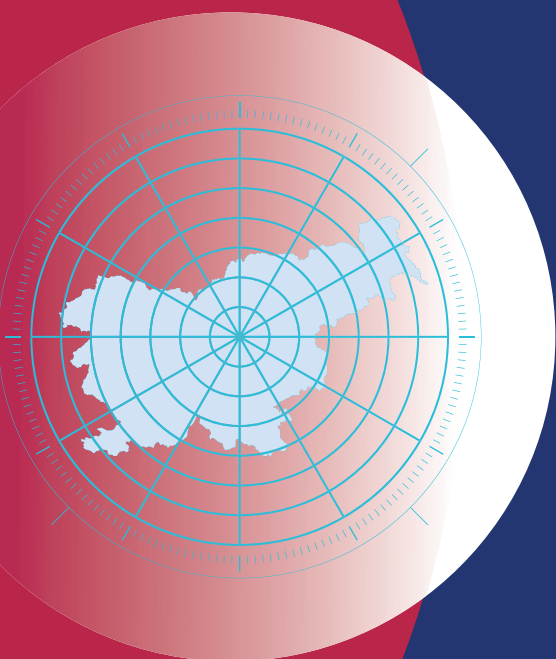
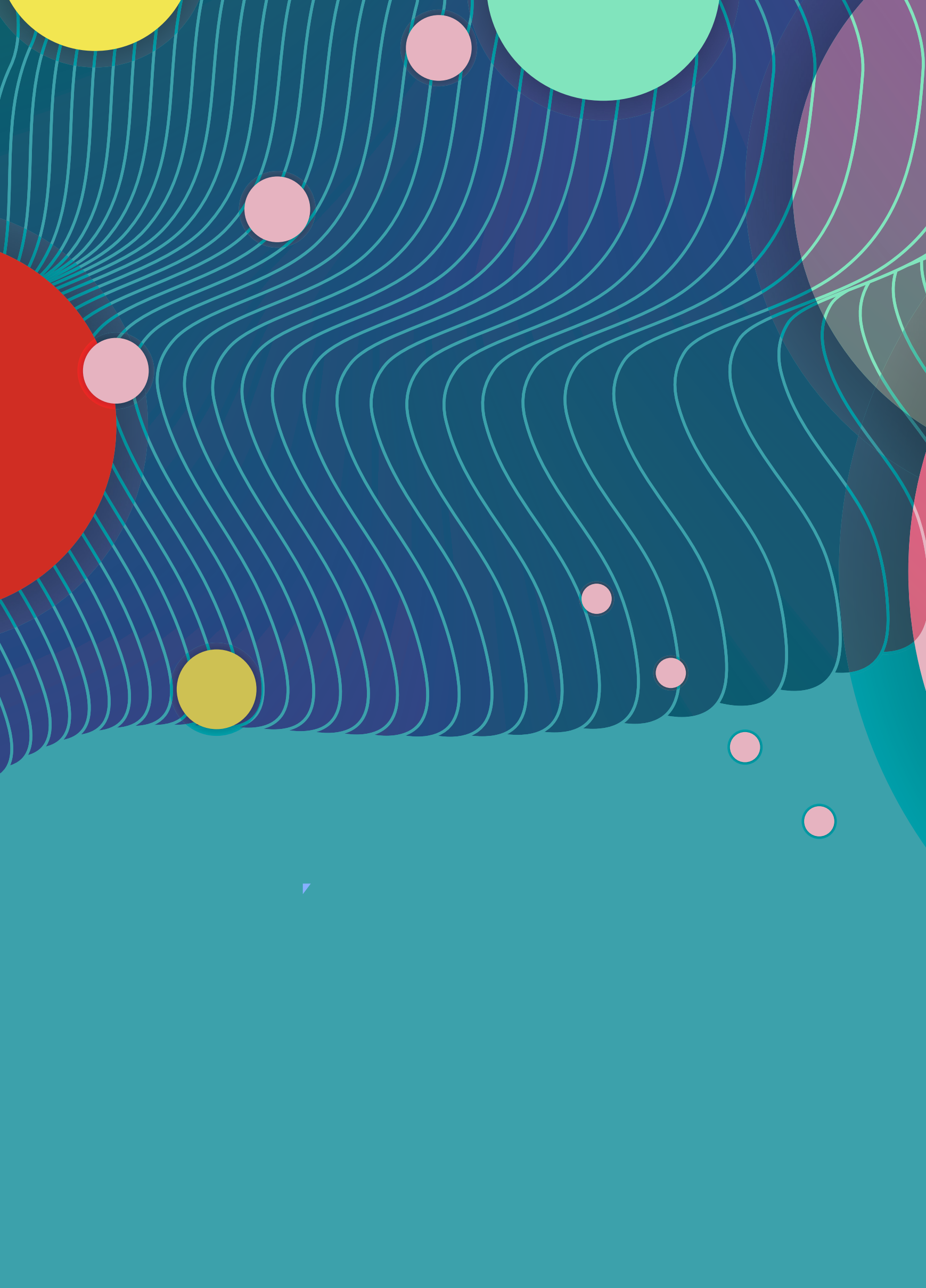


