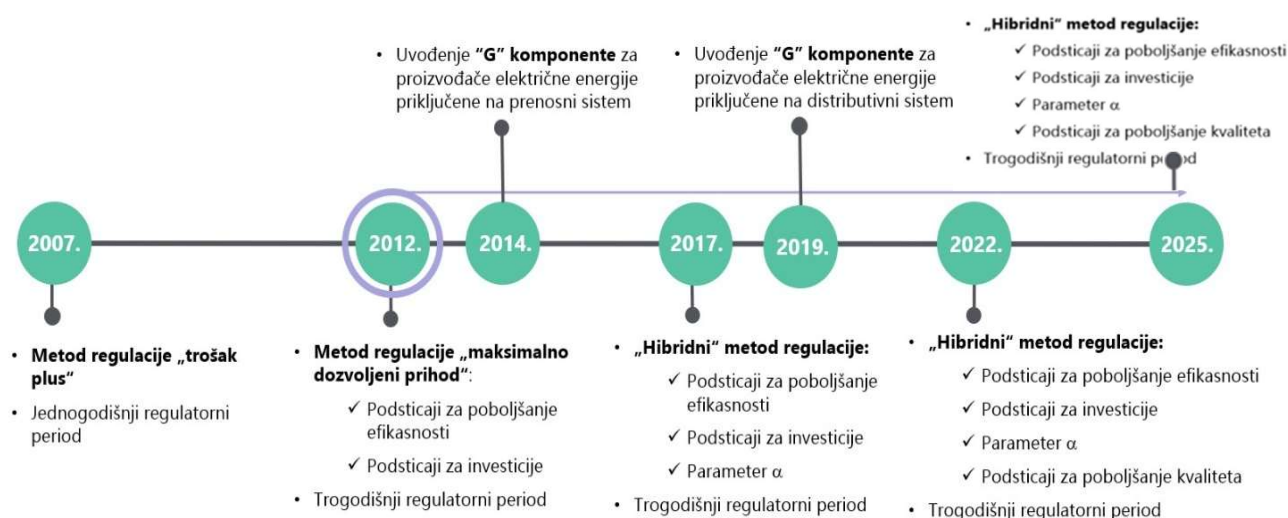
Na grafiku koji slijedi dat je pregled vrijednosti realizovanih investicija u prenosni i distributivni sistem i prosječnih mjesečnih mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom električne energije u periodu od 2012. do 2025. godine.



Grafik 3.4.1 Pregled ukupnih investicija CEDIS-a i CGES-a i prosječnih mrežarina za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2025. godine

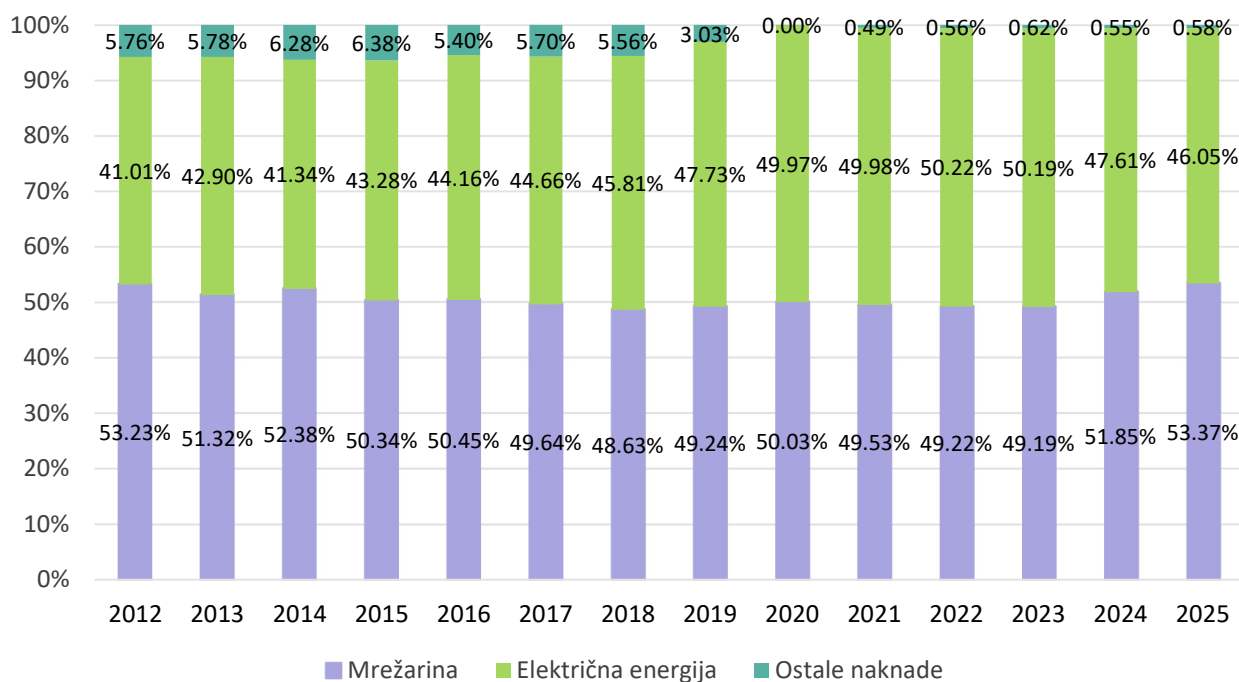
Uvođenje različitih regulatornih mehanizama nakon 2012. godine (višegodišnji regulatorni periodi i podsticaji za poboljšanje efikasnosti, tj. smanjivanje operativnih troškova na koje operatori sistema mogu uticati; „G” komponenta i pokrivanje dijela troškova operatora sistema od strane proizvođača električne energije kao korisnika sistema; parametar „ α ”, kojim se rizik promjene energetske veličine dijeli između operatora sistema i korisnika sistema, itd.) i efekti realizovanih investicija od strane operatora sistema (značajan porast ostalih prihoda kojima se umanjuju cijene za korišćenje sistema, smanjenje gubitaka u sistemu, itd.) doveli su do pada „mrežarine” za domaćinstva nakon 2012. godine i održavanja njene stabilnosti u prethodnih 12 godina. Stabilnost „mrežarine” za domaćinstva je održana čak i u izazovnom periodu od 2020. do 2022. godine, obilježenom zdravstvenom i energetskom krizom.

Opisani razvoj regulatornog okvira prikazan je na slici koja slijedi.



Slika 3.4.1 Evolucija regulatornog okvira u Crnoj Gori od 2007. do 2025. godine

Pored stabilnosti cijena, efekti regulatornih okvira i investicija mogu se sagledati i kroz udio „mrežarine“ u prosječnom računu za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom električne energije u periodu od 2012. do 2025. godine. Na Grafiku 3.4.2 se može vidjeti da se udio „mrežarine“ povećao sa 53,23% u 2012. godini na 53,37% u 2025. godini.



Grafik 3.4.2 Struktura računa za utrošenu električnu energiju za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u periodu od 2012. do 2025. godine²⁸

Da zaključimo, i pored ulaganja od 613 miliona € u periodu od 2012. do 2025. godine, obezbijedena je stabilnost mrežarine za domaćinstva, pri čemu je njen udio u ukupnom prosječnom računu ostao gotovo nepromijenjen, sa 53,23% u 2012. godini na 53,37% u 2025. godini.

²⁸ Ostale naknade obuhvataju: naknadu za Snabdjevača u periodu od 2011. do 2016. godine, naknadu za rad Operatora tržišta električne energije u periodu od 2012. do 2022. godine i podsticaje za OIE u periodu od 2014. godine do 2024. godine

REZIME:

EPCG je tokom 2025. godine uložila 86.849.646 €, a ulaganja se odnose na: projekat „Solar 5000+“, izgradnju solarnih elektrana u vlasništvu EPCG, ekološku rekonstrukciju TE „Pljevlja“, rekonstrukciju i modernizaciju elektrana. Agencija je u postupku davanja saglasnosti na Ažurirani investicioni plan za 2025. godinu, CEDIS-u odobrila investicije ukupne vrijednosti od 33.025.323 € za 2025. godinu. Tokom 2025. godine, CEDIS je realizovao investicije u iznosu od 14.095.392 €, što čini 43% od planiranih ulaganja za tu godinu. Pored ulaganja predviđenih za 2025. godinu, CEDIS je realizovao i dodatne investicije u iznosu od 19.914.044 €, koje se odnose na projekte iz ranijih investicionih planova. Osim ovih ulaganja, CEDIS je tokom 2025. godine izvršio i otkup elektroenergetske infrastrukture u vrijednosti od 2.019.711 €.

Agencija je u postupku davanja saglasnosti CGES-u na Investicioni plan za period 2023 - 2025. godina, za 2025. godinu odobrila 33 investicije ukupne vrijednosti od 11.118.000 € i contingency plan u vrijednosti od 1.500.00 €, namijenjen za nepredviđene intervencije u sistemu. Kada je riječ o odobrenim investicijama za 2025. godinu, CGES je realizovao 4.727.884 €. Pored navedenog, CGES je u izvještajnoj godini uložio 17.049.700 € u investicije na koje je data saglasnost u prethodnim postupcima odobravanja investicionih planova, kao i 664.930 € u investicije koje nijesu ispunile propisane uslove za davanje saglasnosti u prethodnom postupku odobravanja ažuriranog investicionog plana za 2025. godinu. Pored navedenog, CGES je tokom 2025. godine izvršio i otkup elektroenergetske infrastrukture u vrijednosti od 1.543.000 €, koja se dominantno odnosi na otkup tri visokonaponska voda AD „Elektromreža Srbije“ Beograd (DV 110 kV 134/4 HE Potpeć – TS Pljevlja 1, DV 220 kV 266/2 TS Bistrica – TS Pljevlja 2 i DV 220 kV 206/1 TS B.Bašta – TS Pljevlja 2). Kada se sve navedeno uzme u obzir, CGES je u 2025. godini ukupno uložio 23.985.514 €.

Od uvođenja podsticaja za investicije 2012. godine, zaključno sa 2025. godinom, realizovane su investicije u prenosni i distributivni sistem ukupne vrijednosti od oko 613 miliona €, od čega se oko 338 miliona € odnosi na ulaganja u distributivni sistem, a oko 275 milion € na ulaganja u prenosni sistem električne energije, uz održavanje stabilnosti „mrežarine“, koja predstavlja dio računa za utrošenu električnu energiju kroz koji se pokrivaju opravdani troškovi (operativni i kapitalni) prenosnog i distributivnog sistema, tj. infrastrukture koja je neophodna za prenošenje i isporuku električne energije od proizvođača, preko snabdjevača, do krajnjeg kupca.

Pored stabilnosti cijena, udio mrežarine za domaćinstva, sa dvotarifnim mjerenjem sa prosječnom potrošnjom električne energije, je ostao gotovo nepromijenjen sa 53,23% u 2012. godini na 53,37% u 2025. godini.

4. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

4 TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

4.1 Paket za integraciju tržišta električne energije – obaveze i uslovi za izuzeće

Energetika predstavlja temelj održivog razvoja i strateški je važna u kontekstu pravedne tranzicije i zelene agende. Snažan energetska sektor je od suštinskog značaja za ekonomsku stabilnost zemlje i geopolitičku bezbjednost, sa značajnim uticajem na ekonomiju, tržište, životnu sredinu i svakodnevni život građana. Kako Evropska unija teži uspostavljanju jedinstvenog, konkurentnog, sigurnog i održivog energetska tržišta, pregovori u okviru Pregovaračkog poglavlja 15, otvorenog 21. decembra 2015. godine, obuhvataju usklađivanje nacionalnih propisa sa zakonodavstvom EU u ovoj oblasti.

U *Izvještaju Evropske komisije o Crnoj Gori za 2025. godinu*²⁹ ocijenjeno je sljedeće:

„Crna Gora je postigla dobar nivo spremnosti u ovoj oblasti. Ostvaren je određen napredak, naročito kada je riječ o usvajanju Zakona o energetici i sigurnosti snabdijevanja naftnim derivatima i postavljanju ambicioznijih ciljeva na području energetske efikasnosti.

Prošlogodišnje preporuke Komisije djelimično su sprovedene i ostaju djelimično važeće. U narednoj godini, Crna Gora naročito treba da:

- *usvoji i sprovede nacionalni energetska i klimatski plan u skladu s ciljevima Energetske zajednice u oblasti energetike i klime;*
- *u potpunosti uskladi svoje zakonodavstvo s Paketom za integraciju tržišta električne energije i sprovodi Zakon o sigurnosti snabdijevanja naftnim derivatima;*
- *ubrza primjenu mjera energetske efikasnosti uz nove ciljeve radi usklađivanja s politikom EU o talasu obnove.”*

„Paket za integraciju tržišta električne energije” (eng. *Electricity Integration Package* – u daljem tekstu: *EIP*) usvojen je od strane Ministarskog savjeta Energetske zajednice krajem novembra 2021. godine i sredinom decembra 2022. godine³⁰. 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 specifičnostima Energetske zajednice (*acquis communautaire* EZ). Prilagođavanje EU legislative ima za cilj da omogući primjenu legislativnih rješenja EU, van EU, tj. od strane ugovornih strana EZ, među kojima je i Crna Gora. Samim tim, proces usklađivanja nacionalnog zakonodavstva sa EU legislativom u Pregovaračkom poglavlju 15 je potpomognut procesima koje Crna Gora sprovodi u okviru članstva u EZ.

EIP je postavio pravni osnov za integraciju nacionalnih tržišta električne energije ugovornih strana EZ u jedinstveno evropsko tržište³¹, pod uslovom njegovog potpunog transponovanja u nacionalna

²⁹ <https://api.skupstina.me/media/files/1766405688-izvjestaj-evropske-komisije-o-napretku-crne-gore-za-2025-godinu-cg.pdf>

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

³¹ <https://www.energy-community.org/implementation/package/EL.html>

zakonodavstva i, u konačnom, implementacije. Ovaj paket propisa obuhvata četiri pravna akta iz „Paketa čiste energije za sve Evropljane“ (eng. *Clean Energy Package for all Europeans*) i pet smjernica, odnosno mrežnih kodova za električnu energiju, i to:

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

Usklađivanje crnogorskog zakonodavstva sa EIP-om izvršeno je kroz donošenje:

- *Zakona o energetici („Službeni list CG“, br. 28/25 i 3/26), koji je stupio na snagu 27. marta 2025. godine, a kojim je transponovana Direktiva (EU) 2019/944;*
- *Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG“, broj 2/26), koji je stupio na snagu 13. januara 2026. godine, a kojim su transponovane Regulativa (EU) 2019/941, Regulativa (EU) 2019/942, Regulativa (EU) 2019/943, FCA, CACM i EBGL;*
- *Uredbe o uspostavljanju smjernica za rad sistema u havarijskom i stanju oporavka sistema („Službeni list CG“, broj 27/26), koja je stupila na snagu 10. marta 2026. godine, a kojom je transponovana ERNC regulativa;*
- *Uredbe o uspostavljanju smjernica za rad elektroprenosnog sistema („Službeni list CG“, broj 27/26), koja je stupila na snagu 10. marta 2026. godine, a kojom je transponovana SOGL regulativa.*

Za integraciju crnogorskog tržišta električne energije u jedinstveno evropsko tržište neophodno je dobiti potvrdu od strane Evropske komisije i Sekretarijata Energetske zajednice da je transponovanje

EIP-a izvršeno na adekvatan način. Dokumentacija neophodna za verifikaciju transponovanja upućena je krajem februara 2026. godine Sekretarijatu Energetske zajednice, koji će u roku od tri mjeseca od dostavljanja kompletne dokumentacije dati svoju ocjenu i proslijediti je Evropskoj komisiji na dalje postupanje. Rok za konačnu potvrdu Evropske komisije o usklađenosti crnogorskog pravnog okvira sa EIP-om je pet mjeseci od dana dostavljanja dokumentacije Evropskoj komisiji od strane Sekretarijata Energetske zajednice. Prema informacijama dobijenim sa relevantnih evropskih adresa, za sprovođenje svih pripremnih aktivnosti za povezivanje tržišta potrebno je 18 mjeseci od podnošenja zahtjeva za povezivanje. Navedeni zahtjev se može podnijeti tek nakon dobijanja potvrde Evropske komisije i usvajanja *Plana za integraciju u funkcije operatora tržišnog povezivanja* od strane ACER-a. Ovi procesi će umnogome determinisati dalji razvoj crnogorskog tržišta električne energije. Za očekivati je da će proces uključivanja crnogorskog tržišta električne energije u jedinstveno evropsko tržište uticati na poboljšanje likvidnosti tržišta, povećanje broja učesnika na tržištu, veći obim trgovine električnom energijom, a time i na manju volatilnost cijena. Integracijom tržišta može se, takođe, minimizirati rizik zloupotrebe dominantnog položaja učesnika na veleprodajnom i maloprodajnom tržištu i dati doprinos daljem razvoju tržišta.

Razvoj tržišta energije i njegovo povezivanje sa regionalnim i unutrašnjim tržištem Evropske unije prepoznato je i kao jedan od ciljeva energetskeg razvoja u članu 9 stav 1 tačka 11 Zakona. Vođeni ovim ciljem, ključni akteri energetskeg sektora su tokom 2025. godine usmjerili svoje aktivnosti na ispunjavanje svih neophodnih preduslova. Ministar energetike i rudarstva Crne Gore i ministar životne sredine i energetske bezbjednosti Republike Italije su 23. oktobra 2025. godine potpisali *Memorandum o razumijevanju o povezivanju tržišta električne energije između Italije i Crne Gore*, kojim je potvrđena posvećenost zemalja realizaciji ovog projekta. Pored stvaranja gore opisanog pravnog okvira, CGES i Agencija su tokom izvještajne godine paralelno sprovodili aktivnosti na operacionalizaciji IT-ME regiona za proračun kapaciteta (CCR) u okviru implementacione grupe formirane u saradnji sa italijanskim partnerima. U okviru ovog radnog tijela pripremljena su tri nacrt regionalnih podzakonskih akata, koja, u saradnji na nivou CCR-a Italija-Crna Gora, donose operatori prenosnih sistema, a odobravaju regulatorna tijela. Formalno donošenje i odobravanje ovih akata može biti realizovano tek nakon dobijanja potvrde Evropske komisije o transponovanju EIP-a.

4.2 Veleprodajno tržište električne energije

U nastavku slijedi kratak osvrt na postignute rezultate u pogledu otvaranja i razvoja veleprodajnog tržišta električne energije.

Uspostavljanje zakonskog okvira usklađenog sa evropskom pravnom tekovinom, donošenjem brojnih podzakonskih akata, kojima se elektroenergetski sektor uredio na način koji omogućava razvoj tržišta i sprovođenje reforme elektroenergetskog sektora suštinski su izmijenili njegovu strukturu i funkcionisanje. Srž sprovedene reforme je jačanje konkurencije u tržišnim djelatnostima (proizvodnja, trgovina i snabdijevanje električnom energijom) i obezbjeđenje nediskriminatornog pristupa sistemu i jednakog tretmana svih tržišnih učesnika, što u krajnjem treba da doprinese većoj

sigurnosti snabdijevanja električnom energijom i boljem kvalitetu usluga koje se pružaju krajnjim kupcima električne energije.

Uspostavljanje pravno-regulatornog okvira kojim su stvoreni temelji za restrukturiranje sektora uticalo je pozitivno na privlačenje novih tržišnih učesnika zainteresovanih za djelatnosti proizvodnje i trgovine električnom energijom. Tako je sektor koji je činila jedna vertikalno integrisana kompanija evoluirao u sektor čije se funkcionisanje odvija u međusobnoj interakciji brojnih subjekata, kojih je u 2025. godini bilo preko 100, i to:

- Operator prenosnog sistema električne energije,
- Operator distributivnog sistema električne energije,
- Operator tržišta električne energije,
- Berza električne energije,
- Kancelarija za koordinisane aukcije u Jugoistočnoj Evropi,
- 17 licenciranih proizvođača električne energije,
- 88 trgovaca električnom energijom,
- sedam licenciranih snabdjevača električne energije.

Zainteresovanost stranih energetske subjekata za crnogorsko veleprodajno tržište je porasla puštanjem u rad podmorske interkonekcije. Povezivanjem prenosnih sistema Italije i Crne Gore, crnogorski sistem je postao energetske čvorište, usljed čega se tranzit udvostručio u odnosu na period prije puštanja u rad podmorske interkonekcije.

Tokom 2025. godine trgovina električnom energijom na crnogorskom veleprodajnom tržištu se odvijala na bilateralnoj osnovi, kao i na organizovanom tržištu, tj. na dugoročnom berzanskom tržištu i dan-unaprijed tržištu električne energije.

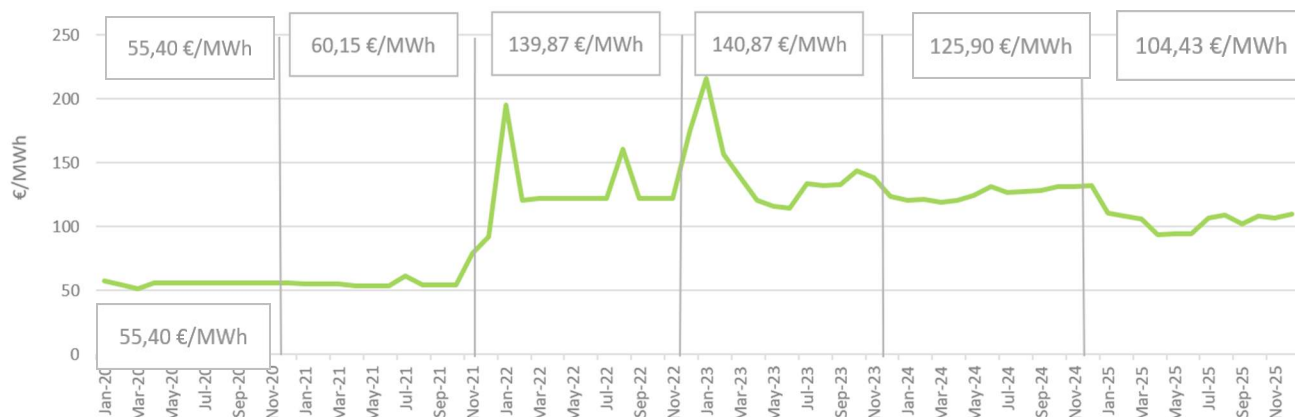
Na berzanskom tržištu električne energije, na kraju 2025. godine, bilo je registrovano 30 učesnika, čija sjedišta se nalaze u 13 zemalja.³²

Na dugoročnom berzanskom tržištu električne energije, kojim upravlja BELEN, vrši se trgovina električnom energijom za period koji nije kraći od sedam dana. Tokom 2025. godine na ovom tržištu vršena je samo nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane CGES-a i CEDIS-a. Kupovina električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu vrši se na organizovanim aukcijama, u kojima se ponude prihvataju od onih sa najnižom cijenom do onih sa najvišom cijenom dok se ne zadovolji cjelokupna tražena količina električne energije.³³

³² <https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2026/02/Annual-report-2025.pdf>

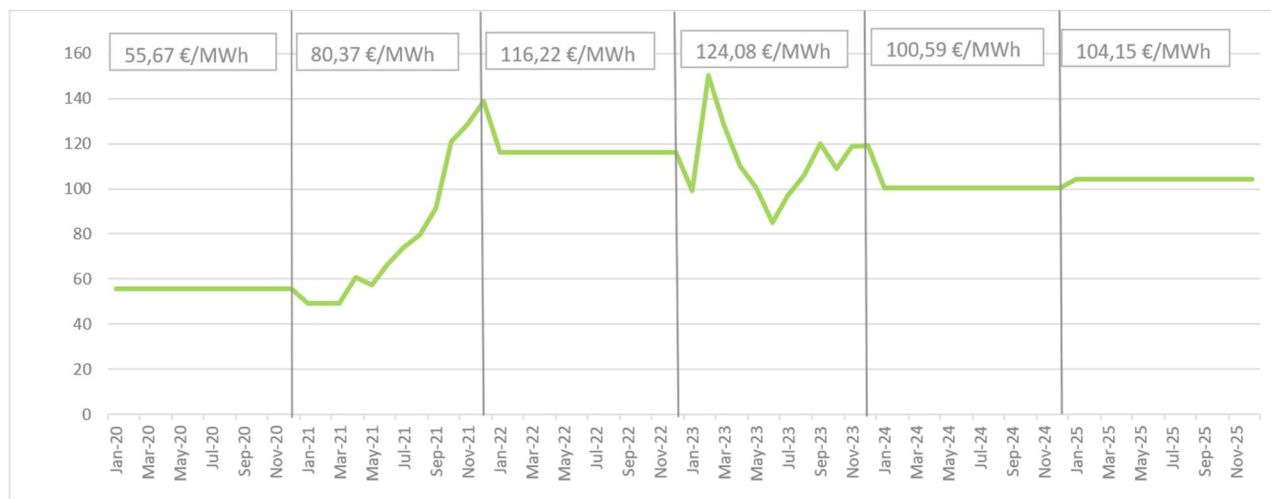
³³ <https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2023/03/II.2b-Pravila-dugorocne-trgovine.pdf>

Na graficima koji slijede prikazane su prosječne ponderisane cijene u periodu 2020 - 2025. godina po kojima su operatori sistema realizovali nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu u transparentnim postupcima, odnosno posredstvom BELEN-a.



Grafik 4.2.1 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CGES kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u periodu 2020 - 2025. godina

Na Grafiku 4.2.1 se može vidjeti da je prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u 2025. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori iznosila 104,43 €/MWh, što je za 17,05% manje u odnosu na 2024. godinu. U 2025. godini CGES je 72,77% energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu kupio od „GEN-I trgovanje i prodaja električne energije“, od „Danske Commodities“ A/S Aarhus, 13,57% , od „Motor Oil Renewable Energy Single Member S.A“, 7,02%, od „HIFA OIL“, 4,30%, od EPCG, 1,84% i od „Green Balancing Group DOO“, 0,5% .



Grafik 4.2.2 Prosječne ponderisane cijene po kojima je CEDIS kupovao električnu energiju za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u periodu 2020 - 2025. godina

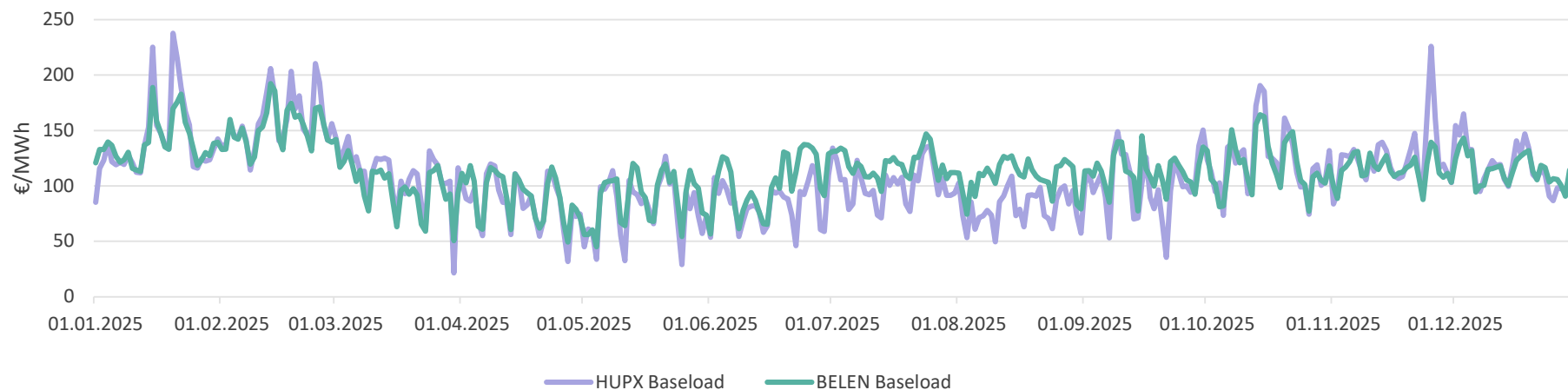
Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u 2025. godini na dugoročnom organizovanom tržištu u Crnoj Gori iznosila je 104,15 €/MWh, odnosno

bila je viša za 3,42% od cijene u 2024. godini. Cjelokupna količina električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu je nabavljena od EPCG, koja je vlasnik CEDIS-a.

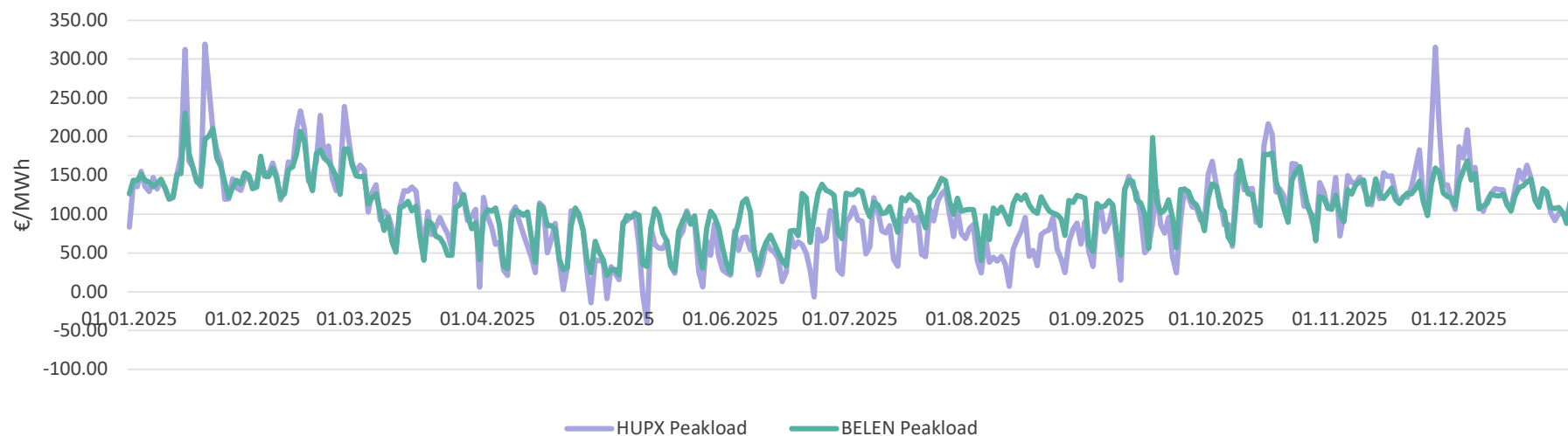
Pored dugoročnog berzanskog tržišta, tokom 2025. godine, trgovina električnom energijom se odvijala i na dan-unaprijed tržištu, koje je uspostavljeno 26. aprila 2023. godine. Ukupna količina električne energije kojom je trgovano na dan-unaprijed tržištu u 2025. godini iznosila je 340.553,9 MWh, dok je prosječna dnevna količina iznosila 933,0 MWh.³⁴ Imajući u vidu da je vrijeme zatvaranja kapije na crnogorskom dan-unaprijed tržištu u 10:15 CET, a da je na svim susjednim tržištima kasnije, učesnici na crnogorskom tržištu imaju mogućnost da nakon trgovanja na njemu trguju i na drugim tržištima i time ostvare veći profit. Istovremeno, to doprinosi povećanju likvidnosti crnogorskog dan-unaprijed tržišta električne energije.

Na graficima koji slijede prikazane su cijene bazne (*base/load*) i vršne (*peak/load*) električne energije ostvarene tokom 2025. godine na crnogorskom (BELEN) i mađarskom dan-unaprijed tržištu (HUPX), kao referentnoj berzi za tržišta Zapadnog Balkana. Cijene na oba tržišta su imale isti trend tokom cijele godine, s tim što su, u određenim danima tokom januara, marta i prve polovine decembra, cijene na HUPX-u bile izrazito visoke i značajno veće od cijena na crnogorskoj berzi.

³⁴ <https://belen-spot.me/wp-content/uploads/2026/02/Annual-report-2025-1.pdf>

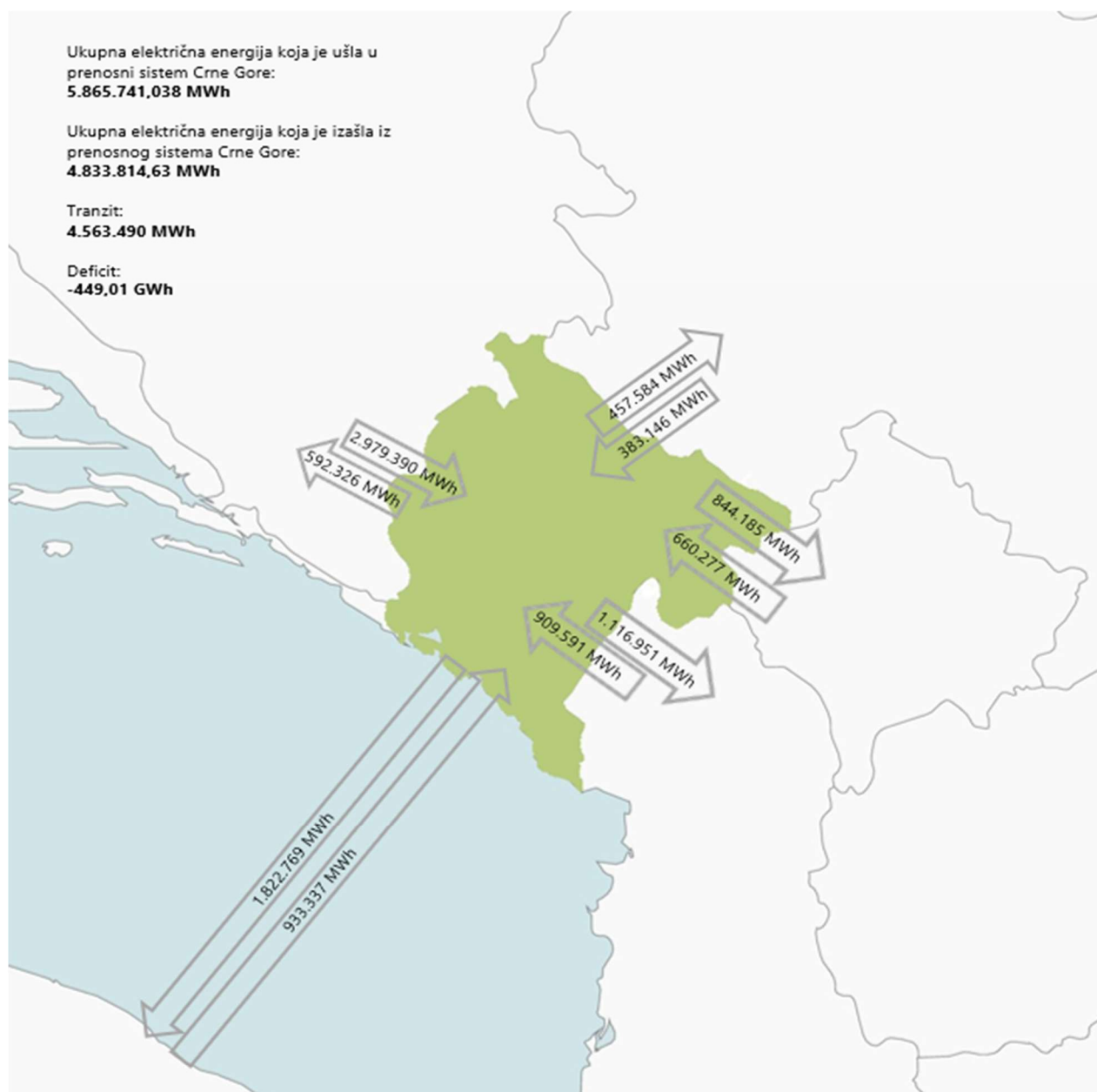


Grafik 4.2.3 Cijene bazne električne energije ostvarene u 2025. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu



Grafik 4.2.4 Cijene vršne električne energije ostvarene u 2025. godini na crnogorskom i mađarskom dan-unaprijed tržištu električne energije

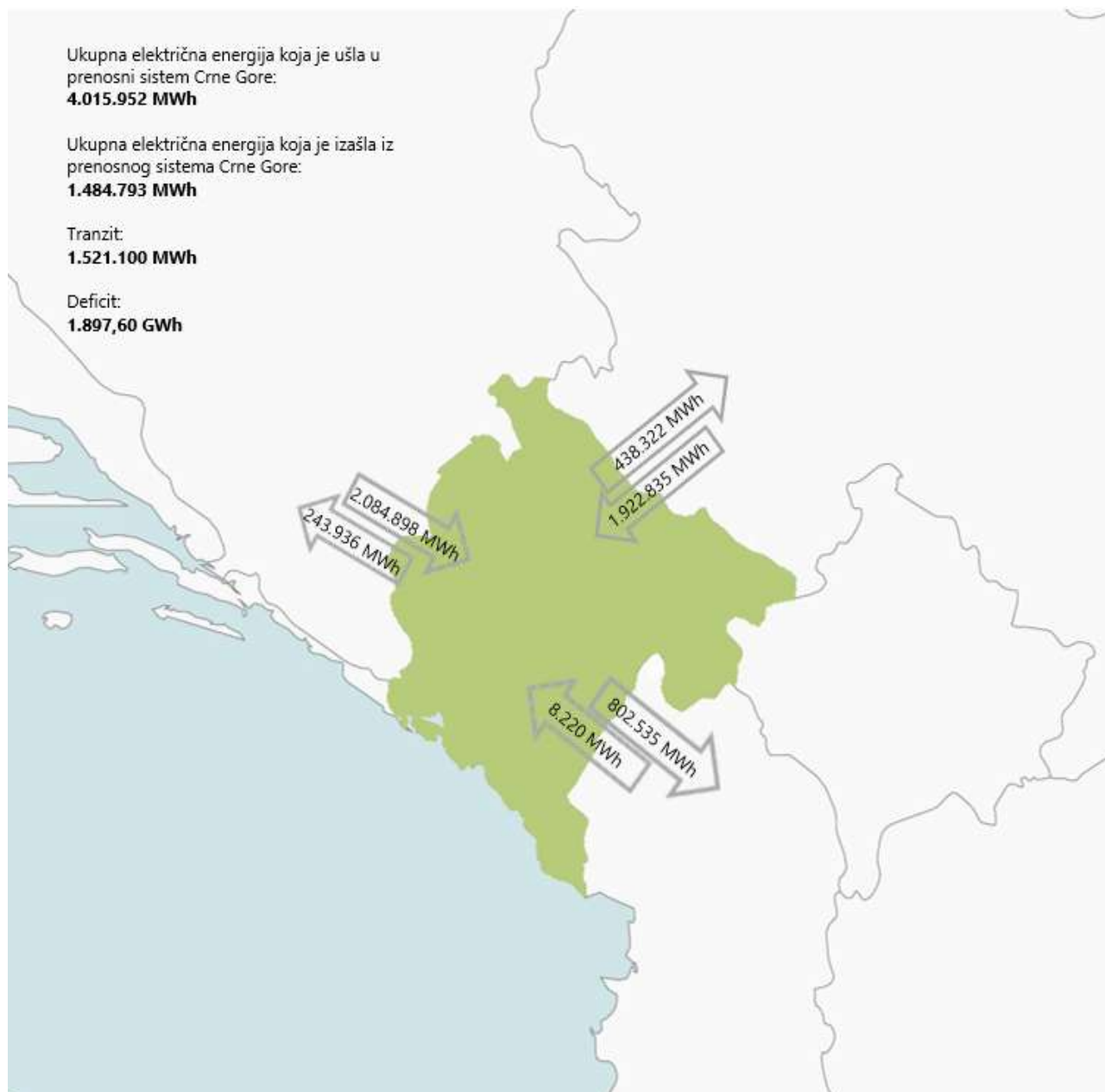
Fizička razmjena električne energije između elektroenergetskog sistema Crne Gore i susjednih sistema u 2025. godini je prikazana na slici koja slijedi.



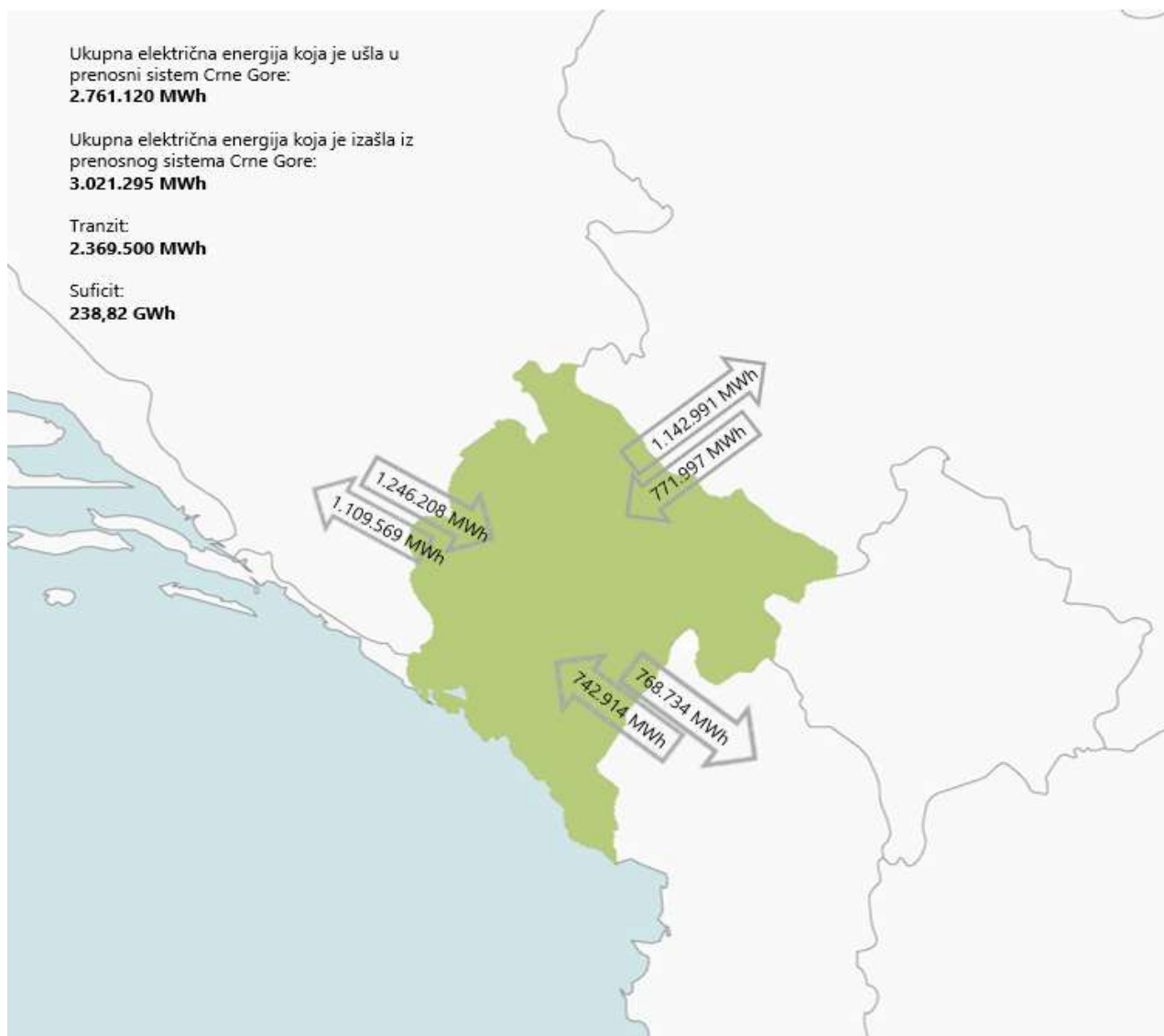
Slika 4.2.1 Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2025. godini

Nakon puštanja u rad podmorske interkonekcije, prekogranična razmjena energije se značajno povećala. Crnogorski elektroprenosni sistem postaje čvorište preko koga se vrši razmjena energije između zemalja EU i zemalja Jugoistočne Evrope, usljed čega se tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema udvostručio u odnosu na period prije puštanja u rad podmorske interkonekcije. Najveća količina električne energije je u crnogorski elektroenergetski sistem ušla iz Bosne i Hercegovine, koja je neto-izvoznica, a zatim iz Italije, Albanije, Kosova i Srbije, dok je najveća količina energije iz crnogorskog elektroenergetskog sistema predana italijanskom elektroenergetskom sistemu.

Kako bismo sagledali na koji način su razvoj elektroprenosnog sistema Crne Gore i sprovođenje reformi elektroenergetskog sektora, počev od 2008. godine, uticali na prekogranične tokove električne energije i razvoj tržišta, u nastavku je prikazano poređenje podataka o fizičkoj razmjeni električne energije između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema prikazanih na Slici 4.2.2 u odnosu na 2008. godinu – godinu koja prethodi početku reformi sektora i 2018. godinu – godinu koja prethodi puštanju u rad podmorske interkonekcije.



Slika 4.2.2 Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2008. godini



Slika 4.2.3 Fizički tokovi između crnogorskog elektroprenosnog sistema i susjednih sistema u 2018. godini

U 2025. godini, količina električne energije koja je ušla u prenosni sistem Crne Gore, prema podacima CGES-a, iznosila je 5.865.741 MWh, što je dvostruko više nego 2018. godine i za 46% više nego 2008. godine, dok je energija koja je izašla iz crnogorskog sistema iznosila 4.833.815 MWh, što je za jedan i po put više nego 2018. godine i tri puta više nego 2008. godine. Tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema iznosio je 4.563.490 MWh u 2025. godini, što je duplo više nego u 2018. godini i tri puta više nego 2008. godine.

U narednom periodu očekuje se i uspostavljanje unutardnevnog tržišta električne energije, a dalji razvoj crnogorskog tržišta umnogome će determinisati procesi njegovog povezivanja sa jedinstvenim evropskim tržištem električne energije (SDAC i SIDC), koje će primarno sprovoditi CGES, BELEN i Agencija.