POROČILO O STANJU
NA PODROČJU ENERGETIKE
V SLOVENIJI

2023







POROČILO O STANJU
NA PODROČJU ENERGETIKE
V SLOVENIJI

2023

KAZALO

UVODNA BESEDA 6

ELEKTRIČNA ENERGIJA 10

Elektroenergetska bilanca	10
Prevzem in oddaja električne energije v sistemu	10
Izgube električne energije na elektroenergetskem sistemu	19
Proizvodnja električne energije	21
Poraba električne energije	24
Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	27
Odjemalci na elektroenergetskem sistemu	28
Obnovljivi viri energije	32
Delež obnovljivih virov v bruto končni porabi energije	32
Delež obnovljivih virov v sektorju električna energija	34
Proizvodnja iz obnovljivih virov	34
Ukrepi za spodbujanje proizvodnje iz obnovljivih virov	35
Podporna shema OVE in SPTE	36
Samooskrba z električno energijo iz OVE	42
Reguliranje omrežnih dejavnosti	45
Ločitev dejavnosti	45
Tehnične storitve operaterjev	45
Zagotavljanje sistemskih storitev	45
Izravnava odstopanj in bilančni obračun	50
Kakovost oskrbe	53
Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja	62
Omrežnina za prenosni in distribucijski sistem električne energije	87
Določitev omrežnine	87
Obračunavanje omrežnine	91
Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti	93
Spodbujanje konkurence	94
Veleprodajni trg	95
Cene električne energije	95
Vplivni dejavniki	96
ŠTUDIJA PRIMERA	
Analiza stopnje volatilnosti cen električne energije na trgu za dan vnaprej v obdobju 2021–2024	102
Preglednost trga	113
Učinkovitost trga	116

Maloprodajni trg	126
Cene	127
ŠTUDIJA PRIMERA	
Analiza tržnih pogojev za razvoj ponudbe produktov dobave električne energije na podlagi dinamičnih cen	141
Preglednost	150
ŠTUDIJA PRIMERA	
Primerjalnik stroškov omrežnine kot podporno orodje v fazi priprave na uporabo prenovne metodologije obračunavanja	156
Učinkovitost trga	162
Ukrepi za spodbujanje konkurence	177
ŠTUDIJA PRIMERA	
Vidiki prenehanja eBIX® na ravni EU	179
Aktivni odjem, trg s prožnostjo ter drugi razvojni vidiki	187
ŠTUDIJA PRIMERA	
Spodbujanje razvoja novih energetskih storitev na podlagi učinkovanja prenovne obračunavanja omrežnine	196
Elektromobilnost	205
Zanesljivost oskrbe z električno energijo	210
Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo	210
Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe	211
Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije	213

ZEMELJSKI PLIN 218

Bilanca oskrbe s plinom	218
Prenos zemeljskega plina	221
Distribucija zemeljskega plina	224
Uporaba stisnjene in utekočinjene zemeljskega plina ter drugih energetskih plinov iz distribucijskih sistemov	231
Stisnjen zemeljski plin v prometu	231
Utekočinjen zemeljski plin	232
Drugi energetski plini iz distribucijskih sistemov	233
Reguliranje omrežnih dejavnosti	235
Ločitev dejavnosti	235
Tehnične storitve operaterjev	235
Izravnava odstopanj	235
Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi	241
Večletni razvoj plinovodnega omrežja	242
Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe	245



Omrežnina za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina	247
Določitev omrežnine	247
Omrežnina za prenosni sistem zemeljskega plina	249
Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina	250
Zmogljivost na mejnih točkah	255
Spodbujanje konkurence	264
Veleprodajni trg	264
Preglednost trga	267
Učinkovitost trga	267
Maloprodajni trg	271
Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu	272
Preglednost trga	280
Učinkovitost trga	281
Ukrepi za spodbujanje konkurence	292
Zanesljivost oskrbe z zemeljskim plinom	293

VARSTVO ODJEMALCEV 298

Pravica do obveščенosti	298
Pravica do zasilne, nadomestne, osnovne in nujne oskrbe	299
Pravica do zasilne oskrbe za odjemalce električne energije	299
Pravica do nadomestne oskrbe za odjemalce zemeljskega plina	301
Pravica do osnovne oskrbe z zemeljskim plinom	302
Pravica do nujne oskrbe	303
Odklopi odjemalcev	304
Pravica odjemalcev do pritožbe in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih	308
Pritožbe odjemalcev in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih energije	308
Pritožbe odjemalcev pri operaterjih distribucijskih sistemov električne energije in zemeljskega plina	310
Pravica do varstva v upravnem postopku	312
Pravica do varnega in zanesljivega obratovanja sistema in kakovostne oskrbe	313

UČINKOVITA RABA ENERGIJE 316

Sistem obveznega doseganja prihrankov energije in alternativni ukrep	316
Ciljni prihranki energije zavezancev	317
Dejavnosti dobaviteljev pri doseganju ciljnega prihranka energije	318
Doseženi prihranki energije s posameznimi ukrepi	319
Prihranki energije po sektorjih	321
Prihranki energije, doseženi v okviru alternativnega ukrepa	322
Energetski pregledi	324