4.3 Maloprodajno tržište električne energije

Na maloprodajnom tržištu električne energije, koje se odnosi na snabdijevanje krajnjih kupaca od strane licenciranih snabdjevača, tokom 2025. godine, licencu za snabdijevanje električnom energijom, izdatu od strane Agencije, posjedovalo je sedam subjekata, i to:

- „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić,
- „Montenegro Bonus“ DOO Cetinje,
- „Medex Electric“ DOO Podgorica,
- „Uniprom“ DOO Nikšić,
- „Petrol Crna Gora MNE“ DOO Podgorica,
- „Twinfin Tesla“ DOO Podgorica, i³⁵
- „Anni Engineering“ DOO Podgorica.

Među njima, jedino je „Elektroprivreda Crne Gore“ AD Nikšić bila aktivna na tržištu snabdijevanja tokom 2025. godine. Iako su tokom 2023. godine prestala da važe zakonska ograničenja u pogledu povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstava, pa je, s tim u vezi, EPCG bila u mogućnosti da cijene električne energije za krajnje kupce formira potpuno slobodno, EPCG je i u 2025. godini zadržala iste cijene snabdijevanja za kupce priključene na prenosni i distributivni sistem, kao i u periodu prije prestanka važenja ovih ograničenja.

U ponudi EPCG zadržani su različiti tarifni modeli za kupce priključene na distributivni sistem: „osnovni“, „plavi“, „crveni“ i „zeleni“ model. Ovi modeli omogućavaju kupcima aktivnije upravljanje sopstvenom potrošnjom i potencijalne uštede, u zavisnosti od izabranog modela koji najviše odgovara njihovim navikama potrošnje.

Tokom 2025. godine, ukupno 223 kupca su promijenili tarifni model snabdijevanja, što predstavlja povećanje od 38,5% u odnosu na promjene tarifnih modela snabdijevanja u 2024. godini. Od toga:

- tri kupca je izvršilo promjenu iz „crvenog“ u „osnovni“ model,
- dva iz „osnovnog“ u „crveni“,
- 10 iz „osnovnog“ u „plavi“,
- 35 iz „osnovnog“ u „zeleni“,
- 171 iz „plavog“ u „osnovni“
- jedan iz „zelenog“ u „osnovni“ i
- jedan iz „zelenog“ u „plavi“.

Od ukupnog broja kupaca koji su tokom 2025. godine potpisali ugovor o snabdijevanju (37.121), 36.969 kupaca su se opredijelili za „osnovni“ model, 100 za „plavi“, tri za „crveni“ i 49 za „zeleni“.

³⁵ <https://dataportal.regagen.co.me/licence/ee-sektor>

4.3.1 Obim prodaje i cijene električne energije u Crnoj Gori

U 2025. godini obim prodaje električne energije kupcima priključenim na distributivni sistem iznosio je 2842,25 GWh, što je za 111,34 GWh ili 4,08% više u odnosu na 2024. godinu. Obim prodaje električne energije u 2025. godini u odnosu na 2024. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, veći za 6,13 GWh ili 5,61%;
- 10 kV, veći za 16,67 GWh ili 4,02%;
- 0.4 kV, ukupno veći za 88,53 GWh ili 4,01%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerenje, veći za 61,60 GWh ili 4,07%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerenje, manje za 1,23 GWh ili 5,22%.

U 2025. godini fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju kupcima priključenim na distributivni sistem iznosila je 266,36 miliona €, što je za 18,25 miliona € ili 7,35% više u odnosu na 2024. godinu. Fakturisana realizacija za prodatu električnu energiju u 2025. godini u odnosu na 2024. godinu je kod kupaca priključenih na:

- 35kV, veća za 0,37 miliona € ili 5,94%;
- 10 kV, veća za 2,11 miliona € ili 6,51%;
- 0.4 kV, ukupno veća za 15,77 miliona € ili 7,53%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerenje, veća za 10,48 miliona € ili 7,58%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerenje, manja za 0,05 miliona € ili 2,24%.

U 2025. godini prosječno ostvarena cijena električne energije, koja obuhvata i naknadu za podsticanje obnovljivih izvora električne energije kod kupaca priključenih na distributivni sistem, iznosila je 9,37 €/kWh (ne uključujući PDV), što je za 0,29 €/kWh ili 3,15% više u odnosu na 2024. godinu.

EPCG je i u 2025. godini, kao jedini aktivni snabdjevač, nastavila da snabdijeva sve kategorije kupaca.

Cijene električne energije u 2025. godini u odnosu na 2024. godinu su kod kupaca priključenih na:

- 35kV, veće za 0,01 €/kWh ili 0,23%;
- 10 kV, veće za 0,19 €/kWh ili 2,46%;
- 0.4 kV, ukupno veće za 0,32 €/kWh ili 3,42%;
- 0.4 kV - domaćinstva dvotarifno mjerenje, veće za 0,31 €/kWh ili 3,37%;
- 0.4 kV - domaćinstva jednotarifno mjerenje, veće za 0,29 €/kWh ili 3,08%.

Relevantni podaci o obimu prodaje električne energije, fakturisanju realizaciji i ostvarenim prodajnim cijenama električne energije kod krajnjih kupaca za period 2015 - 2025. 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 2015 – 2025. godina³⁶

REALIZACIJA PO NAPONSKIM NIVOIMA ELEKTRODISTRIBUTIVNOG SISTEMA														
Naponski nivo	jedinica	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2025/2024.	
35 kV	GWh	91,00	87,37	92,43	97,44	96,50	99,20	104,17	109,32	108,60	109,20	115,33	6,13	5,61%
	mil €	4,92	4,94	5,02	5,33	5,86	6,10	6,41	6,73	6,32	6,23	6,60	0,37	5,94%
	€/kWh	5,41	5,66	5,44	5,47	6,07	6,15	6,16	6,16	5,82	5,71	5,72	0,01	0,23%
10 kV	GWh	321,55	328,69	348,61	361,87	375,13	328,63	359,81	385,00	397,81	415,23	431,90	16,67	4,02%
	mil €	23,60	24,96	25,72	27,99	31,71	26,90	29,14	31,14	30,91	32,41	34,52	2,11	6,51%
	€/kWh	7,34	7,59	7,38	7,73	8,45	8,18	8,10	8,09	7,77	7,80	7,99	0,19	2,46%
0,4 kV	GWh	1748,93	1767,22	1829,73	1834,76	1869,62	1755,26	1907,35	1987,83	2099,14	2206,48	2295,01	88,53	4,01%
	mil €	154,39	154,26	159,49	165,22	175,20	165,11	179,19	185,82	192,63	209,47	225,24	15,77	7,53%
	€/kWh	8,83	8,73	8,72	9,00	9,37	9,41	9,39	9,35	9,18	9,49	9,81	0,32	3,42%
UKUPNO	GWh	2161,48	2183,28	2270,76	2294,06	2341,26	2371,33	2371,33	2482,14	2605,55	2730,91	2842,25	111,34	4,08%
	mil €	182,92	184,16	190,23	198,54	212,76	214,74	214,74	223,68	229,86	248,11	266,36	18,25	7,35%
	€/kWh	8,46	8,43	8,38	8,65	9,09	9,06	9,06	9,01	8,82	9,09	9,37	0,29	3,15%

³⁶ Izvor: EPCG

Tabela 4.3.2 Prodaja električne energije, fakturisana realizacija i ostvarene prodajne cijene električne energije bez PDV-a za domaćinstava u periodu 2015 – 2025. godina

REALIZACIJA KOD DOMAĆINSTAVA													
Naponski nivo	2015.	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	2025/2024.	
Domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem	1186,48	1200,65	1240,77	1234,99	1264,83	1217,46	1316,54	1355,65	1438,07	1512,89	1574,49	61,60	4,07%
	102,67	102,78	105,56	108,34	113,80	109,03	117,57	120,29	125,85	138,26	148,74	10,48	7,58%
	8,65	8,56	8,51	8,77	9,00	8,96	8,93	8,87	8,75	9,14	9,45	0,31	3,37%
Domaćinstva sa jednotarifnim mjerenjem	64,32	50,47	45,10	37,08	25,46	21,44	17,73	18,21	22,64	23,54	22,31	-1,23	-5,22%
	6,97	5,08	4,25	3,64	2,58	2,00	1,65	1,69	2,06	2,23	2,18	-0,05	-2,24%
	10,83	10,06	9,43	9,80	10,13	9,33	9,31	9,26	9,11	9,48	9,77	0,29	3,08%
UKUPNO	1250,80	1251,13	1285,87	1272,08	1290,28	1238,90	1334,27	1373,86	1460,72	1536,43	1596,80	60,37	3,93%
	109,64	107,85	109,81	111,97	116,37	111,04	119,22	121,98	127,91	140,49	150,92	10,43	7,42%
	8,77	8,62	8,54	8,80	9,02	8,96	8,94	8,88	8,76	9,14	9,45	0,31	3,36%

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 energetska miks, diversifikaciju uvoza, troškove mreža, troškove zaštite životne sredine, vremenske uslove i iznose akciza i poreza. Kancelarija EU zadužena za statistiku (EUROSTAT) prikazuje da su cijene električne energije za domaćinstva u 22 države članice EU, u drugoj polovini 2025. godine, veće u odnosu na cijene u drugoj polovini 2024. godine, dok su u 12 država EU cijene električne energije za domaćinstva u drugoj polovini 2025. godine niže u odnosu na drugu polovinu 2024. godine. Prosječna cijena u EU za 2025. godinu, uključujući sve takse i PDV, iznosi 28,96 €/kWh, a cijene su se kretale od 10,82 €/kWh u Mađarskoj do 40,42 €/kWh u Irskoj.

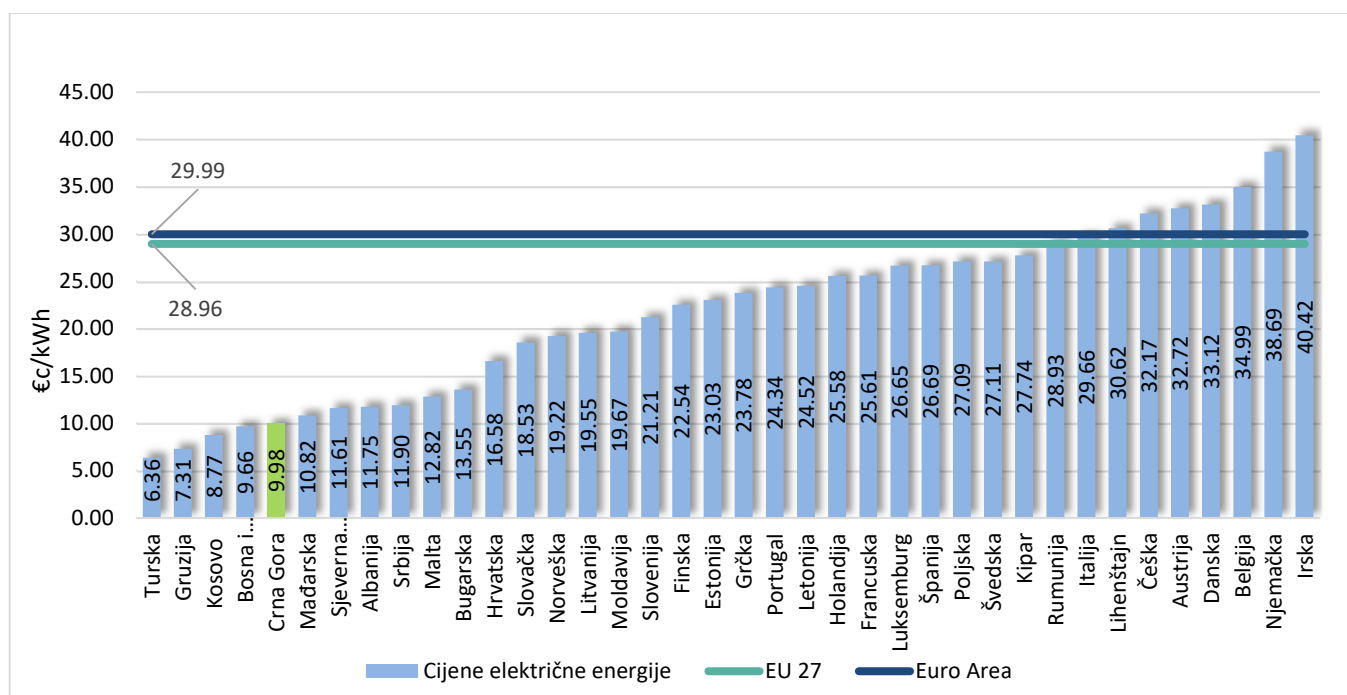
Promjene cijena električne energije u drugoj polovini 2025. godine u odnosu na drugu polovinu 2024. godine bile su različite po državama. Najveća povećanja cijena električne energije za domaćinstva u EU registrovana su u Rumuniji – 55,29%, Austriji – 34,26%, Luksemburgu – 31,67% i Holandiji – 18,70%. Na ova povećanja uglavnom su uticali mrežni troškovi, kao i smanjenje subvencija i dodataka. Najveća smanjenja cijena električne energije za domaćinstva u EU registrovana su u Finskoj – 17,41%, Kipru – 14,67% i Francuskoj 12,47%.

Iskazano u €, uključujući sve takse i PDV, prosječne cijene električne energije za domaćinstva u drugoj polovini 2025. godine bile su najniže u Turskoj – 6,36 €/kWh, Gruziji 7,31 €/kWh, Kosovu – 8,77 €/kWh, Bosni i Hercegovini – 9,66 €/kWh i Crnoj Gori – 9,98 €/kWh, a najviše u Irskoj – 40,42 €/kWh, Njemačkoj – 38,69 €/kWh, i Belgiji – 34,99 €/kWh.

Prosječna cijena električne energije za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u Crnoj Gori iznosila je 9,98 €/kWh, uključujući sve takse i PDV, dok je prosječna cijena električne energije u zemljama EU, kao što je već rečeno, bila 28,96 €/kWh.³⁷

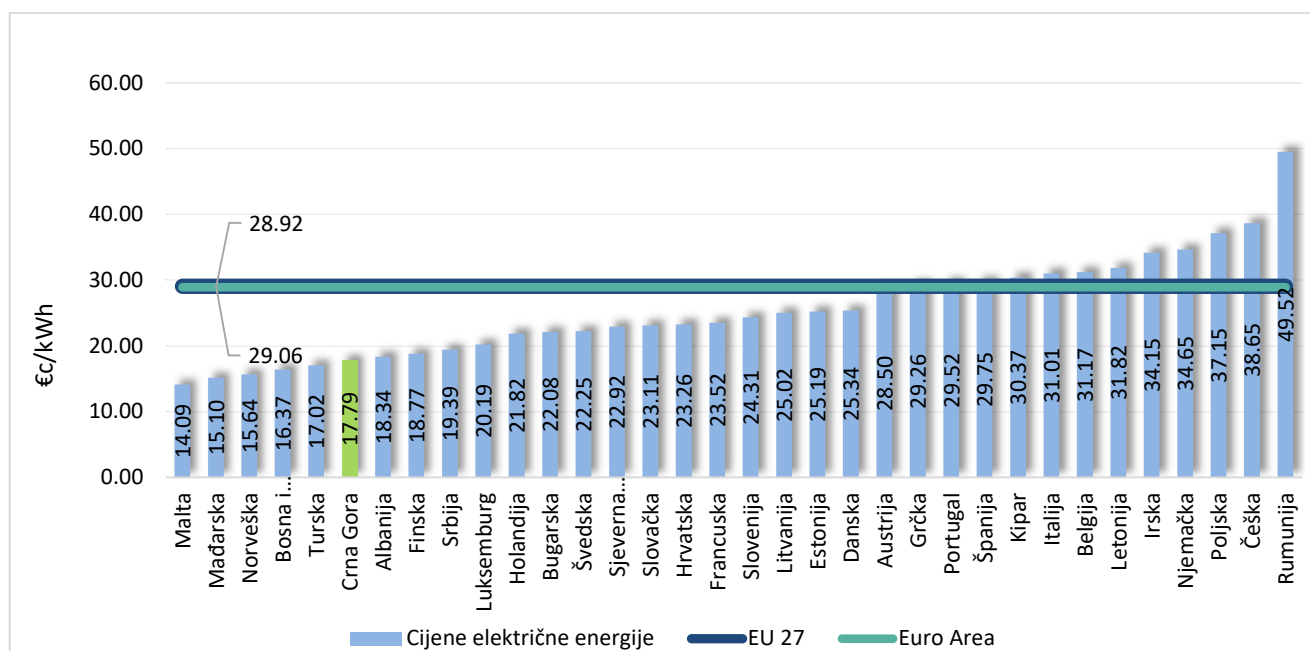
³⁷ Izvor podataka: Eurostat (https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers).

Tarife ili cijene električne energije se razlikuju od jednog do drugog snabdjevača i način njihovog obračuna se razlikuje 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 4.3.1 ovog izvještaja.



Grafik 4.3.1 Prosječna cijena električne energije u evropskim državama u 2025. godini

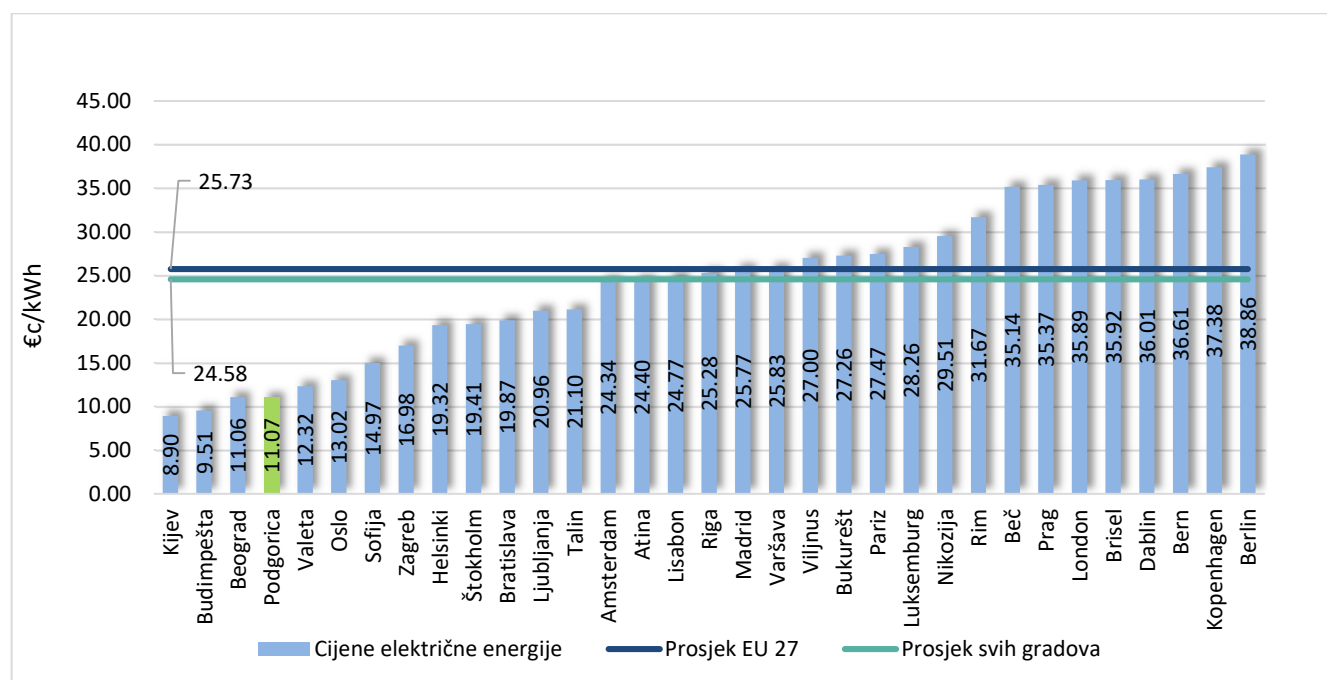
Radi boljeg poređenja cijena električne energije za domaćinstva, na Grafiku 4.3.2 prikazane su prosječne cijene električne energije za domaćinstva u Evropi za 2025. godinu, svedene na paritet kupovne moći. Na taj način, uzete su u obzir i razlike u standardu, koje postoje između evropskih zemalja. I u ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Crnoj Gori (17,79 €/kWh) je ispod prosjeka u EU (29,06 €/kWh).



Grafik 4.3.2 Prosječne cijene električne energije za domaćinstva u evropskim državama u 2025. godini svedene na paritet kupovne moći

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

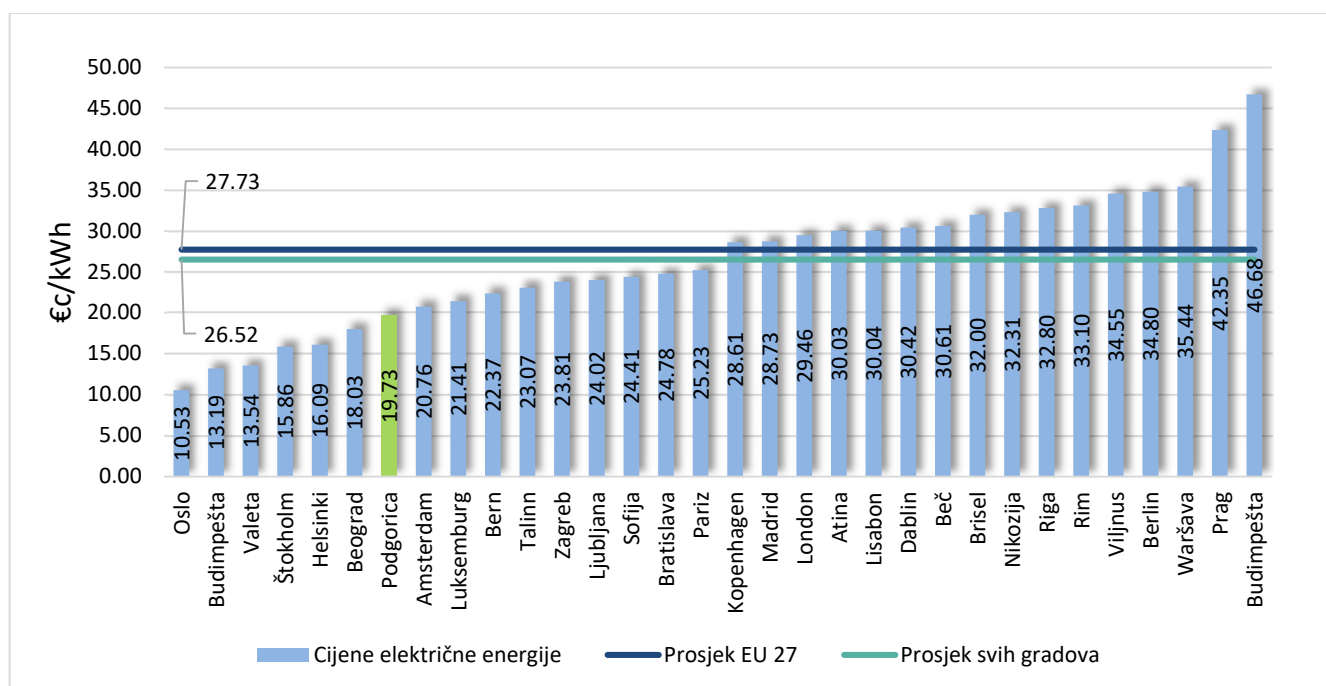
Na Grafiku 4.3.3 prikazane su prosječne cijene električne energije za 33 glavna grada u decembru 2025. godine, uključujući i Podgoricu.³⁸



Grafik 4.3.3 Prosječna cijena električne energije za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2025. godine

Radi boljeg poređenja cijena električne energije za domaćinstva, na Grafiku 4.3.4 prikazane su prosječne cijene električne energije za domaćinstva svedene na paritet kupovne moći, u pojedinim glavnim evropskim gradovima u decembru 2025. godine. U ovom slučaju, cijena električne energije za domaćinstva u Podgorici je niža od prosjeka u 25 glavnih gradova u Evropi.

³⁸ 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 4.3.1 ovog izvještaja.



Grafik 4.3.4 Prosječne cijene električne energije po paritetu kupovne moći za domaćinstva u glavnim gradovima evropskih država u decembru 2025. godine

4.3.3 Zaštita potrošača

U Zakonu nije data definicija „zaštite krajnjih kupaca“ električne energije, ali se na više mjesta pominje, obuhvata različite aspekte i suštinski promoviše ideju da je u osnovi razvoja energetskog sektora obezbjeđenje koristi za kupca. Pri tome sagledavanjem u cjelini odredbi ovog zakona može se izdvojiti zaštita kupaca u širem značenju i uži aspekt vezan za djelatnost snabdjevača.

Zakon u članu 4 stav 1 određuje da je obezbjeđivanje 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, kao i energetski razvoj od javnog interesa. Stavom 2 istog člana propisano je da se javni interes ostvaruje obavljanjem energetskih djelatnosti uređenih ovim zakonom na principima efikasnog i ekonomičnog korišćenja prirodnih resursa koje zadovoljava energetske potrebe i strateške ekonomske interese Crne Gore; zaštitom životne sredine; efikasnim korišćenjem energije i korišćenjem energije iz obnovljivih izvora; unapređenjem konkurencije na tržištu električne energije i uspostavljanjem konkurentnog tržišta gasa; *zaštitom krajnjih kupaca električne energije i gasa*; dobitnim poslovanjem; podsticanjem učešća privatnog sektora; ugovaranjem korišćenja prenosnih i distributivnih sistema električne energije i gasa, snabdijevanja električnom energijom, gasom i toplotnom energijom za daljinsko grijanje odnosno hlađenje ili industrijsku upotrebu i učestvovanja na tržištu električne energije i gasa; usklađivanjem organizacije i funkcionisanja energetskog sektora Crne Gore sa organizacijom i funkcionisanjem energetskih sektora evropskih država i poštovanjem prava svojine, što znači da je jedan od principa i zaštita krajnjih kupaca.

Zaštita krajnjih kupaca je u članu 8 Zakona utvrđena i kao jedan od ciljeva energetskeg razvoja Crne Gore. Ovim članom je propisano da se energetskeg razvoj planira u cilju obezbjeđenja neprekidnog, sigurnog i kvalitetnog snabdijevanja energijom; obezbjeđenja održive i efikasne proizvodnje i korišćenja energije; razvijanja i korišćenja različitih izvora energije; povećanja proizvodnje odnosno korišćenja energije iz obnovljivih izvora i visokoefikasne kogeneracije; efikasnog obavljanja energetskeg djelatnosti i javnih usluga uz obezbjeđenje održivog razvoja; zaštite životne sredine u svim oblastima energetskeg djelatnosti; obezbjeđenja konkurencije na tržištu energije na načelima nepristrasnosti, transparentnosti i nediskriminatornosti; održavanja stabilnih uslova poslovanja i podsticanja javnog, privatnog i javno-privatnog ulaganja i poslovanja u oblasti energetike; povezivanja crnogorskog energetskeg sistema sa evropskim energetskeg sistemima i sistemima država u okruženju u skladu sa energetskeg potrebama i potrebama ekonomskog razvoja; razvoja tržišta električne energije i njegovog povezivanja sa regionalnim i unutrašnjim tržištem Evropske unije; stvaranja uslova za investiranje u energetiku i zaštite krajnjih kupaca energije.

Dalje, članom 31 Zakona, koji uređuje ciljeve Agencije, propisano je da Agencija u vršenju poslova utvrđenih ovim zakonom, između ostalog, doprinosi obezbjeđenju koristi za krajnje kupce preko efikasne funkcijeonisanja tržišta, promovisanju konkurencije i zaštiti krajnjih kupaca, kao i pružanju pomoći za postizanje visokog nivoa kvaliteta pružanja javnih usluga kod snabdijevanja električnom energijom i gasom, doprinoseći i zaštiti ranjivih kupaca i kompatibilnosti procesa razmjene podataka za promjenu snabdjevača.

Iz navedenog se može zaključiti da je zaštita krajnjih kupaca u širem značenju, ključni dio energetskeg razvoja, odnosno cilj koji se mora uključiti u kontekst realizacije ukupnih ciljeva postavljenih Zakonom radi ostvarivanja dugoročne sigurnosti snabdijevanja električnom energijom.

U užem značenju zaštitu krajnjih kupaca treba da obezbijedi snabdjevač kroz postupanje i dosljedno izvršavanje propisanih obaveza prema kupcima, kao i Agencija donošenjem opštih akata koji uređuju postupanje snabdjevača, zatim u postupcima rješavanja žalbi, sprovođenjem nadzora nad radom snabdjevača i rješavanjem sporova koji proizilaze iz ugovornih odnosa između energetskeg subjekata ili/i korisnika njihovih usluga koje su joj pravna lica i preduzetnici povjerali na rješavanje.

Snabdijevanje električnom energijom može da vrši snabdjevač na osnovu licence i ugovora o snabdijevanju. EPCG je u 2025. godini bila jedini aktivni snabdjevač koji snabdijeva električnom energijom kupce u Crnoj Gori.

Zakonom su propisane obaveze snabdjevača u odnosu na krajnje kupce električne energije, kao i prava krajnjih kupaca prema snabdjevaču. Normativna razrada odredaba Zakona koje se odnose na zaštitu krajnjih kupaca sadržana je u podzonskim aktima kojim su uređeni opšti uslovi za snabdijevanje električnom energijom, promjena snabdjevača krajnjih kupaca električne energije, minimum kvaliteta isporuke i snabdijevanja električnom energijom i funkcionisanje snabdjevača poslednjeg izbora.

Zaštita kupaca koju obezbjeđuje snabdjevač uređena je odredbama Zakona koje se odnose na prava krajnjih kupaca, obaveze snabdjevača, zaštitu kupaca i propisivanje obavezne sadržine opštih uslova

snabdijevanja i pravila kojim se uređuje promjena snabdjevača. Kupci imaju pravo: na izbor i promjenu snabdjevača, pristup podacima o sopstvenoj potrošnji, pravo na prigovor zbog neizvršavanje obaveza iz ugovora o snabdijevanju, na informaciju o pravima koje je snabdjevač dužan da mu obezbijedi, primjenljivim propisima i mehanizmima za rješavanje sporova, rješavanje prigovora na objektivan, jednostavan, efikasan i transparentan način uz odgovarajuću finansijsku kompenzaciju u utvrđenim slučajevima, kao i na otklanjanje tehničkih ili drugih smetnji u isporuci električne energije. Pored toga, obaveza je snabdjevača da informiše kupca o namjeri da izmijeni ugovorne uslove i o njihovom pravu na raskid ugovora o snabdijevanju nakon prijema obavještenja o toj izmjeni.

Takođe, snabdjevač je dužan da na transparentan i razumljiv način obavijesti krajnjeg kupca koji nije iz kategorije domaćinstva o cijeni i svakoj promjeni cijene snabdijevanja, kao i o razlozima za njihovu promjenu, najkasnije 15 dana, a krajnjeg kupca iz kategorije domaćinstva najkasnije 30 dana prije početka primjene cijene, i objavi ih na svojoj internet stranici.

Snabdjevač je dužan da naplaćuje energiju i usluge na osnovu računa koji mora biti pregledan i čitak, da ponudi krajnjim kupcima više načina plaćanja, pri čemu svaka razlika u naknadama povezanim sa načinima plaćanja ili sistemima pretplate mora biti objektivna, nediskriminatorna, proporcionalna i ne smije biti veća od direktnih troškova koje snabdjevač snosi za upotrebu posebnog načina plaćanja u skladu sa zakonom, i izvršava druge propisane obaveze.

U izvještajnom periodu EPCG je vršila i funkciju snabdjevača posljednjeg izbora i snabdijevala ranjive kupce po osnovu zaključenog ugovora između Vlade CG i EPCG za period 2023-2025. godina.

Zakon je za razliku od prethodnog zakona o energetici (donijetog 2016. godine sa više izmjena i dopuna), kojim je snabdijevanje posljednjeg izbora i ranjivih kupaca bilo objedinjeno kod jednog snabdjevača, razdvojio ove dvije funkcije snabdijevanja. Zakonom je propisano da je snabdjevač posljednjeg izbora snabdjevač električnom energijom, određen u transparentnom postupku, koji pruža javnu uslugu snabdijevanja električnom energijom po posebnim uslovima i rokovima, u skladu tim zakonom.

U skladu sa Zakonom, snabdjevač posljednjeg izbora određuje se odlukom o izboru snabdjevača koju po sprovedenom postupku javnog nadmetanja donosi Vlada, na period od tri kalendarske godine i vrši snabdijevanje električnom energijom svih kategorija krajnjih kupaca priključenih na distributivni ili na prenosni sistem električne energije koji bez svoje krivice ostanu bez snabdjevača ili ugovora o snabdijevanju i domaćinstava, kao i snabdijevanje malih i mikro pravnih lica priključenih na distributivni sistem električne energije koji izaberu snabdijevanje preko snabdjevača posljednjeg izbora, čime se obezbjeđuje pravo kupaca na univerzalnu uslugu.

U 2025. godini nije bilo zahtjeva kupaca za snabdijevanjem od strane snabdjevača posljednjeg izbora niti kupaca koji su ostali bez snabdijevanja, pa je EPCG vršila snabdijevanje isključivo ranjivih kupaca.

Ranjivi kupci koji su zdravstveno i socijalno ugroženi, su domaćinstva 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 snabdijevanja, i lica koja su u stanju

socijalne potrebe koju je utvrdila javna ustanova, odnosno organ državne uprave nadležan za poslove socijalnog staranja, dok su ranjivi kupci koji su socijalno ugroženi domaćinstva u kojima žive lica u stanju socijalne potrebe koju je utvrdila javna ustanova, odnosno organ državne uprave nadležan za poslove socijalnog staranja.

Bliži kriterijumi za određivanje ranjivih kupaca električne energije, visina subvencije za ranjive kupce koji su zdravstveno i socijalno ugroženi, kao i granice mjesečne potrošnje električne energije za koju se može ostvariti pravo na subvenciju bila je propisana Uredbom o snabdijevanju ranjivih kupaca električne energije („Službeni list CG”, broj 81/18), koja je primjenjivana u 2025. godini.

U decembru 2025. godine, prema podacima EPCG, bila su 283 ranjiva kupca, kojima su u skladu sa navedenim propisom subvencionirani računi u visini od 50%.

U 2025. godini subvencioniranje računa je vršeno i u skladu sa Zaključcima Vlade, broj 10-128/25-168/2 od 30.01.2025. godine i na osnovu Uputstva o postupku i načinu sprovođenja programa subvencioniranja računa za električnu energiju za period od 1.01.2025. godine do 31.12.2025. godine, broj 07-128/25-214/4 od 07.02.2025. godine, koje je utvrdilo Ministarstvo socijalnog staranja, brige o porodici i demografije. U skladu sa ovim uputstvom pravo na subvencioniranje računa u 2025. godini imali su korisnici:

- materijalnog obezbjeđenja,
- dodatka za njegu i pomoć,
- lične invalidnine,
- prava na porodični smještaj ili porodični smještaj-hraniteljstvo, u skladu sa Zakonom o socijalnoj i dječijoj zaštiti i
- novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca, u skladu sa propisima iz boračko invalidske zaštite.

Pravo na subvencije računa imala su 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 u specijalnim odjeljenjima redovne škole, i
- nezaposlena lica koja su završila obrazovanje po obrazovnom programu, uz obezbjeđivanje dodatnih uslova i pomagala; obrazovnom programu sa prilagođenim izvođenjem i dodatnom stručnom pomoći; posebnom obrazovnom programu, u skladu sa posebnim zakonom.

Na osnovu predmetnog akta korisnici materijalnog obezbjeđenja, korisnici prava na porodični smještaj ili porodični smještaj-hraniteljstvo i korisnici novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca imali su pravo na popust od 40% za iznos računa do 60 €, a za iznose veće od 60 € umanjeње

računa je bilo 24 €, dok su ostale grupe kupaca imale popust od 30% za iznos računa do 60 €, a za račune veće od 60 € umanjeње za 18 €. Prema podacima EPCG, subvenciju računa od 30% u decembru 2025. godine ostvarilo je 28.382 kupca, dok je 2.935 kupaca ostvarilo pravo na subvenciju računa od 40%.

Jedan segment zaštite prava potrošača ostvaruje se i kroz odlučivanje po prigovorima kupaca po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta snabdijevanja električnom energijom i drugim prigovorima koji se odnose na snabdijevanje električnom energijom, u skladu sa ovlaštenjima iz Zakona. Prema podacima EPCG, u 2025. godini snabdjevaču je podnijeto ukupno 6.016 prigovora, od kojih je 4.115 odbijeno, a 1.729 usvojeno, dok je rješavanje 172 prenijeto u 2026. godinu.

Podaci o podnijetim i riješenim prigovorima u 2025. godini su prikazani u Tabeli 4.3.3, i to: po vrsti, broju i načinu njihovog rješavanja.

Tabela 4.3.3 Podaci o podnijetim prigovorima u 2025. godini

Vrsta prigovora	Ukupan broj	Usvojeni	Odbijeni
Prigovor na upozorenje o obustavi snabdijevanja	17	8	7
Prigovor zbog obustave isporuke električne energije	0	0	0
Prigovor po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, isporuke i snabdijevanja električnom energijom	4	1	1
Prigovor zbog neispravnosti brojila	42	16	17
Prigovor na visinu računa (provjera mjernih veličina iskazanih na računu za el. energiju)	4821	1581	3106
Prigovori u drugim slučajevima u vezi snabdijevanja električnom energijom	1132	123	984

Zbog neizvršavanja obaveza utvrđenih računom za utrošenu električnu energiju, prema podacima EPCG, u 2025. godini je bila obustavljena isporuka električne energije kod 13.918 kupaca. Od toga broja 11.742 su bili kupci iz kategorije domaćinstva.

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 za izvršavanje obaveza za utrošenu električnu energiju. Uz to, kupcima je obezbijeđeno i besplatno pružanje servisnih informacija.

U istom periodu kod 73 kupca je došlo do obustave isporuke električne energije zbog nezaključivanja ugovora o snabdijevanju električnom energijom.

U 2025. godini zaključeno je ukupno 10.350 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate od čega 9.944 sporazuma sa kupcima iz kategorije „domaćinstava“, a 406 sa ostalim distributivnim kupcima. Prema podacima EPCG za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo teret“, zaključeno je 7.690 sporazuma, od čega se 5.939 odnosi na sporazume kojima je produžen ranije utvrđeni način izvršavanja obaveza, dok su u 1.751 slučaju u pitanju novi sporazumi. Za vrijeme trajanja akcije kupcima iz kategorije „domaćinstva“ omogućava se otplata ukupnog duga ili dijela duga u jednakim mjesečnim ratama, u iznosu od po 20 € i izuzeće od prinudnih metoda naplate dok se poštuje sporazum. Sporazum pod navedenim uslovima mogli su zaključiti i kupci kojima je bila obustavljena isporuka električne energije (isključeni sa distributivne mreže), kao i domaćinstva koja su prije početka akcije potpisali ugovore o izmirenju duga. Kupcima, koji blagovremeno izmiruju obaveze po zaključenim sporazumima, EPCG ne obračunava zateznu kamatu na dug.

Za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo teret“ u 2025. godini sa kupcima iz kategorije „ostala potrošnja“ zaključena su 33 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju u ratama, pri čemu kod ovih kupaca minimalna mjesečna rata iznosi 50 €. U zavisnosti od visine duga, kupcima iz privrede je ponuđeno više opcija za otplatu duga počev od četvrtine duga (25%), trećine (33%) i polovine (50%) do ukupnog iznosa duga.

U 2025. godini raskinuto je ukupno 5.444 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, od čega 1.763 sporazuma zaključenih u 2025. godini.

U decembru 2025. godine je bilo ukupno 13.096 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, što obuhvata i sporazume koji su zaključeni prije 2025. godine.

U cilju stimulisanja redovnog izmirenja računa za utrošenu električnu energiju, EPCG je kupcima iz kategorije domaćinstva, koji redovno izmiruju račune za utrošenu električnu energiju, a čija je potrošnja nižu od 500 kWh obezbijedila popust. Tako je kupcima iz kategorije domaćinstva - članovima „Zlatnog tima“, tj. kupcima koji su u kontinuitetu svakog mjeseca izmirivali svoje obaveze obračunavala popust od 38% na stavku aktivne energije, dok su kupci koji su izmirivali svoja dugovanja do kraja mjeseca imali popust od 21,5%.

U 2025. godini kupci iz kategorije domaćinstva imali su popust na mrežne usluge u visini od 6,4%, koji je u periodu januar-jun obračunavan svim kupcima, a u periodu jul - decembar samo redovnim kupcima.

U cilju smanjenja aerozagađenja, EPCG je kupcima iz Pljevalja, koji pripadaju kategoriji domaćinstva, u januaru, februaru i martu 2025. godine omogućila popust od 30% na stavku aktivne energije, a u mjesecu decembru popust od 50%.

Informisanje kupaca u 2025. godini vršeno je putem besplatne info linije - 19100, internet stranice i Facebook stranice EPCG-a.

Na osnovu člana 45 stav 1 Zakona, Agenciji su u izvještajnom periodu podnijete tri žalbe po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta snabdijevanja. Jedna od njih je usvojena i predmet vraćen na ponovni postupak, dok je druga odbijena. Treća žalba je podnijeta zbog ćutanja uprave, to jest EPCG.

U tom slučaju, u vrijeme podnošenja žalbe, EPCG je već bila donijela rješenje, za koje je stranka tvrdila da joj nije dostavljeno. Nakon toga EPCG je stranki poslala rješenje, tako da se u navedenom slučaju ima smatrati da je prvostepeni organ donio rješenje u roku od sedam dana, shodno odredbi člana 125 stav 6 Zakona o upravnom postupku.

U skladu sa Zakonom i Pravilima o minimumu kvaliteta, 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 neispunjenost minimuma kvaliteta, podnese snabdjevaču prigovor po osnovu neispunjavanja minimuma kvaliteta, koji je snabdijevač dužan da riješi u roku od 15 dana.

Prema podacima EPCG, u 2025. godini po navedenom osnovu podnijeta su četiri prigovora, od kojih je jedan usvojen i kupcu isplaćena finansijska kompenzacija u iznosu od 20 €. Rješavanje dva prigovora je prenijeto u 2026. godinu i oni su odbijeni.

U 2025. godini Agenciji je dostavljeno oko 40 podnesaka, kojima se uglavnom osporava visina računa za utrošenu električnu energiju, odnosno postojanje duga i obračun zatezne kamate na računima za utrošenu električnu energiju vezano za taj dug, kao i obračun neovlašćeno preuzete električne energije. Ove podneske Agencija je u skladu sa Zakonom o upravnom postupku prosljeđivala nadležnom organu na postupanje ili je donosila rješenja o odbijanju istih, zbog nenadležnosti.

U skladu sa Zakonom o zaštiti potrošača („Službeni list CG”, br. 02/14, 06/14, 43/15, 70/17, 67/19, 146/21 i 84/24) i Odlukom o utvrđivanju liste organa nadležnih za inspekcijski nadzor nad sprovođenjem zakona koji sadrže odredbe o zaštiti potrošača („Službeni list CG”, broj 53/21), u 2024. godini, u Centralni informacioni sistem za zaštitu potrošača – CISZP, unošeni su i podaci koji se odnose na žalbe kupaca električne energije (potrošača) i podaci o odlukama Agencije donijetim po žalbama.

REZIME:

U 2025. godini izvršeno je usklađivanje crnogorskog zakonodavstva sa Direktivom (EU) 2019/944 Evropskog parlamenta i Savjeta EU o zajedničkim pravilima za unutrašnje tržište električne energije i izmjeni Direktive 2012/27/EU, kroz donošenje Zakona o energetici („Službeni list CG”, br. 28/25 i 3/26). Navedena direktiva pripada „Paketu za integraciju tržišta električne energije”, čije je transponovanje ključno za ostvarivanje napretka u procesu evropskih integracija u oblasti energetike. Usklađivanje sa ostalim propisima iz ovog paketa okončano je u prvom kvartalu 2026. godine kroz donošenje Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG”, broj 2/26) od strane Skupštine Crne Gore i dvije uredbe Vlade Crne Gore kojima se uređuje rad elektroprenosnog sistema i rad sistema u havarijskom i stanju oporavka sistema. Za integraciju crnogorskog tržišta električne energije u jedinstveno evropsko tržište neophodno je dobiti potvrdu Evropske komisije o transponovanju EIP-a.

Na berzanskom tržištu električne energije, na kraju 2025. godine, bilo je registrovano 30 učesnika, čija sjedišta se nalaze u 13 zemalja. Na dugoročnom berzanskom tržištu električne energije, kojim upravlja BELEN, vrši se trgovina električnom energijom za period koji nije kraći od sedam dana. Tokom 2025. godine na ovom tržištu vršena je samo nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u sistemu od strane CGES-a i CEDIS-a. Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u 2025. godini iznosila je 104,43 €/MWh i bila je niža za 17,05% u odnosu na 2024. godinu. Prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u 2025. godini iznosila je 104,15 €/MWh i bila je viša za 3,42% u odnosu na cijenu u 2024. godini.

Pored dugoročnog berzanskog tržišta, tokom 2025. godine, trgovina električnom energijom se odvijala i na dan-unaprijed tržištu, koje je uspostavljeno 26. aprila 2023. godine. Ukupna količina električne energije kojom je trgovano na dan-unaprijed tržištu u 2025. godini iznosila je 340.553,9 MWh, dok je prosječna dnevna količina iznosila 933,0 MWh. U narednom periodu očekuje se i uspostavljanje unutardnevnog tržišta električne energije, a dalji razvoj crnogorskog tržišta umnogome će determinisati procesi njegovog povezivanja sa jedinstvenim evropskim tržištem električne energije (SDAC i SIDC), koje će primarno sprovoditi CGES, BELEN i Agencija.