TOPLOTA 330

Oskrba s toploto	330
Distribucijski sistemi toplote	337
ŠTUDIJA PRIMERA	
Izgube na distribucijskih sistemih toplote	339
Energetsko učinkoviti sistemi toplote	342
Cena toplote	342
Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje	343
Ločitev dejavnosti	344

LASTNIŠKA POVEZANOST ENERGETSKIH PODJETIJ 346

SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV 350

KAZALO TABEL 354

KAZALO SLIK 356

UVODNA BESEDA



MAG. DUŠKA GODINA

DIREKTORICA

Ponosno vam predstavljam Poročilo o stanju na področju energetike, ki ga vsako leto pripravi Agencija za energijo. Poročilo ponuja celovit pregled ključnih dogodkov, sprememb in razvoja na področju trgov z električno energijo in zemeljskim plinom, učinkovite rabe energije, varstva pravic odjemalcev in oskrbe s toploto v Sloveniji v preteklem letu.

Energetika je eden od temeljev družbe, omogoča naše vsakdanje aktivnosti in zagotavlja pogoje za dostojno življenje. V zadnjem obdobju smo na tem področju priča številnim spremembam in izzivom tako na evropski kot nacionalni ravni. Energetska kriza je zelo vplivala na cene energije in zanesljivost oskrbe, obenem pa je izpostavila pomen energetske samozadostnosti držav Evropske unije (Unija) ter odprla dileme, povezane z uporabo jedrske energije kot stabilnim virom predvsem zaradi opuščanja premoga.

Dve leti po sprejetju evropskega ambicioznega načrta RePowerEU Evropska komisija ugotavlja, da so države članice s skupnimi prizadevanji zelo zmanjšale uvoz energije iz Rusije in s tem odvisnost od uvoza energentov, pospešile prehod na čisto energijo ter stabilizirale cene energije.

Poraba zemeljskega plina v Uniji se je med avgustom 2022 in marcem 2024 znižala za 18 %, delež uvoza zemeljskega plina iz Rusije se je med letoma 2021 in 2023 zmanjšal s 45 % na 15 %, posledično se je v letu 2023 povečala zanesljivost oskrbe z energijo. Delež energije iz obnovljivih virov se je v tem obdobju hitro povečal. Od leta 2022 je bilo v Uniji nameščenih rekordnih, skoraj 96 GW novih zmogljivosti za sončno energijo, medtem ko so se vetrne zmogljivosti povečale za 33 GW in prvič po letu 2022 je Unija proizvedla več električne energije iz vetra in sonca kot iz plina.

Tudi v Sloveniji smo sledili zastavljenim ciljem in glede na ocenjen delež obnovljivih virov energije v končni bruto rabi energije prvič v letu 2023 presegli zastavljeni cilj. Pokritost porabe z domačo proizvodnjo se je približala najvišji vrednosti v zadnjih petih letih in je znašala 90,9 %, k čemur je največ prispevala zelo ugodna hidrologija in s tem nadpovprečna proizvodnja v hidroelektrarnah. Opazna je bila tudi rast proizvodnje v sončnih elektrarnah, proizvedli smo skoraj 36 % več električne energije iz sonca kot v letu 2022.



V preteklem letu je obratovalo že več kot 44.000 proizvodnih naprav za samooskrbo in delež odjemalcev, ki so hkrati tudi proizvajali električno energijo, je bil skoraj 5-odstoten. Poraba električne energije je bila 8 % nižja, poraba toplote pa 10,4 % nižja kot v letu 2022. Odjemalci zemeljskega plina so porabili 9,3 % manj v primerjavi s povprečno porabo v referenčnem obdobju zadnjih petih let. Slednje je Evropska komisija ocenila kot premalo učinkovito, saj je zniževanje rabe energije, predvsem zemeljskega plina, eden izmed ključnih ukrepov zmanjševanja odvisnosti od uvoza ruskih energentov in države članice bi v skladu s priporočili morale sprejemati ukrepe za doseganje vsaj 15-odstotnega znižanja rabe zemeljskega plina.

V letu 2023 so se cene električne energije in zemeljskega plina zaradi obsežnih interventnih ukrepov v državah članicah ves čas zniževale in stabilizirale na raven pred vojno v Ukrajini, še vedno pa so ostale višje kot pred pandemijo. Trgi z energijo v Uniji so bili regulirani v večjem obsegu kot pred energetske krizo. Tudi v Sloveniji so bile cene zamejene tako na maloprodajnem trgu kot tudi trgu sistemskih storitev, ki so se podaljšale tudi v leto 2024. Posledično se je zmanjšala konkurenčnost trgov in dinamika na opazovanih trgih. Dobavitelji so ponudbe oblikovali praktično na raven zamejenih cen, akcijskih ponudb v letu 2023 ni bilo, potencialni prihranki ob zamenjavi dobavitelja so bili minimalni, zato smo zabeležili tudi rekordno nizko število menjav dobaviteljev energentov v primerjavi s predhodnimi leti.