U 2025. godini, količina električne energije koja je ušla u prenosni sistem Crne Gore, prema podacima CGES-a, iznosila je 5.865.741 MWh, što je duplo više nego 2018. godine i za 46% više nego 2008. godine, dok je energija koja je izašla iz crnogorskog sistema iznosila 4.833.815 MWh, što je za jedan i po put više nego 2018. godine i tri puta više nego 2008. godine. Tranzit preko crnogorskog elektroprenosnog sistema iznosio je 4.563.490 MWh u 2025. godini, što je duplo više nego u 2018. godini i tri puta više nego 2008. godine.

Kada je riječ o maloprodajnom tržištu električne energije, u 2025. godini je sedam subjekata posjedovalo licencu za snabdijevanje električnom energijom, a EPCG je bila i dalje jedini aktivni snabdjevač.

U izvještajnoj godini su prestala da važe Zakonom propisana ograničenja povećanja cijena električne energije za domaćinstva i male kupce koji ne pripadaju kategoriji domaćinstva, pa je, s tim u vezi, EPCG imala pravo da cijene električne energije za krajnje kupce formira potpuno slobodno. EPCG je i u 2025. godini zadržala iste cijene snadbijevanja za kupce priključene na prenosni i distributivni sistem kao i u periodu prije prestanka važenja ovih ograničenja. Prosječna cijena električne energije za domaćinstva sa dvotarifnim mjerenjem u Crnoj Gori u 2025. godini iznosila je 9,98 €/kWh, uključujući sve takse i PDV, dok je prosječna cijena električne energije u zemljama EU bila 28,96 €/kWh. I kada se uzme u obzir paritet kupovne moći, dolazi se do istog zaključka - da je cijena električne energije za domaćinstva u Crnoj Gori u izvještajnoj godini bila ispod prosjeka u EU.

Na kraju decembra 2025. godine, prema podacima EPCG bilo je ukupno 283 ranjiva kupca i oni su u skladu sa Uredbom o snadbijevanju ranjivih kupaca električne energije, ostvarivali pravo na subvenciju u visini od 50% mjesečnog računa za utrošenu električnu energiju.

Korisnici materijalnog obezbjeđenja, korisnici prava na porodični smještaj ili porodični smještaj-hraniteljstvo i korisnici novčane naknade materijalnog obezbjeđenja boraca, imali su pravo na popust od 40% za iznos računa do 60 €, a za iznose računa veće od 60 € umanjeње računa je bilo 24 €.

Korisnici dodatka za njegu i pomoć, korisnici lične invalidnine, 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 u specijalnim odjeljenjima redovne škole, i nezaposlena lica koja su završila obrazovanje obrazovnom programu, uz obezbjeđivanje dodatnih uslova i pomagala, obrazovnom programu sa prilagođenim izvođenjem i dodatnom stručnom pomoći; posebnom obrazovnom programu, u skladu sa posebnim zakonom, čiji je račun za utrošenu električnu energiju bio do 60 € imali su pravo na popust od 30%, a za račune veće od 60 € pravo na umanjeње računa za 18 €. Prema podacima EPCG, subvenciju računa od 30% u decembru 2025. godine ostvarilo je 28.382 kupca, dok je subvenciju računa od 40% ostvario 2.935 kupaca.

U cilju stimulisanja redovnog izmirenja računa za utrošenu električnu energiju, EPCG je u 2025. godini kupcima iz kategorije domaćinstva, čija je potrošnja ispod 500 kWh, obračunavala popust na stavke aktivne energije, i to: u visini od 38% domaćinstvima - članovima „Zlatnog tima“, tj. kupcima koji su u kontinuitetu svakog mjeseca u godini izmirivali svoje obaveze i 21,5% domaćinstvima – ostali redovni kupci, koji su svoja dugovanja izmirili do kraja mjeseca. U 2025. godini, popust od 6,4% na mrežne usluge imali su kupci iz kategorije domaćinstva (u periodu januar-jun svi kupci, a u periodu jul-decembar redovni kupci).

U izvještajnoj godini, zaključeno je ukupno 10.350 sporazuma o izvršavanju obaveza za utrošenu električnu energiju na rate, od čega 7.690 sporazuma za vrijeme trajanja akcije „Podijelimo teret“.

5. FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA

5 FINANSIJSKO POSLOVANJE ENERGETSKIH SUBJEKATA

5.1 Elektroenergetski sektor

Reforma elektroenergetskog sektora je započeta osnivanjem nezavisnog regulatornog tijela i razdvajanjem djelatnosti koje predstavljaju prirodne monopole, od tržišnih djelatnosti. Cilj reforme je bio da se kroz razdvajanje ovih djelatnosti obezbijede najbolji rezultati sektora kao cjeline. Djelatnosti u kojima je moguće ostvariti bolje rezultate kroz jačanje konkurencije 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 obezbijeđeno je da regulisani subjekti svoje usluge pružaju pod istim uslovima svim kupcima i učesnicima na tržištu (proizvođačima, trgovcima, snabdjevačima). Osnovni cilj ekonomske regulacije je obezbjeđivanje adekvatne dostupnosti usluge ili proizvoda po fer cijenama u djelatnostima u kojima to nije moguće postići kroz univerzalni mehanizam slobodne konkurencije.

Reforme i razvoj energetskog sektora u Crnoj Gori se vode po uzoru na iskustva evropskih zemalja oslikana u legislativi EU. 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 konkurencije, i, u krajnjem, poboljšanju kvaliteta usluga koje energetski subjekti pružaju kupcima.

U elektroenergetskom sektoru Crne Gore posluju subjekti koji se bave energetskim djelatnostima koje su regulisane i subjekti koji se bave tržišnim energetskim djelatnostima. Regulisane energetske djelatnosti se obavljaju na osnovu licenci koje izdaje Agencija i one obuhvataju:

- prenos električne energije, koji obavlja CGES;
- distribuciju električne energije, koju obavlja CEDIS;
- organizovanje i upravljanje tržištem električne energije, koje obavlja COTEE; i
- obavljanje djelatnosti upravljanja berzanskim tržištem električne energije, koju obavlja Berza električne energije – BELEN.

Saglasno zakonskim ovlašćenjima, finansijsko poslovanje regulisanih energetskih subjekata prati Agencija. Detaljna analiza njihovog poslovanja data je u potpoglavlju 5.1.1. ovog izvještaja.

U tržišne energetske djelatnosti spadaju trgovina, proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom. Za djelatnosti proizvodnje i snabdijevanja neophodno je posjedovati licencu izdatu od strane Agencije, dok za trgovinu električnom energijom to nije slučaj. Na ovaj način olakšano je obavljanje trgovine u cilju razvoja veleprodajnog tržišta električne energije, pa se ovom djelatnošću u Crnoj Gori bave i brojne inostrane kompanije, koje nijesu registrovane u crnogorskom Centralnom registru privrednih subjekata.

Agencija nema nadležnost praćenja finansijskog poslovanja kompanija koje se bave tržišnim energetske djelatnostima, pa je u potpoglavlju 5.1.2. ovog izvještaja dat samo pregled ostvarenih rezultata poslovanja nereguliranih subjekata koji se bave licenciranim djelatnostima proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom.

S obzirom na opisanu podjelu energetske djelatnosti, u nastavku ovog izvještaja je dat pregled finansijskog poslovanja subjekata u elektroenergetskom sektoru upravo prema toj podjeli – regulirani i neregulirani energetske subjekti.

5.1.1 Finansijsko poslovanje reguliranih elektroenergetskih subjekata

Agencija prema svojim zakonskim ovlaštenjima prati i analizira poslovanje energetske subjekata, koji obavljaju regulirane djelatnosti za koje se utvrđuju cijene ili naknade, a to su: CGES, CEDIS i COTTE. Agencija utvrđuje regulatorno dozvoljeni prihod, cijene i naknade za usluge koje pružaju navedeni subjekti, vodeći se principima obezbjeđenja održivosti poslovanja reguliranih subjekata i ravnoteže interesa reguliranih subjekata i korisnika njihovih usluga.

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

Agencija je krajem 2022. godine, *Odlukom 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)*, CGES-u utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene za 2025. godinu, u iznosu od 25.385.258,37 €.

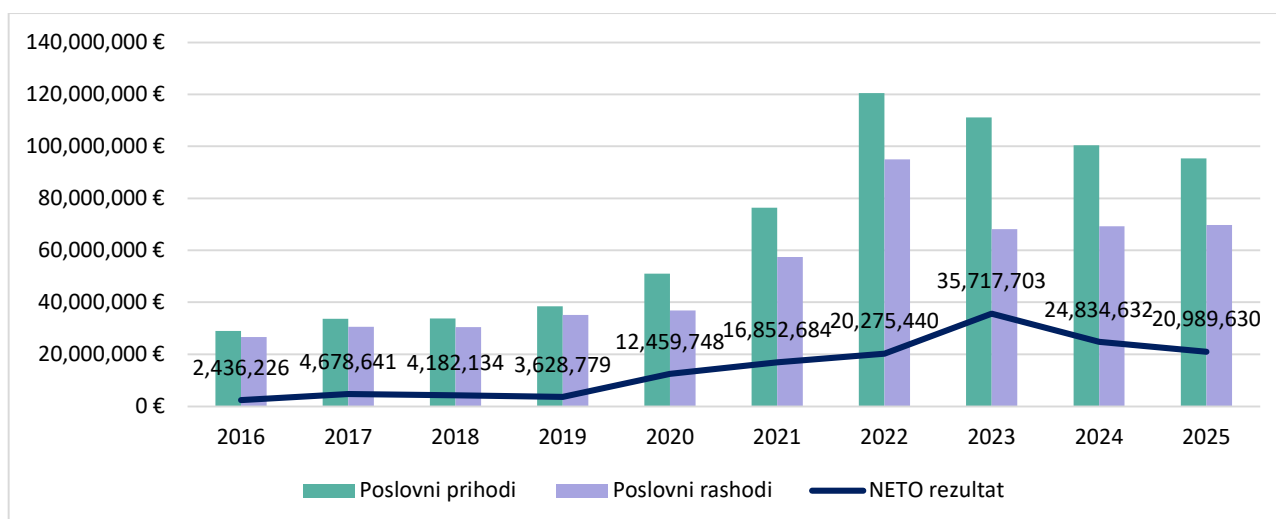
Takođe, Agencija je, *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2023 - 31.12.2025. godina („Službeni list CG”, broj 131/22)*, utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u naknade za rad COTEE-a za 2025. godinu, u iznosu od 848.751,56€.

Agencija je, *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu („Službeni list CG”, broj 107/23)*, za 2025. godinu, utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene za korišćenje distributivnog sistema električne energije od 108.163.367€.

5.1.1.1 Rezultati poslovanja Operatora prenosnog sistema električne energije

Prema podacima objavljenim na portalu Poreske uprave Crne Gore³⁹, CGES je u 2025. godini iskazao dobit od 20.989.630 €, koja je za 3.845.002 €, odnosno za 15,48% manja u odnosu na prethodnu godinu. Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi i rashodi i neto rezultati ovog subjekta, ostvareni u periodu od 2016. godine do 2025. godine.

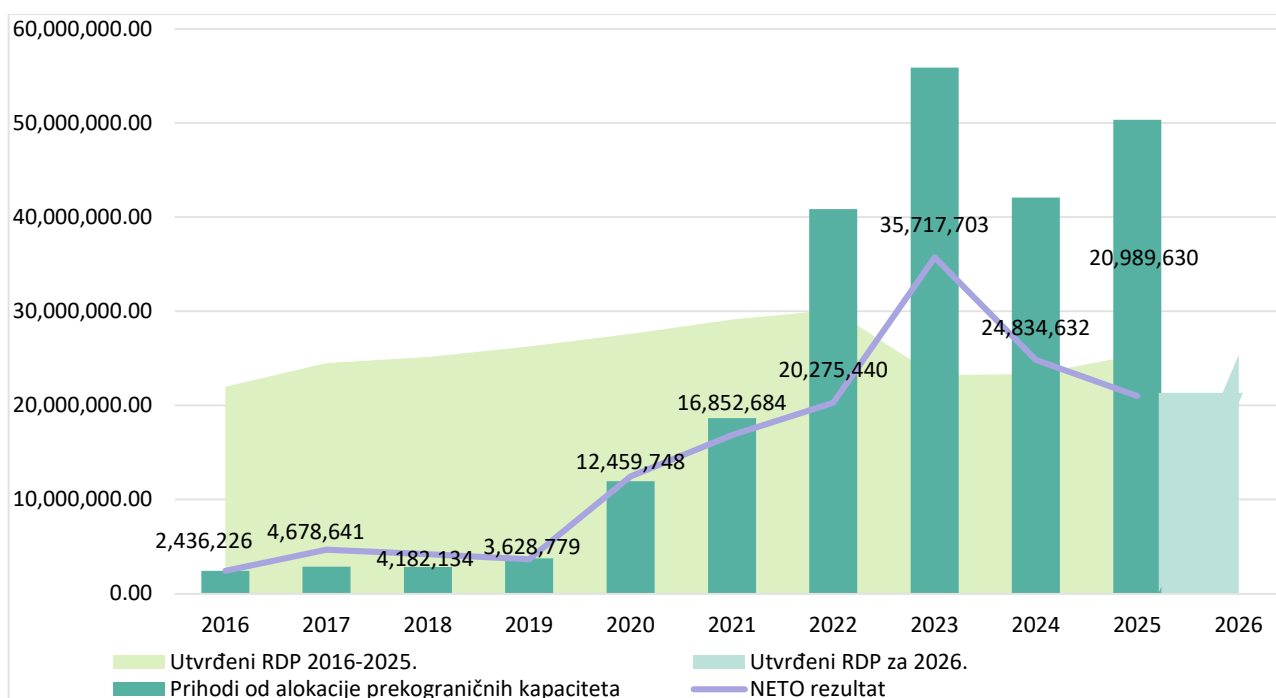
³⁹ <https://irms.tax.gov.me/public/>



Grafik 5.1.1 Rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2025. godine

U 2025. godini ostvareni su poslovni prihodi u iznosu od 95.373.243 €, koji su za 5.016.437 €, odnosno za 5% manji u odnosu na 2024. godinu, dok su poslovni rashodi iznosili 69.787.158 €, što je veće za 584.258 €, odnosno za 0,84% u odnosu na 2024. godinu. U 2025. godini, CGES je ostvario poslovni rezultat od 25.586.085 €, koji je za 5.600.695 €, tj. za 17,96% manji u odnosu na poslovni rezultat iz prethodne godine.

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



Grafik 5.1.2 Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2025. godine

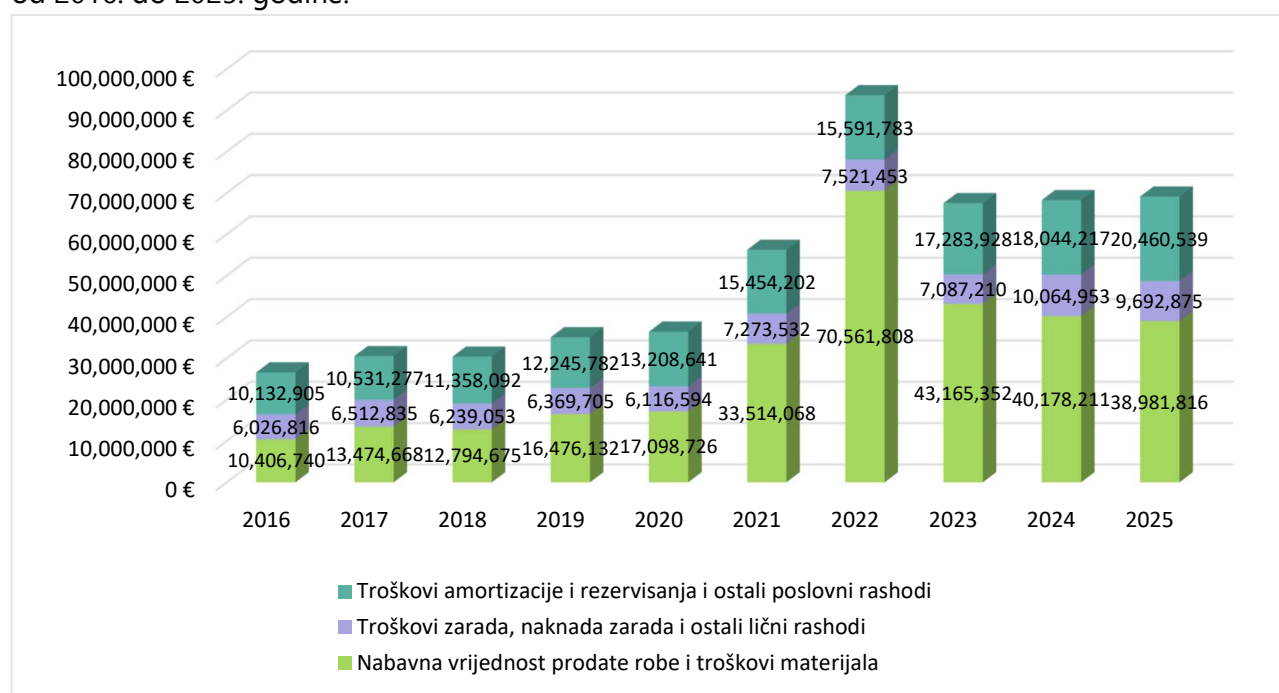
Analizirajući desetogodišnji period (2016 – 2025. godina), uviđa se da je CGES od 2016. godine

poslovaao sa dobitkom, te da od puštanja u rad podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore, krajem 2019. godine, bilježi značajno poboljšanje rezultata poslovanja. Uspješno poslovanje rezultat je dugogodišnjih napora ove kompanije u pogledu investiranja i poboljšanja efikasnosti poslovanja.

Smanjenje profita u 2025. godini u odnosu na 2024. godinu je u najvećoj mjeri bilo zbog korekcija cijena u 2024. godini, koje su se odrazile na cijene u 2025. godini u korist korisnika prenosnog sistema (proizvođači električne energije priključeni na prenosni sistem i kupci).

U skladu sa uspostavljenim regulatornim okvirom, ostali prihodi, koji obuhvataju i prihode od alokacije prekograničnih kapaciteta, utiču na smanjenje ili povećanje regulatorno dozvoljenog prihoda koji se reguliše korekcijama cijena.

Na grafiku koji slijedi prikazane su najznačajnije kategorije troškova, koje je CGES ostvario u periodu od 2016. do 2025. godine.



Grafik 5.1.3 Troškovi poslovanja CGES-a u periodu od 2016. do 2025. godine

Troškovi amortizacije, rezervisanja i ostali poslovni rashodi su u 2025. godini bili veći za 2.416.322 €, odnosno za 13,39% u odnosu na 2024. godinu. Ovi troškovi su veći u odnosu na prethodnu godinu zbog: većeg troška amortizacije po osnovu aktivacije novih sredstava u toku 2023. i 2024. godine; većih troškova ostalih dugoročnih rezervisanja, koja se odnose na rezervisanja za pokrenute sudske sporove; kao i većih troškova po osnovu usluga obezbjeđenja usljed rasta cijena tih usluga.

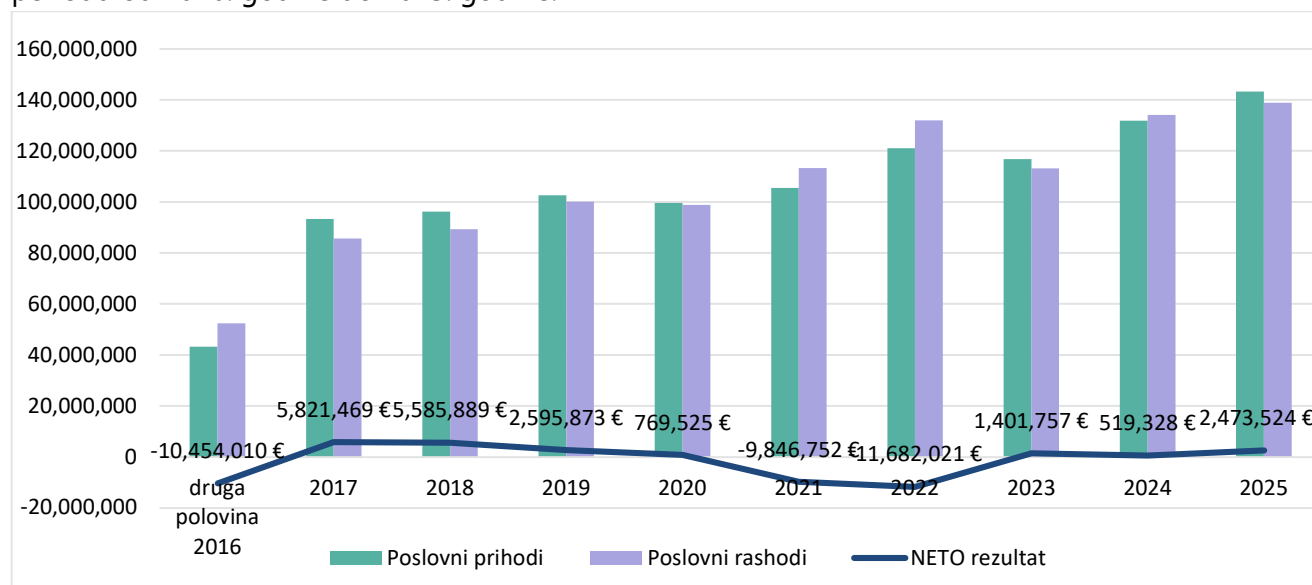
S druge strane, nabavna vrijednost prodane robe i troškovi materijala su niži za 1.196.395 €, odnosno za 2,98%, u odnosu na 2024. godinu, zbog nižih troškova nabavke električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu. Nabavka električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu vršena je putem aukcija koje sprovodi BELEN. Postignuta prosječna ponderisana cijena električne energije za pokrivanje gubitaka u prenosnom sistemu u 2025. godini je iznosila 104,43 €/MWh, što je niže u odnosu na cijene postignute u 2024. godini (125,90 €/MWh) i 2023. godini (140,80 €/MWh).

Troškovi zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda manji za 372.078 €, tj. za 3,70% u odnosu na prethodnu godinu. Prema podacima prikazanim u Statističkom aneksu, koji je objavljen uz finansijske iskaze za 2025. godinu na portalu Poreske uprave Crne Gore, broj zaposlenih u 2025. godini je povećan na 353, dok je u 2024. godini iznosio 341. Prosječan broj zaposlenih⁴⁰ u CGES-u u 2025. godini bio je za dvanaest veći u odnosu na 2024. godinu, dok je broj zaposlenih u 2024. godini bio veći za sedamnaest u odnosu na 2023. godinu, a broj zaposlenih u 2023. godini bio je za osam veći u odnosu na 2022. godinu⁴¹. Dakle, prosječan broj zaposlenih u CGES-u u 2025. godini je za 51 veći u odnosu na 2020. godinu, dok su troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi u 2025. godini veći za 3.576.281 € u odnosu na 2020. godinu.

5.1.1.2 Rezultati poslovanja Operatora distributivnog sistema električne energije

Prema podacima objavljenim na portalu Poreske uprave Crne Gore⁴², CEDIS je u 2025. godini ostvario neto dobitak od 2.473.524 €, što je za 1.954.196 €, odnosno za 376,29% veće nego prethodne godine. Neraspoređeni gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2025. godine iznosio je 19.341.113 €, dok je na kraju 2024. godine iznosio 23.955.577 €.

Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi i rashodi i neto rezultati CEDIS-a ostvareni u periodu od 2016. godine do 2025. godine.



Grafik 5.1.4 Rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2025. godine

U 2025. godini ostvareni su poslovni prihodi od 143.261.796 €, koji su za 11.403.863 €, odnosno za 8,65% veći u odnosu na 2024. godinu, dok su poslovni rashodi u 2025. godini ostvareni u iznosu od 138.913.192 € i veći su za 4.768.898 €, odnosno za 3,56% u odnosu na 2024. godinu, što je prikazano na grafiku 5.1.4. Ostvaren je pozitivan poslovni rezultat u 2025. godini (3.887.949 €), dok je u prethodnoj 2024. godini poslovni rezultat ove kompanije bio negativan (2.286.361 €). U 2025. godini, ostvaren je negativni finansijski rezultat od 1.579.943 €, tako da je rezultat iz redovnog poslovanja

⁴⁰ Ukupan broj zaposlenih krajem svakog mjeseca podijeljen brojem mjeseci (Izvor: <https://irms.tax.gov.me/>)

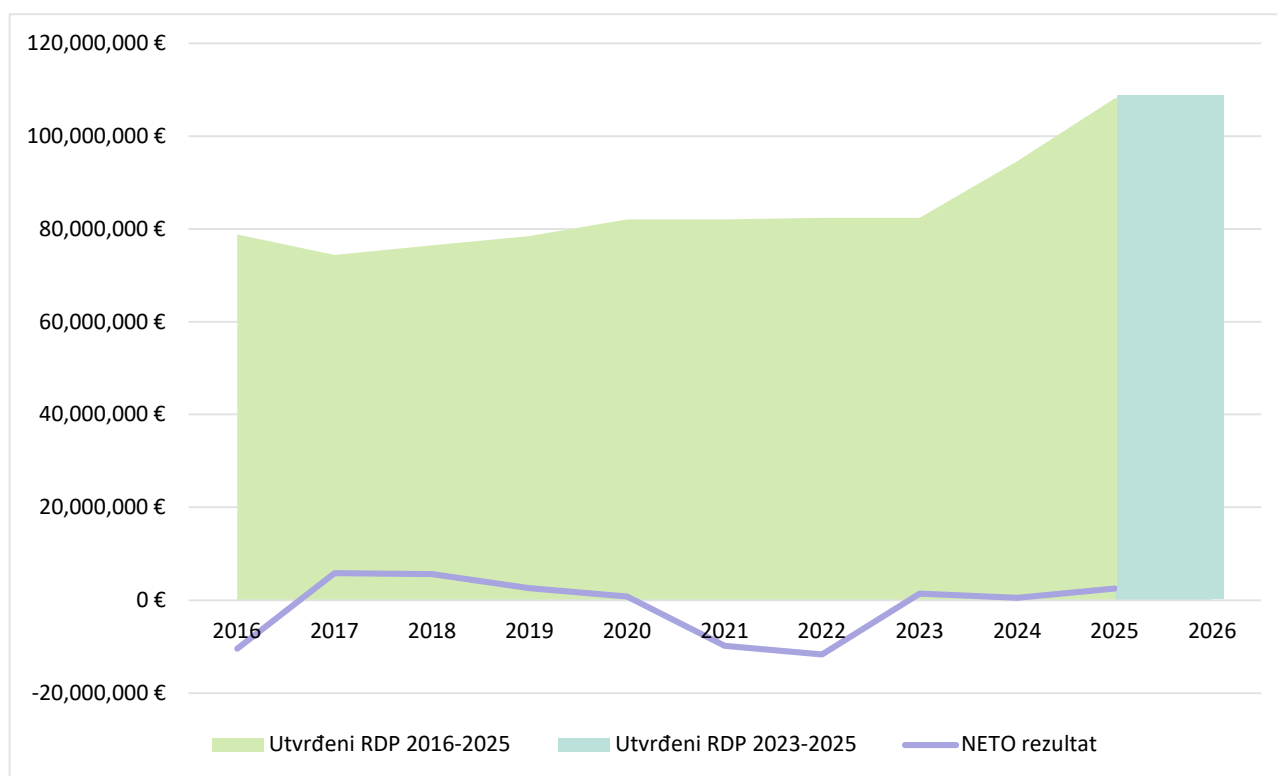
⁴¹ Statistički aneksi CGES-a objavljeni na portalu Poreske uprave Crne Gore: <https://irms.tax.gov.me/>

⁴² <https://irms.tax.gov.me>

prije oporezivanja iznosio (2.308.007 €), dok su odloženi poreski rashodi i prihodi perioda iznosili 2.434.715 €, pa je godina završena uz neto dobitak od 2.473.524 €.

Agencija je, *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu („Službeni list CG”, broj 107/23)*, za 2025. godinu, utvrdila regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u cijene za korišćenje sistema od 108.163.367 € što je za 13.566.813,82 € više od utvrđenog prihoda za 2024. godinu. Ostvareni poslovni prihodi CEDIS-a u 2025. godini veći su od utvrđenog regulatorno dozvoljenog prihoda zbog ostvarenih energetske veličina po kojima naplaćuje korišćenje sistema koje su veće od planiranih, korišćenih prilikom utvrđivanja cijena, kao i zbog činjenice da cijene po kojima CEDIS naplaćuje korišćenje sistema odražavaju i utvrđene troškove prenosa koje snose kupci priključeni na distributivni sistem.

Na grafiku koji slijedi prikazano je kretanje neto rezultata CEDIS-a u periodu od 2016. do 2025. godine i regulatorno dozvoljenog prihoda utvrđenog za period od 2016. godine, zaključno sa 2026. godinom.

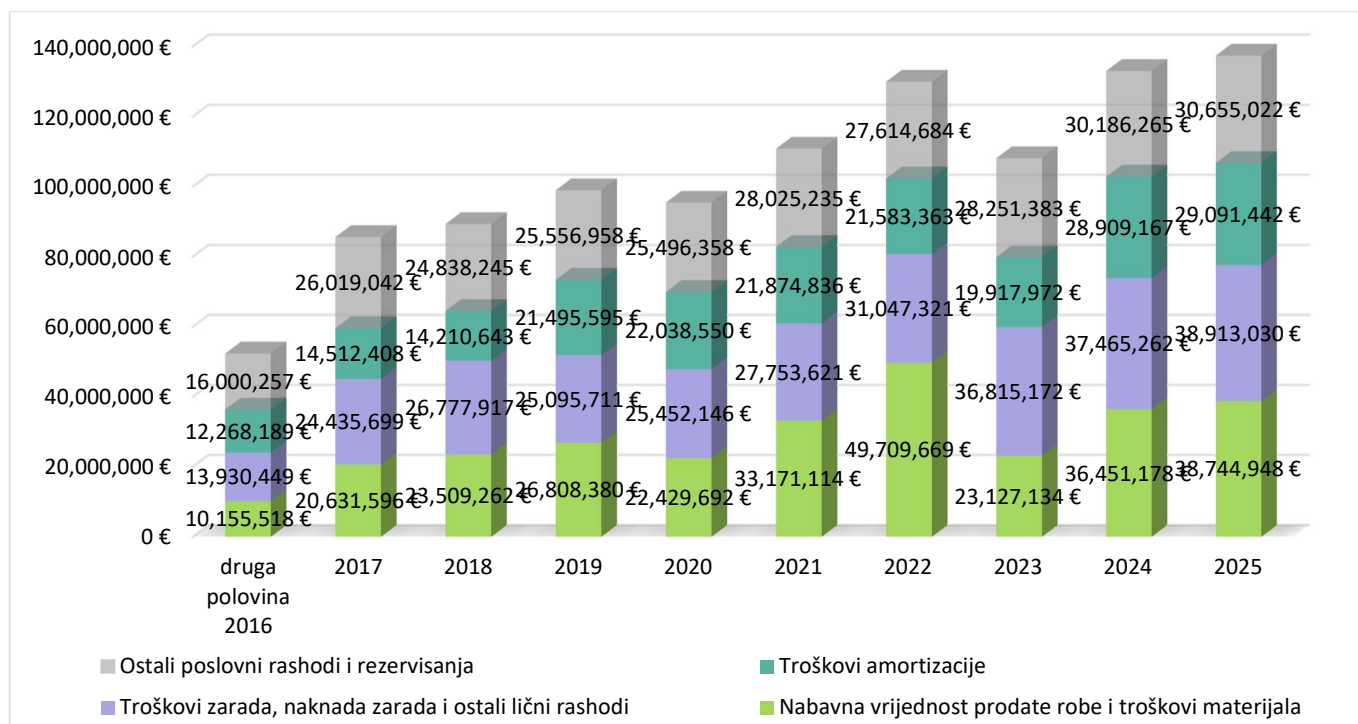


Grafik 5.1.5 Utvrđeni regulatorno dozvoljeni prihod i rezultat poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2025. godine

Analizirajući period od 2016 – 2025. godine, zaključuje se da je CEDIS poslovao sa gubitkom u godini osnivanja (jul 2016. godine), u 2021. i 2022. godini, dok je sa dobitkom završio 2017, 2018, 2019, 2020, 2023, 2024. i 2025 godinu. U posmatranom periodu 2020. godina je bila karakteristična zbog uticaja pandemije COVID-19 na usporavanje ekonomskih aktivnosti, a time i na smanjenje poslovnih prihoda i rashoda CEDIS-a. Naredne dvije godine su bile obilježene ekonomskim oporavkom i rastom poslovnih prihoda, i, istovremeno, rastom poslovnih rashoda usljed rasta troškova nabavke

električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu (zbog značajnog skoka cijena električne energije na veleprodajnom tržištu) i troškova zarada, naknada zarada i ostalih ličnih rashoda.

Struktura najznačajnijih kategorija ostvarenih rashoda u periodu od 2016. do 2025. godine prikazana je na grafiku koji slijedi.



Grafik 5.1.6 Troškovi poslovanja CEDIS-a u periodu od 2016. do 2025. godine

Podaci prikazani na Grafiku 5.1.6 ukazuju na rast svih navedenih troškova poslovanja u 2025. godini.

Najveći rast troškova zabilježen je u okviru kategorije nabavna vrijednost prodane robe i troškovi materijala, koji su u 2025. godini iznosili 38.744.948 €, što je veće za 2.293.770 €, odnosno za 6,29% u odnosu na prethodnu godinu. Do rasta ove kategorije troškova došlo je usljed rasta troškova za nabavku električne energije za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu. U 2023. godini ovi troškovi su odražavali cijenu od 52,91 €/MWh, zbog primjene knjižnih odobrenja, dok je cijena po kojoj je nabavljena električna energija za pokrivanje gubitaka u distributivnom sistemu u 2024. godini iznosila 100,59 €/MWh. U 2025. godini cijena je bila 104,15€/MWh.

Troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi su u 2025. godini bili veći za 1.447.768 €, odnosno za 3,86% u odnosu na prethodnu godinu. Prosječan broj zaposlenih⁴³ u CEDIS-u je u 2025. godini iznosio 1.751 zaposlenih, prema podacima iz Statističkog aneksa, objavljenog na portalu Poreske uprave Crne Gore, što je za 21 manje u odnosu na 2024. godinu kada je broj zaposlenih iznosio 1.772. Prosječan broj zaposlenih u CEDIS-u u 2023. godini bio je za 98 veći u odnosu na 2022. godinu, dok je broj zaposlenih u 2022. godini bio veći za 195 u odnosu na 2021. godinu, a broj

⁴³ Ukupan broj zaposlenih krajem svakog mjeseca podijeljen brojem mjeseci (Izvor: <https://irms.tax.gov.me>)

zaposlenih u 2021. godini bio je za 68 veći u odnosu na 2020. godinu.⁴⁴ Dakle, prosječan broj zaposlenih u CEDIS-u u 2025. godini je za 391 veći u odnosu na 2020. godinu, dok su troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi u 2025. godini veći za 13.460.884 € u odnosu na 2020. godinu.

Pored navedenog, troškovi amortizacije su u 2025. godini za 182.275 €, odnosno za 0,63% veći u odnosu na prethodnu godinu. CEDIS je izvršio procjenu fer vrijednosti nekretnina, postrojenja i opreme sa stanjem na 31. decembar 2023. godine, kojom je povećana vrijednost imovine i došlo je do povećanja troškova amortizacije. Agencija je u skladu sa svojim zakonskim ovlaštenjima započela postupak kontrole procjene, odnosno utvrđivanja vrijednosti imovine CEDIS-a za regulatorne potrebe, koji je trenutno u toku, uz angažovanje nezavisnog procjenitelja.

Kada je riječ o ostalim poslovnim rashodima i rezervisanjima, ova kategorija je veća za 468.757 €, odnosno za 1.55% u odnosu na prethodnu godinu.

5.1.1.3 Rezultati poslovanja subjekta odgovornog za organizaciju i upravljanje tržište električne energije

Prema podacima objavljenim na portalu Poreske uprave Crne Gore⁴⁵, COTEE je 2025. godinu završio sa neto dobitkom od 2.242 €, što je manje za 8.974 €, odnosno za 80,01% u odnosu na ostvarenu dobit u 2024. godini.

Kao energetska subjekat koji obavlja djelatnost organizovanja i upravljanja tržištem električne energije, izuzev balansnog i berzanskog tržišta, COTEE posluje kao regulisani subjekat izdvojen iz CGES-a počev od 2011. godine. Za razliku od CGES-a i CEDIS-a koji se bave kapitalno-intenzivnim djelatnostima, COTEE se bavi radno-intenzivnom djelatnošću.

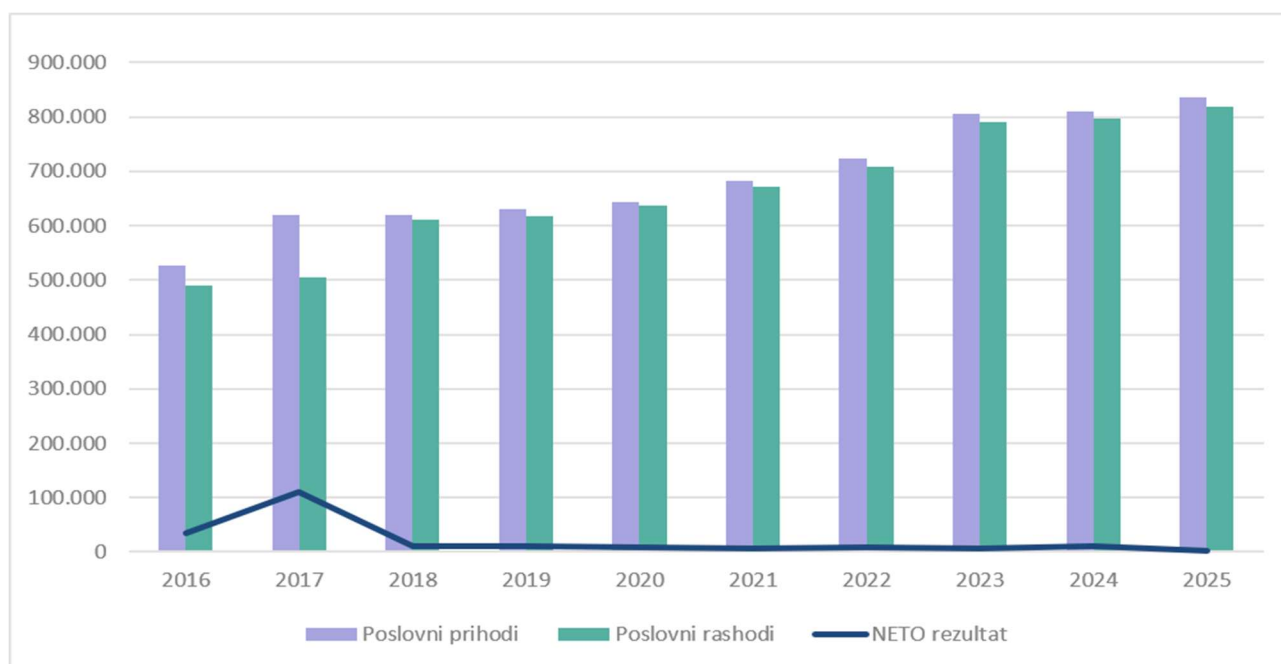
Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije za period 01.01.2023 - 31.12.2025. godina („Službeni list CG“, broj 131/22), COTEE-u je utvrđen regulatorno dozvoljeni prihod koji se transponuje u naknade za 2025. godinu, u iznosu od 848.751,56 €. Regulatorno dozvoljeni prihod, saglasno Zakonu, pokriva opravdane troškove poslovanja, nabavku osnovnih sredstava, amortizaciju i razumnu dobit.

Sprovedene reforme elektroenergetskog sektora dovele su do razvoja veleprodajnog tržišta električne energije i većeg broja učesnika na tržištu, što je omogućilo izmjene regulatornog okvira kojim se uređuju naknade za rad ovog regulisanog subjekta. Naime, počev od 2020. godine, naknade za rad COTEE-a više ne plaćaju krajnji kupci priključeni na prenosni, distributivni i zatvoreni distributivni sistem, već isključivo učesnici na tržištu – proizvođači, trgovci, snabdjevači i operatori sistema.

Na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi, poslovni rashodi i neto rezultati COTEE-a ostvareni u periodu od 2016. godine do 2025. godine.

⁴⁴ Statistički aneksi CEDIS-a objavljeni na portalu Poreske uprave Crne Gore: (Izvor: <https://irms.tax.gov.me>)

⁴⁵ <https://irms.tax.gov.me/public/search-register/business-entities/36469>



Grafik 5.1.7 Rezultat poslovanja COTEE-a u periodu od 2016. do 2025. godine

Veći dio rashoda ove kompanije čine troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi. Navedeni troškovi za 19 zaposlenih činili su 70% poslovnih rashoda u 2025. godini. Prosječan udio ovih troškova u poslovnim rashodima COTEE-a u periodu od 2016. do 2025. godine iznosio je 73,99%. Troškovi zarada, naknada zarada i ostali lični rashodi u 2025. godini su porasli za 223.477 € u odnosu na 2016. godinu, dok je broj zaposlenih povećan sa 16 na 19.

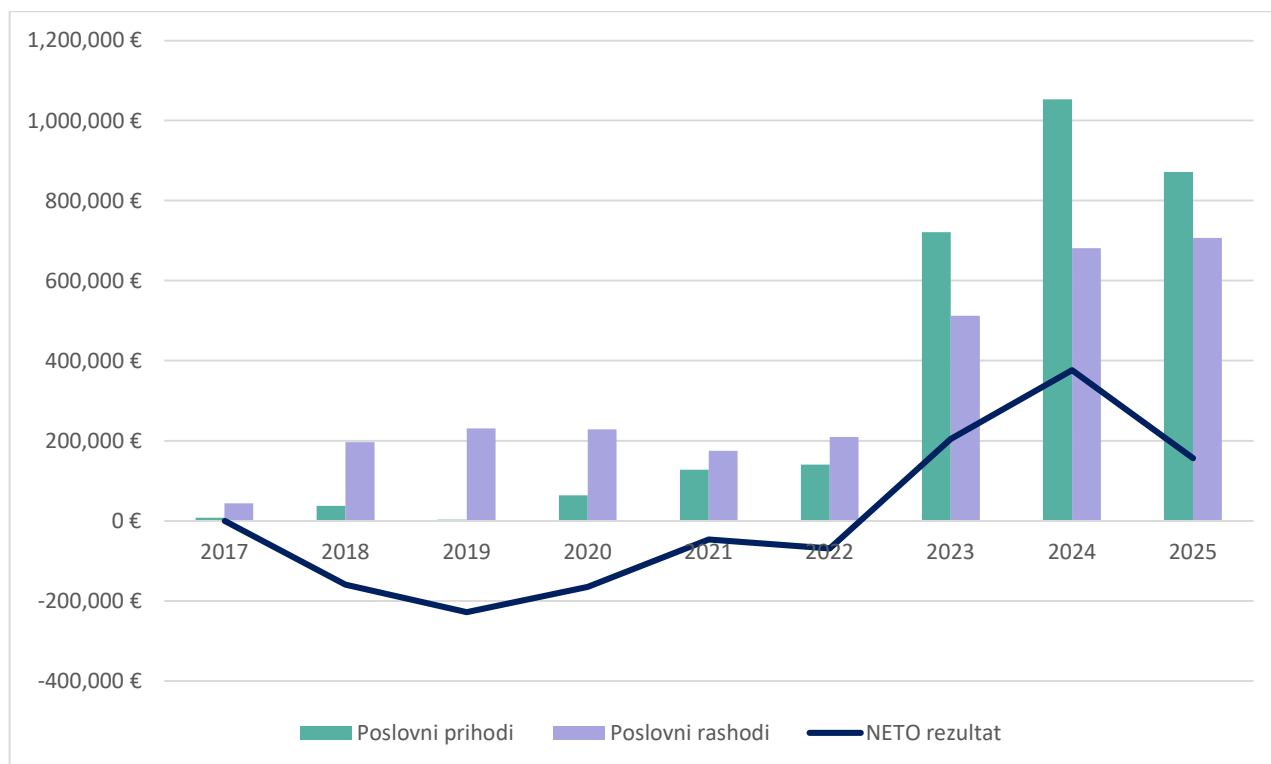
5.1.1.4 Rezultati poslovanja Operatora tržišta električne energije

U cilju razvoja konkurentnog, transparentnog i efikasnog tržišta električne energije, kao i njegovog integriranja u jedinstveno tržište električne energije Evropske unije, sredinom 2017. godine osnovana je crnogorska berza električne energije – Berza električne energije DOO Podgorica (BELEN). Osnivači BELEN-a su EPCG, CGES i COTEE. Dugoročno tržište električne energije je postalo operativno u decembru 2020. godine, dok je dan-unaprijed tržište električne energije uspostavljeno u aprilu 2023. godine. Kroz organizovanu trgovinu električnom energijom, BELEN doprinosi formiranju transparentnih tržišnih cijena, povećanju likvidnosti tržišta i jačanju konkurencije među učesnicima na tržištu. Tokom 2025. godine na berzi se odvijala trgovina električnom energijom na pomenutom dugoročnom i dan-unaprijed tržištu.

Donošenjem novog Zakona 2025. godine definisan je regulatorni okvir za rad BELEN-a kao operatora tržišta električne energije. U skladu sa članom 56 stav 3 Zakona, Agencija je BELEN-u izdala Licencu za obavljanje djelatnosti upravljanja berzanskim tržištem električne energije, broj L-E-040 od 31.12.2025, na period od 10 godina, dok je članom 119 st. 8 i 9 ovog zakona propisano da Agencija BELEN-u odobrava naknade koje se primjenjuju na učesnike na berzanskom tržištu električne energije. BELEN je dužan da, u skladu sa članom 250 stav 7 Zakona, prvi zahtjev za odobravanje naknada podnese Agenciji najkasnije do 1. septembra 2026. godine. Na ovaj način BELEN je stekao

status energetskog subjekta čije je poslovanje, u dijelu koji se odnosi na utvrđivanja i primjene regulatorno odobrenih naknada, predmet nadzora Agencije.