Da bi se izognila cenovnim pretresom v prihodnosti, se je Unija odločila preoblikovati notranji trg z električno energijo. Kljub velikemu deležu obnovljivih virov v proizvodnji električne energije so visoki skoki cen fosilnih energentov, zlasti zemeljskega plina, v letu 2022 povzročili strmo rast cen električne energije, saj cena električne energije v Uniji temelji na stroških fosilnih goriv, uporabljenih pri proizvodnji električne energije. Reforma zasnove modela notranjega trga z električno energijo v Uniji se osredotoča na dolgoročne rešitve, da bi se v prihodnje izognili razmeram, ki smo jim bili priča v letu 2022, ko so cene električne energije na veleprodajnih trgih podivjale in dosegale rekordne vrednosti ter poskočile tudi do nepredstavljenih 1.000 evrov za MWh.

Z novimi tržnimi pravili bodo cene električne energije manj odvisne od cene fosilnih goriv, potrošniki pa bodo imeli več možnosti pri sklepanju pogodb za dobavo električne energije. Zagotovljena jim bo povečana razpoložljivost pogodb s fiksno ceno in pogodb za določen čas, prilagodljivost pri izbiri dinamičnega oblikovanja cen z možnostjo sklenitve več pogodb o dobavi, omogočen jim bo tudi lažji dostop do obnovljive energije zaradi možnosti lokalnega trgovanja, viške energije iz samooskrbne naprave bo na primer možno prodati sosedom. Reforma trga vključuje tudi ukrepe za večjo zaščito ranljivih skupin odjemalcev in učinkovitejšo regulacijo maloprodajnih trgov.

Prednostna naloga države, ki je tesno povezana z energetiko, je učinkovit zeleni prehod, kar vključuje povečanje deleža obnovljivih virov energije, izboljšanje energetske učinkovitosti in razvoj novih tehnologij ter naprav za shranjevanje energije. Samozadostnost in zanesljiva energetska oskrba ostajata prednostni nalogi predvsem zaradi globalnih razmer in nestabilnih energetskih trgov.

Energetski prehod mora biti družbeno celosten in socialno pravičen. Z omejenimi viri moramo zagotavljati blaginjo za prebivalce, tudi tiste, ki so na robu družbe in si ne morejo zagotoviti dostojnega materialnega standarda. Pomisliti moramo na spremembe civilizacijske paradigme in namesto poti, katerih cilji so nenehna strma ekonomska rast, ubrati poti sonaravnega razvoja in ob tem ustvarjati solidarnostno in pravično skupnost. Prav ob tem je morda skrb vzbujajoče nedavno poročilo Evropskega računskega sodišča, ki v zvezi z zanesljivo oskrbo z zemeljskim plinom v Uniji opozarja, da nekatere države članice še vedno niso naklonjene sklenitvi solidarnostnih sporazumov in da bi bile v izrednih razmerah celo pripravljene oskrbo s plinom s sosednjo državo prekiniti.

Poročilo o stanju na področju energetike se s svojo bogato vsebino ozira nazaj, ob tem pa je pomembna pomoč pri spopadanju z izzivi in iskanju uspešnih rešitev za omogočanje trajnostne, zanesljive in cenovno dostopne energije. Hvala vsem, ki ste zagotovili podatke za to obsežno poročilo, vsem sodelavcem na Agenciji za energijo pa iskrena hvala za predano in izjemno strokovno delo.

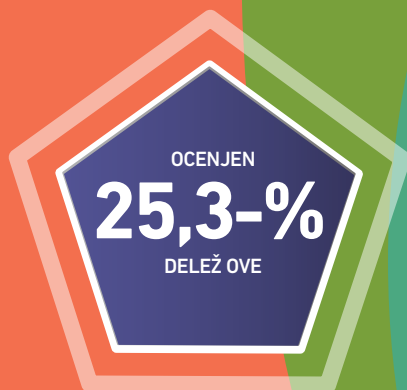
Spdeluj



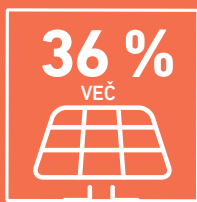
ELEKTRIČNA ENERGIJA

OB UPOŠTEVANJU CELOTNE PROIZVODNJE V NEK SLOVENIJA V LETU 2023 NETO IZVOZNICA ELEKTRIČNE ENERGIJE

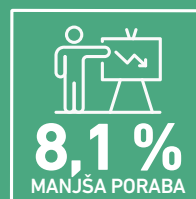
- 37,6 % JEDRSKO GORIVO
- 40,3 % OBNOVLJIVI VIRI
- 22,1 % FOSILNA GORIVA



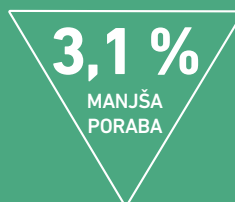
V SKUPNI BRUTO KONČNI RABI ENERGIJE – ZASTAVLJENI CILJ PRVIČ PRESEŽEN BREZ STATISTIČNEGA ODKUPA



PROIZVEDENE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SONČNIH ELEKTRARNAH