U cilju sagledavanja održivosti poslovanja i efekata obavljanja djelatnosti operatora berzanskog tržišta električne energije, na grafiku koji slijedi prikazani su poslovni prihodi, poslovni rashodi i neto rezultati BELEN-a ostvareni u periodu od osnivanja do 2025. godine.



Grafik 5.1.8 Rezultat poslovanja BELEN-a u periodu od 2017. do 2025. godine

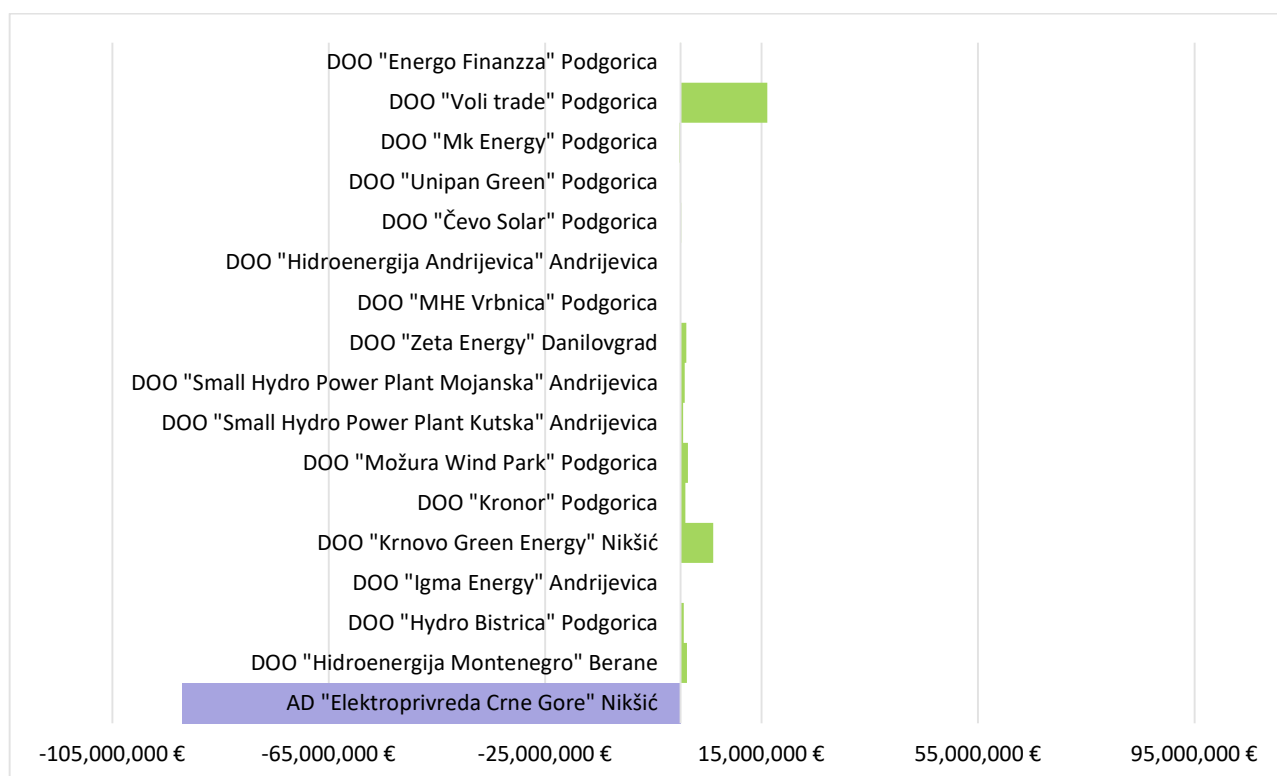
Poslovanje BELEN-a u periodu od osnivanja 2017. godine do 2025. godine karakteriše postepeni razvoj poslovnih aktivnosti, praćen rastom prihoda i povećanjem obima tržišnih operacija. U prvim godinama poslovanja očekivano je da su poslovni prihodi bili relativno niski, budući da berza još nije obavljala trgovanje u punom kapacitetu. Period od 2020. do 2022. godine predstavlja fazu intenzivnih priprema za uspostavljanje organizovanog tržišta električne energije. U ovom periodu dolazi do razvoja dugoročnog tržišta i saradnje sa evropskim partnerima radi implementacije naprednih tržišnih mehanizama. Rast poslovnih rashoda u ovom periodu može se povezati sa investicijama u razvoj tržišne infrastrukture, dok su prihodi rasli sporijim tempom, usljed ograničenog obima tržišnih aktivnosti. Prekretnicu u poslovanju predstavlja 2023. godina, kada je zvanično počelo funkcionisanje dan-unaprijed tržišta električne energije. Pokretanjem ovog segmenta tržišta značajno je povećan broj učesnika, obim trgovanja i potencijal za ostvarivanje prihoda od berzanskih aktivnosti. U periodu 2024–2025. godine poslovanje BELEN-a ulazi u fazu stabilizacije. Povećanje broja registrovanih tržišnih učesnika, integracija sa regionalnim i evropskim energetskim tržištima i rast značaja berzanskih cijena za domaće energetsko tržište doprinose jačanju prihodne osnove društva.

5.1.2 Finansijsko poslovanje nereguliranih elektroenergetskih subjekata

U elektroenergetskom sektoru su tokom 2025. godine poslovale 23 kompanije koje se bave nereguliranim djelatnostima. Ove kompanije se bave djelatnostima proizvodnje i snabdijevanja električnom energijom. Licencu za snabdijevanje električnom energijom je u toku 2025. godine posjedovalo sedam subjekata, i to: EPCG, „Uniprom“ DOO Nikšić, „Petrol Crna Gora MNE“ DOO Podgorica, „Montenegro Bonus“ DOO Cetinje, „Twinfin Tesla“ DOO Podgorica, „Medex Electric“ DOO Podgorica i „Anni Engineering“ DOO Podgorica. Međutim, samo EPCG je tokom 2025. godine bila aktivni snabdjevač, te stoga rezultati poslovanja ostalih šest subjekata nijesu prikazani na Grafiku 5.1.9.

EPCG pored djelatnosti snabdijevanja, obavlja i djelatnost proizvodnje električne energije i učestvuje na veleprodajnom tržištu električne energije. Od povlašćenih proizvođača samo je DOO „Hidroenergija Montenegro“ Podgorica tokom cijele 2025. godine prodavalo električnu energiju na veleprodajnom tržištu bez prava na podsticajne mjere.

U nastavku je dat prikaz rezultata u 2025. godini, prema podacima tržišnih energetskih subjekata koji posjeduju licencu za snabdijevanje i/ili proizvodnju električne energije, iz kojih se može zaključiti da je 14 kompanija imalo pozitivan rezultat poslovanja.⁴⁶ Finansijsko poslovanje ovih kompanija nije predmet nadzora koji vrši Agencija u skladu sa Zakonom.



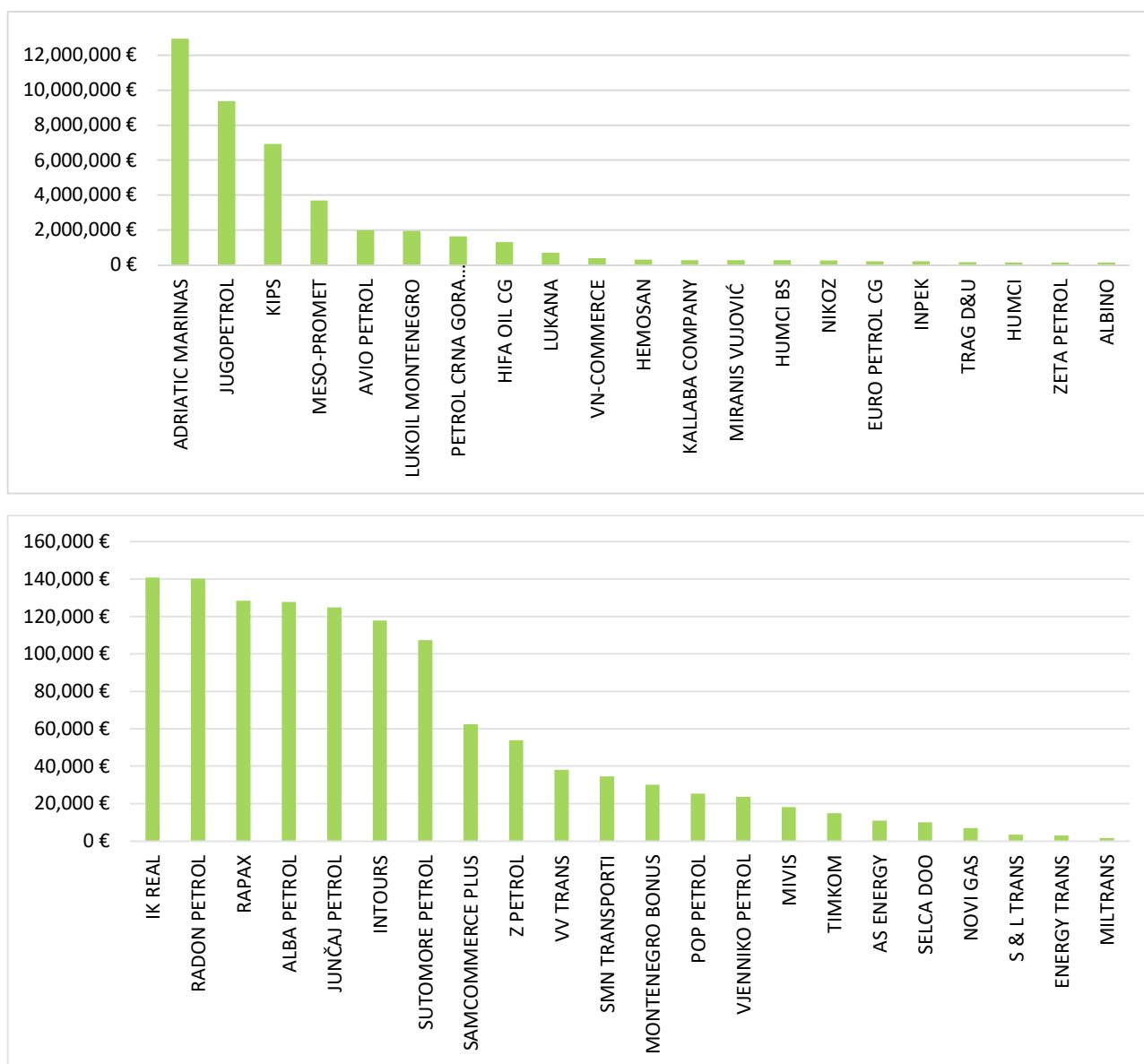
Grafik 5.1.9 Rezultat poslovanja tržišnih elektroenergetskih subjekata u 2025. godini

⁴⁶ Izvor: <https://irms.tax.gov.me/public/>

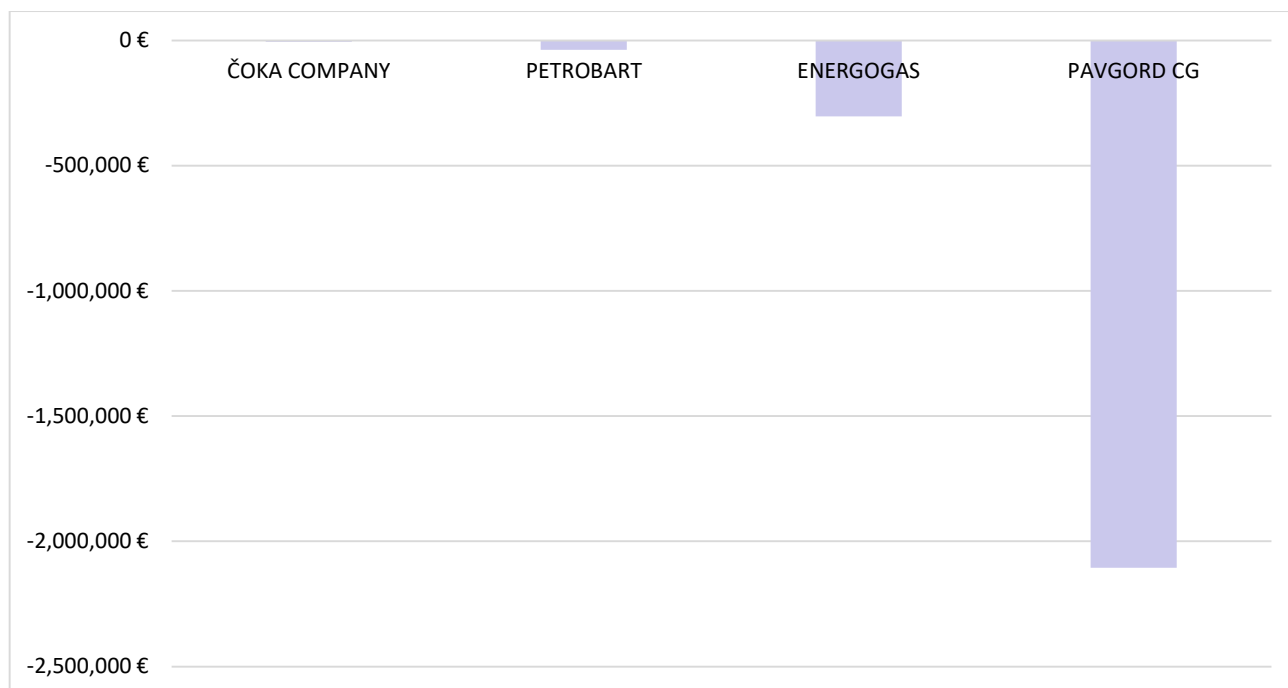
5.2 Sektor nafte i gasa

U sektoru nafte i gasa na kraju 2025. godine poslovalo je 65 subjekata koja se bave trgovinom, skladištenjem i/ili transportom naftnih derivata, TNG i prirodnog gasa. Osim navedenim djelatnostima, neki od ovih subjekata se bave i drugim tržišnim djelatnostima, koje nijesu licencirane od strane Agencije.

U nastavku je dat prikaz poslovanja za 2025. godinu onih subjekata koji, između ostalog, obavljaju i djelatnosti iz sektora nafte i gasa, iz kog se može zaključiti da je 43 kompanije imalo pozitivan, a četiri kompanije negativan rezultat poslovanja. Za 18 subjekata, podaci za 2025. godinu nijesu bili dostupni na portalu Poreske uprave Crne Gore⁴⁷.



⁴⁷ Izvor: <https://irms.tax.gov.me/public/>



Grafik 5.2.1 Rezultati poslovanja tržišnih subjekata u sektoru nafte i gasa u 2025. godini

REZIME:

CGES je u 2025. godini iskazao dobit od 20.989.630 €, koja je za 3.845.002 €, odnosno za - 15,48% manja u odnosu na prethodnu godinu. Ovaj regulisani subjekat je od 2016. godine poslovao sa dobitkom, koji od momenta puštanja u rad podmorske interkonekcije između Italije i Crne Gore, krajem 2019. godine, bilježi značajno poboljšanje rezultata poslovanja. Uspješno poslovanje rezultat je dugogodišnjih napora ove kompanije u pogledu investiranja i poboljšanja efikasnosti poslovanja.

CEDIS je u 2025. godini ostvario neto dobitak od 2.473.524 €, što je za 1.954.196 €, odnosno za 376.29% veće nego prethodne godine. Neraspoređeni gubitak iskazan u bilansu stanja ove kompanije na kraju 2025. godine iznosio je 19.341.113 €, dok je na kraju 2024. godine iznosio 23.955.577 €.

COTEE je 2025. godinu završio sa neto dobitkom od 2.242 €, što je manje za 8.974 €, odnosno za 80,01% u odnosu na ostvarenu dobit u 2024. godini. Od osnivanja do danas, operatoru tržišta je obezbijedena stabilnost poslovanja kroz primjenu regulatornog okvira utvrđenog od strane Agencije i ova kompanija je u kontinuitetu ostvarivala pozitivne neto rezultate.

BELEN je 2017. godine osnovan radi razvoja konkurentnog i transparentnog tržišta električne energije i njegovog povezivanja sa tržištem Evropske unije. Dugoročno tržište postalo je operativno 2020. godine, dok je tržište dan unaprijed uspostavljeno 2023. godine, čime su povećani obim trgovanja, broj učesnika i tržišna likvidnost. Novi Zakon iz 2025. godine definisao je BELEN kao operatora tržišta električne energije, a Agencija mu je izdala desetogodišnju licencu i preuzela regulatorni nadzor nad odobravanjem naknada. Poslovanje BELEN-a od osnivanja karakteriše postepeni rast prihoda i razvoj tržišta električne energije, uz veće rashode u fazi priprema za organizovano tržište. U periodu 2024–2025. godine poslovanje se stabilizovalo zahvaljujući većem broju učesnika i jačoj integraciji sa regionalnim i evropskim tržištima.

U elektroenergetskom sektoru je tokom 2025 godine poslovalo 23 kompanija koje se bave neregulisanim licenciranim djelatnostima (proizvodnja i snabdijevanje električnom energijom), od čega je 14 kompanija imalo pozitivan rezultat poslovanja.

U sektoru nafte i gasa na kraju 2025. godine poslovalo je 65 subjekata koji se bave trgovinom, skladištenjem i/ili transportom naftnih derivata, TNG i prirodnog gasa, od čega je 43 kompanija imalo pozitivan, a četiri kompanije negativan rezultat poslovanja. Za 18 subjekata, podaci za 2025. godinu nijesu bili dostupni na portalu Poreske uprave Crne Gore.

6. NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2025. GODINI

6 NORMATIVNE I UPRAVNE AKTIVNOSTI AGENCIJE U 2025. GODINI

6.1 Donošenje podzakonskih akata

Normativna djelatnost Agencije obuhvata izradu teksta nacрта i predloga podzakonskih akata iz okvira njenih nadležnosti utvrđenih Zakonom, zaključno sa njihovim donošenjem, odnosno utvrđivanjem, kao i odobravanje, odnosno davanje saglasnosti na podzakonska akta energetske subjekata.

6.1.1 Oblast električne energije

U 2025. godini predstavnici Agencije, u okviru radne grupe formirane od strane resornog ministarstva, dali su značajan doprinos u transponovanju evropskih direktiva, koje su normirane u novom Zakonu („Službeni list CG”, broj 28/25). Upravo je navedeni zakon činio okosnicu normativne aktivnosti Agencije u izvještajnoj godini.

Inače, Zakon uređuje institute koji do sada nijesu postojali u Crnoj Gori, pa je 2025. godina bila, a i 2026. godina će biti godina intenzivne normativne aktivnosti Agencije, sa ciljem stvaranja pretpostavki za njihovu primjenu, što će biti od uticaja na obezbjeđenje novih prava potrošača i razvoj energetskog sektora: olakšavanje učešća potrošača na tržištu električne energije, formiranje energetskih zajednica građana, razvoj novih djelatnosti - agregacija, skladištenje električne energije, razvoj novih usluga - usluge fleksibilnosti, nefrekvencijske usluge, pojavu novih energetskih i privrednih subjekata - agregatori, operatori skladišta, pružaoci usluga fleksibilnosti i nefrekvencijskih usluga.

Saglasno svojim ovlaštenjima, Agencija je u 2025. godini donijela 11 podzakonskih akata, i to:

- *Metodologiju o izmjeni Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i naknade za rad operatora tržišta električne energije („Službeni list CG”, broj 18/25);*
- *Metodologiju o izmjeni Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG”, broj 18/25);*
- *Metodologiju o izmjeni Metodologije za utvrđivanje regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje prenosnog sistema električne energije („Službeni list CG”, broj 18/25);*
- *Pravila za izradu i praćenje realizacije planova razvoja i investicionih planova prenosnog sistema električne energije („Službeni list CG”, broj 35/25);*
- *Pravila za izradu i praćenje realizacije planova razvoja i investicionih planova distributivnog sistema električne energije („Službeni list CG”, broj 35/25);*
- *Pravila o čuvanju povjerljivosti komercijalno osjetljivih informacija koje koriste operatori sistema („Službeni list CG”, broj 73/25);*
- *Metodologiju za utvrđivanje cijena za korišćenje prenosnog ili distributivnog sistema koje plaćaju korisnici direktnog voda kada je vod priključen na prenosni ili distributivni sistem („Službeni list CG”, broj 73/25);*

- *Pravila o uslovima za izdavanje odobrenja na osnovu kojih proizvođači i snabdjevači električne energije i subjekti za gas mogu snabdijevati krajnje kupce preko direktnog voda („Službeni list CG”, broj 73/25);*
- *Metodologiju za utvrđivanje zamjenske cijene („Službeni list CG”, br. 88/25);*
- *Regulatorni kontni plan („Službeni list CG”, broj 101/25);*
- *Pravila o licencama za obavljanje energetske djelatnosti („Službeni list CG”, broj 123/25).*

Agencija je u 2025. godini donijela i tri odluke, koje imaju pravni karakter upravnog propisa, i to:

- *Odluku o privremenim cijenama za korišćenje prenosnog sistema električne energije za 2026. godinu („Službeni list CG”, broj 136/25);*
- *Odluku o privremenim cijenama za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2026. godinu („Službeni list CG”, broj 136/25);*
- *Odluku o privremenim naknadama za rad subjekta odgovornog za organizaciju i upravljanje tržištem električne energije za 2026. godinu („Službeni list CG”, broj 136/25).*

Takođe, na osnovu izvršne klauzule sadržane u Zakonu o korišćenju energije iz obnovljivih izvora („Službeni list CG”, broj 82/24), donijeta su 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 101/25).

U okviru transpozicije Paketa za integraciju elektroenergetskog sektora („EIP”), predstavnici Agencije su u 2025. godini dali značajan doprinos u izradi Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG”, broj 2/26), kao i u aktivnostima koje su u vezi sa postupkom ocjene transpozicije EIP od strane Sekretarijata Energetske zajednice.

Takođe, u okviru radne grupe koju je, sa zadatkom da transponuje Regulativu (EU) 2022/869 o smjernicama za trans-evropsku energetske infrastrukturu, formiralo resorno ministarstvo, predstavnici Agencije su u toku 2025. godine uzeli učešće u izradi Zakona o prekograničnim energetske infrastrukturalnim projektima („Službeni list CG”, broj 33/26).

Agencija je učestvovala i u postupku javne rasprave o tekstu Nacrta zakona o upravljanju privrednim društvima u državnoj svojini (koju je organizovalo Ministarstvo finansija), dostavljanjem primjedbi i sugestija, koje su djelimično ugrađene u tekst Predloga navedenog zakona.

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 i Zakon o prekograničnoj razmjeni električne energije i gasa, 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*”.

6.2 Odobravanje podzakonskih akata energetske subjektata

U okviru aktivnosti koje se odnose na postupak odobravanja podzakonskih akata čiji su donosioci energetske subjektata, u 2025. godini Agencija je donijela dvije odluke:

- *Odluku o davanju saglasnosti na Pravila o garancijama porijekla, koja je donio Odbor direktora DOO „Crnogorski operator tržišta električne energije“ Podgorica, Odlukom broj 25/783-9 od 10.06.2025. godine („Službeni list CG“, broj 66/25);*
- *Odluku, broj 25/3918-4 od 21.11.2025. godine, o odobravanju Pravila za alokaciju prekograničnih prenosnih kapaciteta na granicama Italija - Crna Gora i Srbija – Crna Gora, koju je Odbor direktora „Crnogorskog elektroprenosnog sistema“ AD Podgorica odobrio Odlukom, broj 1-1-D/25-3622/3 od 12.11.2025. godine.*

6.3 Utvrđivanje cijena i naknada

Zakonom propisana je nadležnost Agencije u pogledu donošenja odluke o trajanju regulatornog perioda i odluka o utvrđivanju regulatorno dozvoljenih prihoda, cijena ili naknada za operatora prenosnog sistema, operatora distributivnog sistema i operatora tržišta električne energije, koje se primjenjuju tokom regulatornog perioda.

Izveštajna godina predstavlja treću godinu trogodišnjeg regulatornog perioda koji je utvrđen Odlukom Agencije o trajanju regulatornog perioda za regulisane elektroenergetske subjekte, broj 22/840-2 od 24.02.2022. godine. U 2025. godini su primjenjivane cijene za korišćenje prenosnog i distributivnog sistema električne energije, kao i naknade za rad operatora tržišta električne energije utvrđene:

- *Odlukom 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);*
- *Odlukom o utvrđivanju korekcija regulatorno dozvoljenog prihoda Operatora prenosnog sistema električne energije i cijena za korišćenje sistema električne energije u toku regulatornog perioda 2023-2025. godina („Službeni list CG“, broj 116/24);*
- *Odlukom o utvrđivanju regulatorno dozvoljenog prihoda i cijena za korišćenje distributivnog sistema električne energije za 2024. i 2025. godinu („Službeni list CG“, broj 107/23); i*
- *Odlukom 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).*

6.4 Davanje saglasnosti na razvojne i investicione planove operatora sistema

Zakonom je data mogućnost da operator prenosnog sistema i operator distributivnog sistema ažuriraju desetogodišnje planove razvoja prenosnog, odnosno distributivnog sistema, kao i investicione planove, ukoliko se za tim ukaže potreba. Ažurirani planovi se dostavljaju Agenciji na davanje saglasnosti u skladu sa pravilima za izradu i praćenje realizacije desetogodišnjih razvojnih planova prenosnog, odnosno distributivnog sistema električne energije.

Polazeći od navedenog, CGES je u 2025. godini dostavio *Zahtjev broj 300-RAE/25-1834/1 od 26.05.2025. godine*, u Agenciji zaveden pod brojem 25/2031-1 od 27.05.2025. godine, radi davanja saglasnosti na *Ažurirani plan razvoja prenosnog sistema električne energije za period 2023-2032. godine*, broj 7012/5-D/25-1678/4 od 09.05.2025. godine, po osnovu kojeg je Agencija donijela *Odluku o davanju saglasnosti broj 25/2031-12 od 16.12.2025. godine*. Navedenom odlukom je data djelimična saglasnost na „Ažurirani plan razvoja prenosnog sistema električne energije za period 2023-2032. godine“.

Uz Zahtjev broj 300-RAE/25-1834/1 od 26.05.2025. godine, u Agenciji zaveden pod brojem 25/2031-1 od 27.05.2025. godine, CGES je na davanje saglasnosti dostavio i *Investicioni plan „Crnogorski elektroprenosni sistem“ AD Podgorica za 2026. godinu i Program otkupa infrastrukture za 2026. godinu*, po osnovu kojeg je Agencija donijela *Odluku broj 25/2031-13 od 26.12.2026. godine*. Navedenom odlukom je data djelimična saglasnost na planirane investicije za 2026. godinu u vrijednosti od 50.243.000,00 €, kao i na otkup infrastrukture u vrijednosti od 750.000,00 €.

CEDIS je Agenciji 30.05.2025. godine, dostavio Zahtjev broj 10-10-16519, u Agenciji zaveden istog dana pod brojem 25/1800-2, za davanje saglasnosti na *Ažurirani plan razvoja distributivnog sistema električne energije CEDIS (2023-2032)*, po osnovu kojeg je Agencija donijela *Odluku broj 25/1800-15 od 26.12.2025*. Navedenom odlukom je data saglasnost na Ažurirani plan razvoja distributivnog sistema električne energije CEDIS (2023-2032).

Uz Zahtjev broj 10-10-16519, u Agenciji zaveden istog dana pod brojem 25/1800-2, CEDIS je na davanje saglasnosti dostavio i *Investicioni plan CEDIS-a za 2026. godinu*, Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica za period 2026-2028. godina i *Plan zamjene i izmještanja brojila za 2026. godinu*, za koje je Agencija dala saglasnost na planirane investicije za 2026. godinu u vrijednosti od 37.994.109 €, na otkup elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica u vrijednosti od 20.240.604,47 € u 2026. godini, kao i na „Plan zamjene i izmještanja brojila za 2026. godinu“. U vezi sa predmetnim postupkom, ukazujemo da je u aprilu 2026. godine, donijeta dopunska odluka, kojom je odlučeno i o pitanjima koja su ostala neriješena i utvrđeno, da u dijelu koji se dodatno razmatrao, Investicioni plan nije usklađen sa Planom razvoja, što je uslov za odobravanje predmetnog plana, a to se posljedično odnosi i na Plan zamjene i izmještanja brojila, pa u tom delu nije data saglasnost, odnosno nije odobren plan.

6.5 Izdavanje licenci za obavljanje energetske djelatnosti

Licenciranje energetske djelatnosti propisano je Zakonom, a bliže razrađeno Pravilima o licencama za obavljanje energetske djelatnosti („Službeni list CG“, br. 50/16, 30/18, 75/18, 61/19, 31/21, 48/21 i 123/25) koje je donijela Agencija.

Za obavljanje energetske djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa, Agencija je tokom 2025. godine izdala 22, a u elektro-energetskom sektoru osam novih licenci. Pored izdavanja novih licenci, tokom 2025. godine je zbog promjene obima obavljanja energetske djelatnosti izvršena 31 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 devet licenci. Pored toga, produžene su četiri licence, odbijen je jedan zahtjev za izdavanje licence, a u mirovanje stavljene dvije licence.

6.6 Obnovljivi izvori i visokoefikasna kogeneracija

Promjena po pitanju podsticajnog sistema i nadležnosti u dijelu obnovljivih izvora nastupila je donošenjem Zakona o korišćenju energije iz obnovljivih izvora („Službeni list CG”, broj 82/24), kojim je transponovana Direktiva 2018/2001/EU Evropskog parlamenta o promociji korišćenja energije iz obnovljivih izvora, i Zakona o izmjenama i dopunama Zakona o energetici („Službeni list CG”, broj 84/24). Novi podsticajni mehanizam, zasnovan na tržišnoj premiji koja predstavlja finansijski doprinos gdje se plaćanje vrši za razliku između referentne tržišne cijene i ostvarene cijene za proizvedenu električnu energiju, kada je referentna tržišna cijena niža od ostvarene cijene, za električnu energiju koju isporučuje povlašćeni proizvođač u šemi tržišne premije i koja se utvrđuje u eurocentima po kWh isporučene električne energije, osim za mala postrojenja i demonstracione projekte, zamijenio je dosadašnji podsticaj zasnovan na Fid-in-tarifi, kao vrsti podsticaja kojom se proizvođaču garantuje otkupna cijena po kWh neto količine električne energije iz elektrana koje koriste obnovljive izvore da isporuči u elektroenergetsku mrežu. Pored toga, podsticaji za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora dodjeljuju se u otvorenom, transparentnom, konkurentnom, nediskriminatornom i ekonomičnom postupku.

Ponuđači čije su ponude izabrane kao najpovoljnije na aukciji i kojima je rješenjem Ministarstva priznato pravo na tržišnu premiju, stiču status privremenog povlašćenog proizvođača od dana u kome je rješenje postalo pravosnažno. Nakon završene izgradnje proizvodnog objekta i ispunjavanja ostalih uslova propisanih Zakonom o korišćenju energije iz obnovljivih izvora, privremeni povlašćeni proizvođač, rješenjem Ministarstva nadležnog za poslove energetike, stiče status povlašćenog proizvođača odnosno pravo na podsticaj.

Vlada Crne Gore donosi trogodišnji plan sistema podsticaja na osnovu opštih smjernica energetske politike, NEKP-a i obaveza preuzetih potvrđenim međunarodnim ugovorima, u okviru kojeg se utvrđuju kvote za projekte obnovljivih izvora energije, tehnologije kvalifikovane za podsticaje i raspored aukcija za tržišnu premiju, kao i posebne kvote za fid-in tarifu za mala postrojenja i demonstracione projekte, prihvatljive tehnologije i raspored za dodjelu kvota za fid-in tarifu.

Promjenom zakonodavnog okvira, prestale su nadležnosti Agencije da odobrava, mijenja i oduzima statute povlašćenih proizvođača i privremeni status povlašćenih proizvođača, vodi registar povlašćenih proizvođača, kao i da vrši godišnju analizu i objavljuje podatke o udjelu obnovljivih izvora energije i visokoefikasne kogeneracije u ukupnoj proizvodnji i potrošnji električne energije.

Nova nadležnost Agencije po pitanju obnovljivih izvora odnosi se na utvrđivanje zamjenske cijene, na osnovu metodologije kojom se propisuje utvrđivanje zamjenske cijene, u slučaju da referentna tržišna cijena nije dostupna za obračunski period tokom trajanja ugovora o tržišnoj premiji. S tim u vezi, Agencija je 31.07.2025. godine utvrdila Metodologiju za utvrđivanje zamjenske cijene. Dodatno, Agencija vrši procjenu uticaja sistema podsticaja na tržište električne energije, krajnje kupce, kao i na ulaganja u elektroenergetski sektor, jednom u četiri godine, nakon donošenja NEKP-a.

Podaci o svim važećim statusima povlašćenog proizvođača i privremenim statusima povlašćenog proizvođača u 2025. godini, utvrđenim od strane Agencije u prethodnom periodu, prikazani su u Tabeli 6.6.1.

Tabela 6.6.1 Proizvođači koji su u 2025. godini imali utvrđen status povlašćenog proizvođača i njihovi proizvodni objekti

POVLAŠĆENI PROIZVOĐAČI			
R.b.	Naziv i sjedište proizvođača	Naziv i lokacija postrojenja	Datum prestanka statusa
1.	DOO „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.	DOO „Synergy“, Podgorica	mHE „Vrelo“, Bijelo Polje	09.07.2027
3.	DOO „Igma Energy“, Andrijevica	mHE „Bradavec“, Andrijevica	08.11.2027
		mHE „Piševska rijeka“, Andrijevica	21.06.2029
4.	DOO „Kronor“, Podgorica	mHE „Jara“, Plav	23.11.2028
		mHE „Babino polje“, Plav	01.11.2029
5.	DOO „Krnovo Green Energy“, Podgorica	VE „Krnovo“, Nikšić	02.11.2029
6.	DOO „Hydro Bistrica“, Podgorica	mHE „Bistrica Majstorovina“, Bijelo Polje	12.01.2030
7.	DOO „Nord Energy“, Andrijevica	mHE „Šeremet Potok“, Andrijevica	05.08.2030
8.	DOO „Invicta“, Podgorica	SE „Invicta“, Podgorica	29.05.2031
9.	DOO „Eco Solar System“, Danilovgrad	SE „DG“, Danilovgrad	04.08.2031
10.	DOO „Bar-Kod“, Podgorica	SE „Bar-Kod“, Danilovgrad	17.11.2031

11.	DOO „Možura Wind Park“, Ulcinj	VE „Možura“, Ulcinj i Bar	29.12.2031
12.	DOO „Simes Inženjering“, Mojkovac	mHE „Ljevak“, Bijelo Polje	23.02.2032
13.	DOO „Small Hydro Power Plant Kutska“, Andrijevica	mHE „Kutska 1“, Andrijevica	23.04.2032
		mHE „Kutska 2“, Andrijevica	23.04.2032
14.	DOO „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.	DOO „BB Hidro“, Podgorica	mHE „Bistrica Lipovska“, Kolašin	23.04.2032
16.	DOO „Power AB Group“, Kolašin	mHE „Bukovica“, Kolašin	07.06.2032
17.	DOO „Viridi Progressum“, Kolašin	mHE „Paljevinska“, Kolašin	27.07.2032
18.	DOO „Alliance“, Podgorica	SE „Alliance“, Podgorica	27.07.2032
19.	DOO „Fudbalski savez Crne Gore“, Podgorica	SE „FSCG“, Podgorica	10.08.2032
20.	DOO „Zeta Energy“, Danilovgrad	mHE „Slap Zete“, Danilovgrad	21.09.2032
21.	DOO „Đekić“, Podgorica	mHE „Pecka“, Kolašin	24.12.2032
22.	DOO „Vrbnica“, Podgorica	mHE „Vrbnica“, Plužine	21.01.2033
23.	DOO „Manira Hydro“, Mojkovac	mHE „Elektrana Mišnića“, Mojkovac	15.03.2033
24.	DOO „Hidroenergija Andrijevica“, Andrijevica	mHE „Štitska“, Andrijevica	24.05.2033
		mHE „Umska“, Andrijevica	24.05.2033
25.	DOO „Vodovod i kanalizacija“, Andrijevica	mHE „Krkori“, Andrijevica	24.05.2033
26.	DOO „Benergo“, Berane	mHE „Miolje Polje“, Berane	24.05.2033

U 2025. godini, 26 povlašćenih proizvođača je posjedovalo status povlašćenog proizvođača za 39 proizvodnih objekata, ali je njih 25 koristilo pravo na podsticajne mjere i sa COTEE imalo zaključen ugovor o otkupu proizvedene električne energije iz 31 proizvodnog objekta. Naime, od 2023. godine, povlašćeni proizvođač DOO „Hidroenergija Montenegro“ Berane nije koristilo podsticajne mjere i električnu energiju proizvedenu iz svojih osam malih hidroelektrana je prodavalo na tržištu. Krajem

2025. godine, za malu hidroelektranu „Jezerštica“ u vlasništvu DOO „Hidroenergija Montenegro“ Berane, istekao je status povlašćenog proizvođača.

U Tabeli 6.6.2 prikazane su količine električne energije koje je COTEE po osnovu ugovora o otkupu otkupio od povlašćenih proizvođača u periodu od 2016. do 2025. godine.

Tabela 6.6.2 Električna energija otkupljena od povlašćenih proizvođača u periodu 2014 – 2025. godine

<i>Otkupljena količina električne energije proizvedena od strane povlašćenih proizvođača</i>											
Povlašćeni proizvođač	2016.	2017.	2018.	2019.	2020.	2021.	2022.	2023.	2024.	2025.	Ukupna proizvedena električna energija period 2016 - 2025. [kWh]
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
DOO „Hydroenergija Montenegro“ Berane	36.282.456	26.502.944	35.273.081	28.484.183	24.254.456	48.779.988	44.719.131	0	0	0	244.296.239
DOO „Igma Energy“ Andrijevića	3.209.475	3.628.845	7.214.079	5.778.267	4.890.797	6.546.536	6.749.575	8.168.049	5.437.239	6.305.327	57.928.189
DOO „Synergy“ Podgorica	3.117.450	2.479.354	2.626.908	2.486.142	2.315.135	2.648.478	2.289.692	3.148.699	1.910.027	2.190.319	25.212.204
DOO „Kronor“ Podgorica	1.076.180	13.882.337	27.793.617	24.688.568	21.554.605	21.870.466	23.751.552	26.195.298	18.525.137	23.419.307	202.757.067
DOO „Hydro Bistrica“ Podgorica			9.524.544	10.236.322	10.352.052	12.336.984	12.854.796	17.170.640	8.777.797	12.351.145	93.604.280
DOO „Nord Energy“ Andrijevića			570.527	2.950.578	2.620.246	2.911.519	3.200.503	3.718.776	2.914.703	3.033.927	21.920.779
DOO „Krnovo Green Energy“ Podgorica		37.981.318	161.625.588	193.016.095	180.685.133	192.186.311	190.768.166	187.398.884	172.762.806	173.021.429	1.489.445.730
DOO „Možura Wind Park“ Podgorica				807.782	126.183.248	128.278.328	131.885.343	122.562.727	118.701.148	125.084.109	753.502.685

DOO „Bar-Kod“ Podgorica				35.261	799.323	771.615	822.507	789.973	779.628	778.110	4.776.417
DOO „Eco Solar System“ Danilovgrad				345.384	1.050.885	921.554	1.134.548	1.155.043	1.278.149	1.091.961	6.977.524
DOO „Invicta“ Podgorica				333.140	510.702	455.286	416.373	423.042	411.008	427.893	2.977.444
DOO „Simes Inženjering“ Podgorica					1.327.621	2.265.197	1.810.744	2.654.335	1.910.466	1.801.008	11.769.371
DOO „Small Hidro Power Plants Mojanska“ Andrijevića					10.953.511	19.180.825	18.959.973	22.392.180	16.727.482	17.744.819	105.958.790
DOO „Small Hidro Power Plants Kutska“ Andrijevića					5.254.776	10.563.424	7.935.694	10.226.964	9.888.123	10.106.277	53.975.258
DOO „BB Hidro“ Podgorica					853.795	3.220.125	2.585.443	0	1.934.928	2.558.669	11.152.960
DOO „AB Power Group“ Kolašin					353.543	1.091.358	924.751	1.106.577	815.896	816.489	5.108.614
DOO „Đekić“ Podgorica						2.529.713	2.772.777	3.234.355	2.460.798	2.611.219	13.608.862
DOO „Zeta Energy“ Danilovgrad					1.802.497	4.782.311	5.019.065	6.113.086	6.494.426	5.870.408	30.081.793
DOO „Viridi Progressum“ Kolašin					440.450	2.035.274	2.019.355	0	716.492	1.701.641	6.913.212
DOO „Alliance“ Podgorica					113.905	265.498	291.108	221.375	189.586	277.407	1.358.879
„Fudbalski savez Crne Gore“ Podgorica					9.447	35.987	37.095	31.555	34.871	33.624	182.579
DOO „Vrbnica“ Podgorica						18.184.617	17.084.339	21.526.482	13.894.796	14.248.300	84.938.534
DOO „Manira Hydro“ Mojkovac						654.585	928.798	1.320.311	917.841	1.090.491	4.912.026

DOO „Hidroenergija Andrijevica“ Andrijevica						1.462.835	4.454.906	4.859.623	3.241.461	3.872.417	17.891.242
DOO „Vodovod i kanalizacija Andrijevica“ Andrijevica						1.042.711	2.224.994	2.283.515	1.961.189	1.969.921	9.482.330
DOO „Benergo“ Berane						947.696	1.897.719	2.001.143	1.944.491	1.903.895	8.694.944
UKUPNO	43.685.561	84.474.798	244.628.344	269.161.722	396.326.127	485.969.221	487.538.947	448.702.632	394.630.488	414.310.112	3.269.427.952

Na osnovu podataka iz Tabele 6.6.2 proizilazi da je u 2025. godini, proizvodnja povlašćenih proizvođača koja je otkupljena od strane COTEE, približno na nivou prosječnog ostvarenja prethodnog petogodišnjeg perioda, ukoliko se izuzme uticaj proizvodnje elektrana DOO „Hidroenergija Montenegro“ Berane za koje se od 2023. godine ne koriste podsticajne mjere.

REZIME:

U 2025. godini predstavnici Agencije, u okviru radne grupe formirane od strane resornog ministarstva, dali su značajan doprinos u transponovanju evropskih direktiva, koje su normirane u novom Zakonu o energetici („Službeni list CG”, broj 28/25). Upravo je navedeni zakon činio okosnicu normativne aktivnosti Agencije u izvještajnoj godini.

U okviru transpozicije Paketa za integraciju elektroenergetskog sektora („EIP”), predstavnici Agencije su u 2025. godini dali značajan doprinos u izradi Zakona o prekograničnoj razmjeni električne energije i prirodnog gasa („Službeni list CG”, broj 2/26), kao i u aktivnostima koje su u vezi sa postupkom ocjene transpozicije EIP od strane Sekretarijata Energetske zajednice.

Takođe, u okviru radne grupe koju je, sa zadatkom da transponuje Regulativu (EU) 2022/869 o smjernicama za trans-evropsku energetska infrastrukturu, formiralo resorno ministarstvo, predstavnici Agencije su u toku 2025. godine uzeli učešće u izradi Zakona o prekograničnim energetskim infrastrukturnim projektima („Službeni list CG”, broj 33/26). Saglasno svojim ovlaštenjima, Agencija je u 2025. godini donijela 11 podzakonskih akata, donijela tri odluke, koje imaju pravni karakter upravnog propisa i odobrila dva akta energetskih subjekata.

Agencija je tokom 2025. godine dala djelimičnu saglasnost na „Ažurirani plan razvoja prenosnog sistema električne energije za period 2023-2032. godine. Takođe je data djelimična saglasnost na Investicioni plan „Crnogorski elektroprenosni sistem” AD Podgorica za 2026. godinu u vrijednosti od 50.243.000,00 €, kao i na Program otkupa infrastrukture za 2026. godinu u vrijednosti od 750.000,00 €.

Takođe je data saglasnost CEDIS-u na Ažurirani plan razvoja distributivnog sistema električne energije CEDIS (2023-2032). Agencija je dala saglasnost na Investicioni plan CEDIS-a za 2026. godinu u vrijednosti od 37.994.109 €, na Program otkupa elektroenergetske infrastrukture u vlasništvu trećih lica u vrijednosti od 20.240.604,47 € u 2026. godini, kao i na „Plan zamjene i izmještanja brojila za 2026. godinu”.

Agencija je u 2025. godini za obavljanje elektro-energetskih djelatnosti izdala osam novih licenci, dok je za obavljanje energetskih djelatnosti u oblasti naftnih derivata i tečnog naftnog gasa izdala 22 nove licence, izvršila izmjenu 31, oduzela devet, produžila četiri, odbila jedan zahtjev za izdavanje licence, a u mirovanje stavila 2 licence.

U izvještajnoj godini, COTEE je po osnovu zaključenih ugovora otkupio električnu energiju proizvedenu od strane 25 povlašćena proizvođača iz 31 proizvodnih objekata, dok jedan povlašćeni proizvođač nije koristio pravo na podsticajne mjere u smislu obaveznog otkupa proizvedene električne energije po podsticajnim cijenama. U skladu sa Zakonom i zaključkom Vlade Crne Gore, Agencija u 2025. godini nije utvrđivala status povlašćenih proizvođača.

Broj: 26/1450-21

Podgorica, 24.07.2026. godine

Predsjednik Odbora Agencije**Dr Veljko Vasiljević**