VSEH KONČNIH ODJEMALCEV



GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV

— NI UPOŠTEVAN ODJEM ZA MERILNIM MESTOM V NOTRANJJI NAPELJAVI (SAMOOSKRBA)



POSLOVNIH ODJEMALCEV

Temelj sodobnega načina življenja, tehnološkega razvoja in doseganja podnebne nevtralnosti



3,5
MRD EUR

POTREBNIH SREDSTEV ZA NALOŽBE
V DISTRIBUCIJSKI SISTEM - NOVI
RAZVOJNI NAČRTI – OCENA POTREBNIH
SREDSTEV ŽE ZA 1 MRD EVROV VIŠJA

16,4
MIO EUR
NALOŽB

V PAMETNA
OMREŽJA
– ZANEMARLJIV
DELEŽ NALOŽB V
DISTRIBUCIJSKIH
PODJETIJ

54,2-%
DELEŽ PODZEMNIH
VODOV

NA DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU
– RAST SE UPOČASNUJE

4,7 %
VSEH
ODJEMALCEV

NA DISTRIBUCIJSKEM
SISTEMU HKRATI V VLOGI
PROIZVAJALCA

94,5 %
UPORABNIKOV

NA DISTRIBUCIJSKEM
SISTEMU OPREMLJENIH
Z NAPREDNIMI
MERILNIMI SISTEMI

44.459
PRIKLJUČENIH NAPRAV
ZA SAMOOSKRBO

- SKUPNA PRIKLJUČNA
MOČ 556 MW
- OCENJENA
PROIZVODNJA
417,1 GWh

14.463
ELEKTRIČNIH
VOZIL

1,18-% DELEŽ VSEH
REGISTRIRANIH VOZIL
V SLOVENIJI,
2,79-% DELEŽ V EU

108
AKTIVNIH

SKUPNOSTNIH
NAPRAV ZA
SAMOOSKRBO



ZNIŽANJE CEN ELEKTRIČNE
ENERGIJE NA VSEH BORZAH
ZA Približno 60 %

1.608
JAVNIH
POLNILNIH MEST

KONČNA CENA OSKRBE
ZA ELEKTRIČNO ENERGIJO
ZA ZNAČILNEGA GO IN PO
ŠE VEDNO POD
POVPREČJEM EU

6

AKTIVNIH
AGREGATORJEV

NA SLOVENSKEM
TRGU

20,3-%
ZVIŠANJE

POVPREČNE LETNE
KONČNE CENE OSKRBE
ZA ZNAČILNEGA
GOSPODINJSKEGA
ODJEMALCA

81 %
MANJ MENJAV
DOBAVITELJA

MIRUJOČ TRG PREDVSEM
ZARADI ZAMEJENIH CEN
ELEKTRIČNE ENERGIJE

21,4-%
ZVIŠANJE
KONČNIH CEN

OSKRBE ZA
POVPREČEN
POSLOVNI ODJEM

ELEKTRIČNA ENERGIJA

Elektroenergetska bilanca

Prevzem in oddaja električne energije v sistemu

V letu 2023 je bilo iz proizvodnih enot, ki so v Sloveniji priključene na prenosni ali distribucijski sistem, v elektroenergetski sistem prevzetih 14.194 GWh električne energije, kar je 2.002 GWh več kot leta 2022. V elektroenergetski bilanci prevzema in oddaje električne energije na sliki 1 je upoštevan še prevzem 41 GWh iz baterijskih hranilnikov, in sicer v okviru proizvodnje na distribucijskem sistemu in zaprtih distribucijskih sistemih. Prevzem električne energije iz proizvodnih naprav na obnovljive vire je znašal 5.708 GWh, kar je 1.947 GWh več kot leto pred tem, prevzem iz elektrarn na fosilna goriva pa 3.121 GWh ali 24 GWh več kot leta 2022¹, vendar še zmeraj 599 GWh manj kot leta 2021. Iz Nuklearne elektrarne Krško je bilo v prenosni sistem prevzetih 5.323 GWh električne energije oziroma 21 GWh več kot leto prej. Količine energije so povzete iz bilanc elektrooperaterjev na podlagi fizičnih pretokov.

Količina električne energije, prevzeta v elektroenergetski sistem iz proizvodnje, priključene na distribucijski sistem, ki vključuje tudi zaprte distribucijske sisteme (ZDS), se je glede na leto 2022 povečala za 226 GWh in je znašala 1.197 GWh oziroma 1.238 GWh ob upoštevanju električne energije, prevzete iz baterijskih hranilnikov. V internih omrežjih odjemalcev s priključenimi proizvodnimi napravami v notranji inštalaciji je bilo proizvedenih in porabljenih še 456 GWh električne energije, kar je dodatnih 37 % vse električne energije, ki je bila prevzeta v distribucijski sistem iz proizvodnih objektov, priključenih na distribucijski sistem in ZDS. Ocenjena proizvodnja iz naprav za samooskrbo je znašala 418 GWh², poročila elektrooperaterjev pa navajajo, da je bilo na merilnih mestih odjemalcev z letnim obračunom energije v distribucijski sistem predano 343 GWh, iz distribucijskega sistema pa prevzetih 350 GWh električne energije.

**V elektroenergetski sistem prevzeto
14.194 GWh električne energije,
od tega 40,3 % iz proizvodnih naprav
na obnovljive vire energije**

- ¹ V Poročilu o stanju na področju energetike za leto 2022 je bilo v prevzemu iz elektrarn na fosilna goriva upoštevan tudi prevzem 31,8 GWh iz baterijskih hranilnikov energije.
- ² Poročilo, pripravljeno v skladu z 20. členom Uredbe o samooskrbi z električno energijo iz obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 43/22), navaja, da je ocena proizvodnje nastala na podlagi zelo pomanjkljivih vhodnih podatkov.



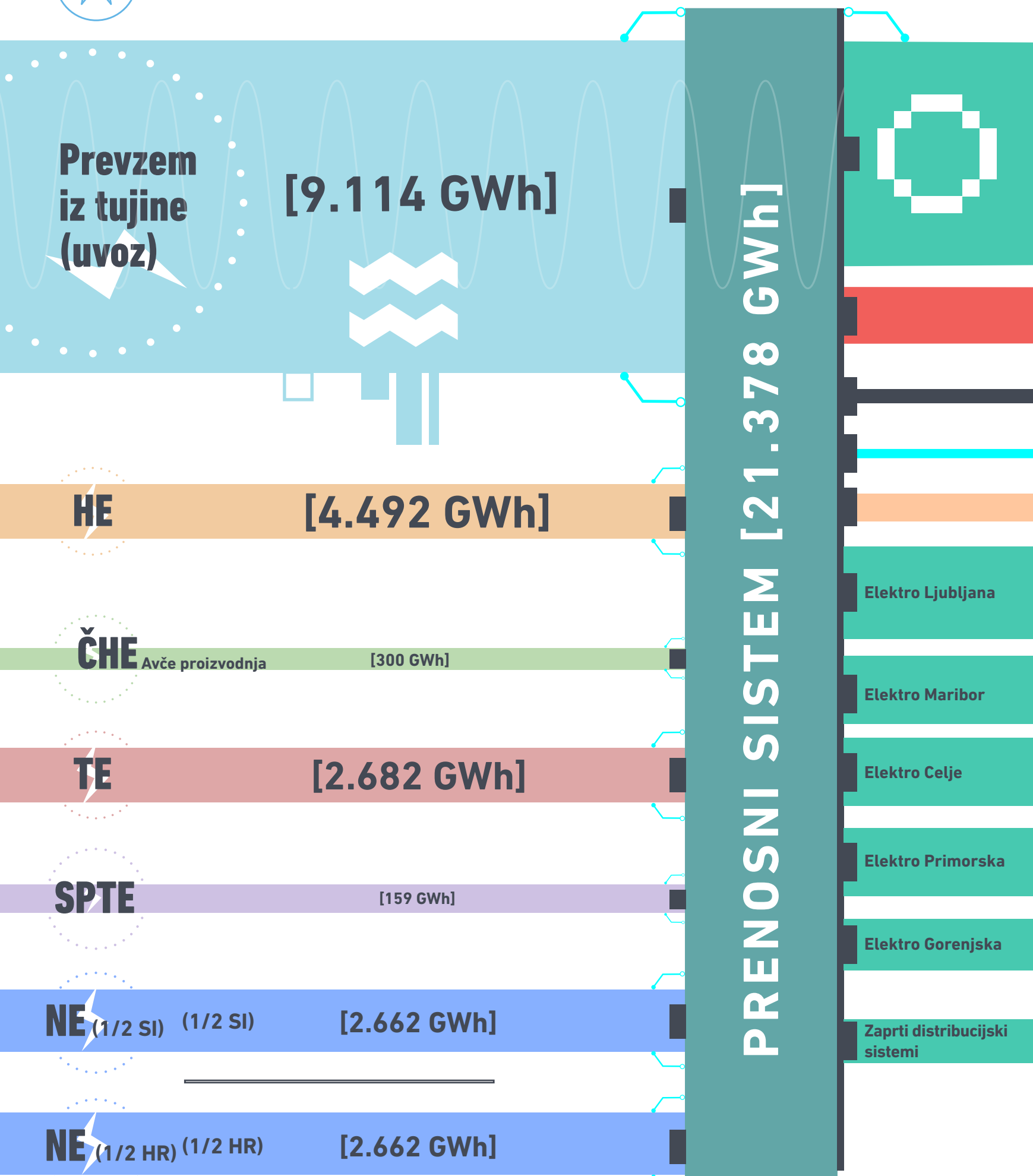
TABELA 1: PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2021–2023 V GWh

Prevzem električne energije v prenosni sistem [GWh]	2021	2022	2023
Dravske elektrarne Maribor	2.888,3	1.846,9	2.958,6
Savske elektrarne Ljubljana	339,8	225,7	397,4
Hidroelektrarne na spodnji Savi	549,8	400,0	682,9
Soške elektrarne Nova Gorica	442,5	313,0	452,9
ČHE Avče v proizvodnem režimu	283,3	251,2	300,2
Skupaj HE	4.503,7	3.036,7	4.792,0
TE Šoštanj	3.112,0	2.541,8	2.682,9
TE Brestanica	46,1	40,8	-0,1
TE Trbovlje	-1,6	0,1	-1,1
Javno podjetje Energetika Ljubljana	272,4	258,8	159,1
Skupaj TE in SPTE	3.429,0	2.841,4	2.840,8
Nuklearna elektrarna Krško	5.411,3	5.302,2	5.323,4
Skupaj prevzem električne energije v prenosni sistem	13.344,1	11.180,4	12.956,1
Prevzem električne energije v distribucijski sistem [GWh]	2021	2022	2023
HE do vključno 1 MW	211,3	158,7	247,3
HE nad 1 MW	165,6	114,1	156,6
Elektrarne na lesno biomaso	59,6	41,5	32,8
Vetrne elektrarne	5,5	5,7	6,4
Sončne elektrarne	252,6	286,8	361,1
Elektrarne na bioplin	92,6	117,1	111,9
Elektrarne na komunalne odpadke	0,9	0,7	0,1
Skupaj obnovljivi viri energije	788,2	724,6	916,2
Skupaj neobnovljivi viri energije	291,0	255,5	280,6
Nedoločljivo (prevzem iz hranilnikov)	20,6	31,8	41,3
Skupaj prevzem električne energije v distribucijski sistem	1.099,8	1.011,9	1.238,1
SKUPAJ PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE	14.443,9	12.192,3	14.194,2

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI



ELEKTRIKA

SLIKA 1: ELEKTROENERGETSKA BILANCA PREVZEMA IN ODDAJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V PRENOSNEM IN DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V LETU 2023³



Oddaja v tujino (izvoz) [7.958 GWh]

NE (1/2 HR) oddaja: [2.662 GWh]

Izgube na prenosnem sistemu [374 GWh]

Neposredni odjemalci na prenosnem sistemu [66 GWh]

ČHE Avče poraba [406 GWh]

[3.869 GWh]

[1.902 GWh]

[1.653 GWh]

[1.409 GWh]

[1.009 GWh]

[762 GWh]

Proizvodnja na distribucijskem sistemu [1.134 GWh]

Proizvodnja na zaprtih distribucijskih sistemih [104 GWh]

**DISTRIBUCIJSKI SISTEM
[12.915 GWh]**

Poslovni odjem (110 kV) [403 GWh]



Poslovni odjem (1-35 kV)

[4.811 GWh]



Poslovni odjem (0,4 kV)

[2.775 GWh]



Gospodinjiski odjem

[3.386 GWh]

Izgube na distribucijskem sistemu [448 GWh]

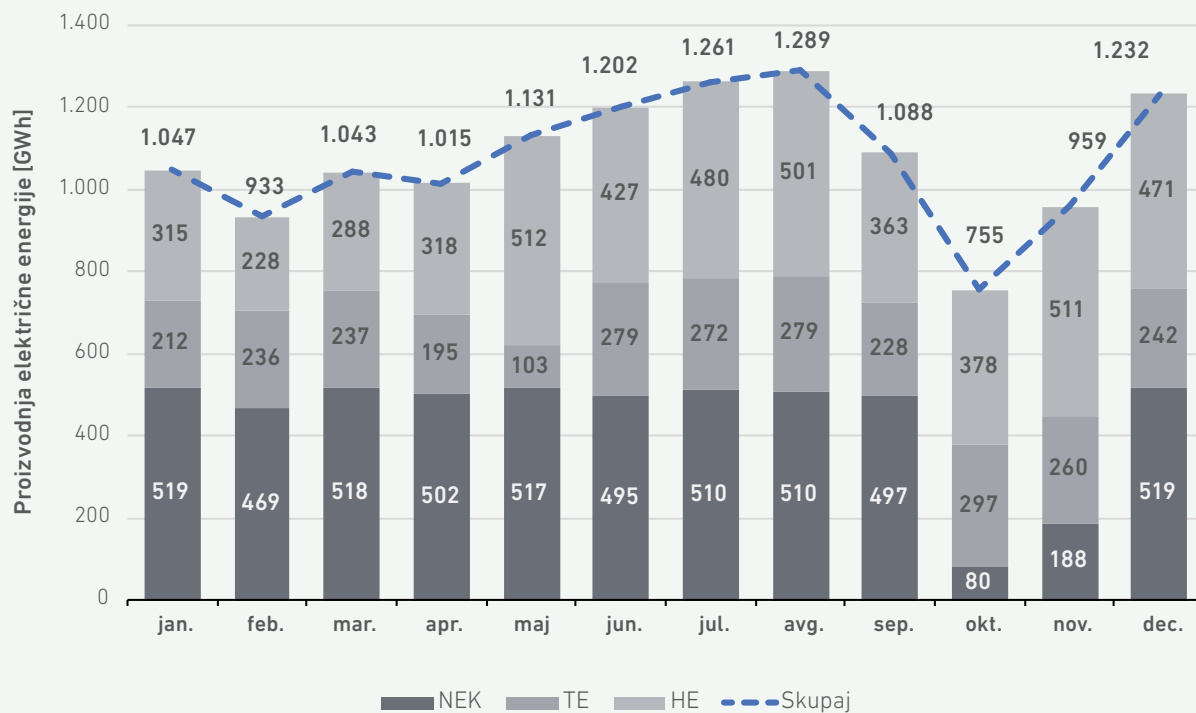
Izgube na zaprtih distribucijskih sistemih [19 GWh]

Domača proizvodnja, z upoštevanjem polovičnega deleža proizvodnje Nuklearne elektrarne Krško (NEK), je v slovenski elektroenergetski sistem prispevala 11.533 GWh električne energije. Odjem končnih odjemalcev, vključno z izgubami na sistemu, je znašal 12.688 GWh električne energije. V Sloveniji smo v letu 2023 z domačo proizvodnjo pokrili 90,9 % porabe električne energije končnih odjemalcev.

Na sliki 2 je prikazano mesečno gibanje proizvodnje električne energije iz elektrarn, ki so bile v letu

2023 priključene na prenosni sistem. V primerjavi z letom prej so leto 2023 zaznamovale odlične hidrološke razmere in ena višjih proizvedenih električne energije v hidroelektrarnah v zadnjih letih. Proizvodnja v Nuklearni elektrarni Krško je bila motena zaradi okvare med 6. oktobrom in 22. novembrom, TEŠ 6 pa je bil deloma zaustavljen v maju zaradi tržnih razmer, ko je bilo električno energijo bolj smotrno uvažati.

SLIKA 2: MESEČNO GIBANJE PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ VELIKIH ELEKTRARN NA PRENOSNEM SISTEMU



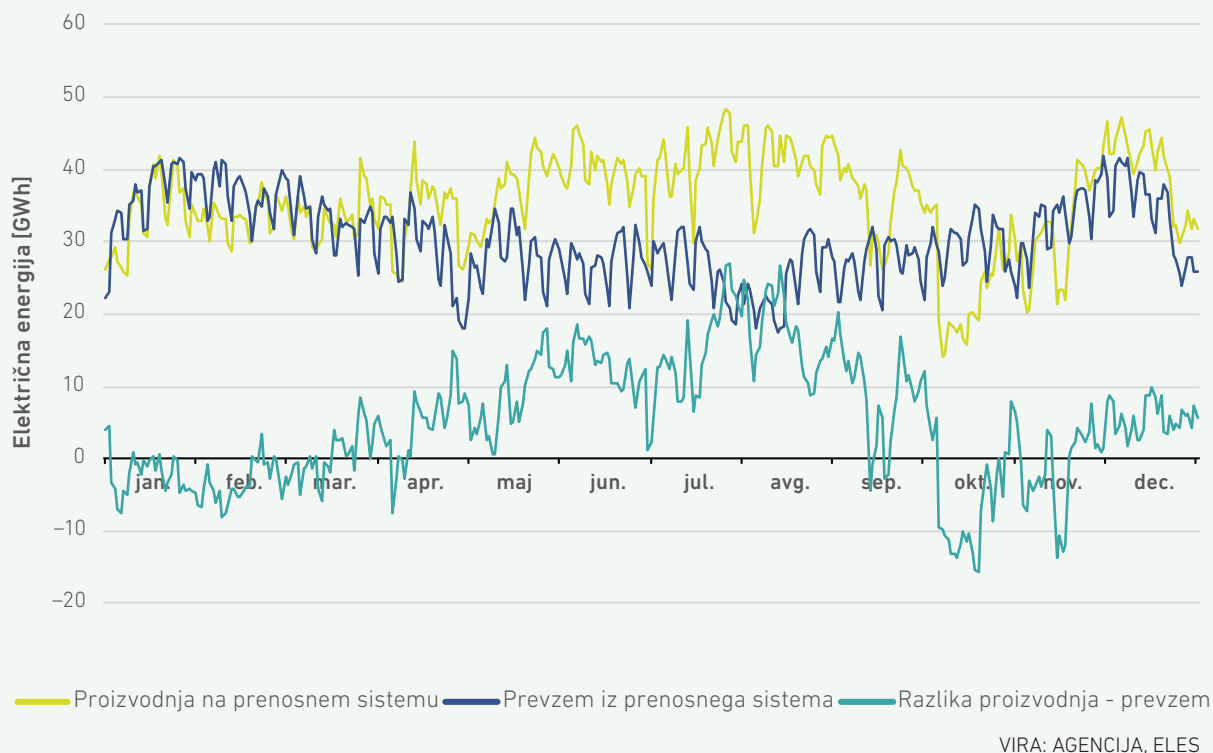
VIRA: AGENCIJA, ELES

Na sliki 3 prikazujemo gibanje proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega sistema, iz katerega je razviden primanjkljaj proizvodnje predvsem v času zaustavitve NEK zaradi okvare v oktobru in novembru ter v manjši meri v začetku

leta, ko je bila nekoliko nižja tudi proizvodnja v hidroelektrarnah. V ostalih mesecih je domača proizvodnja v povprečju sledila domačim potrebam oziroma jih v obdobju od maja do septembra celo znatno presejala.



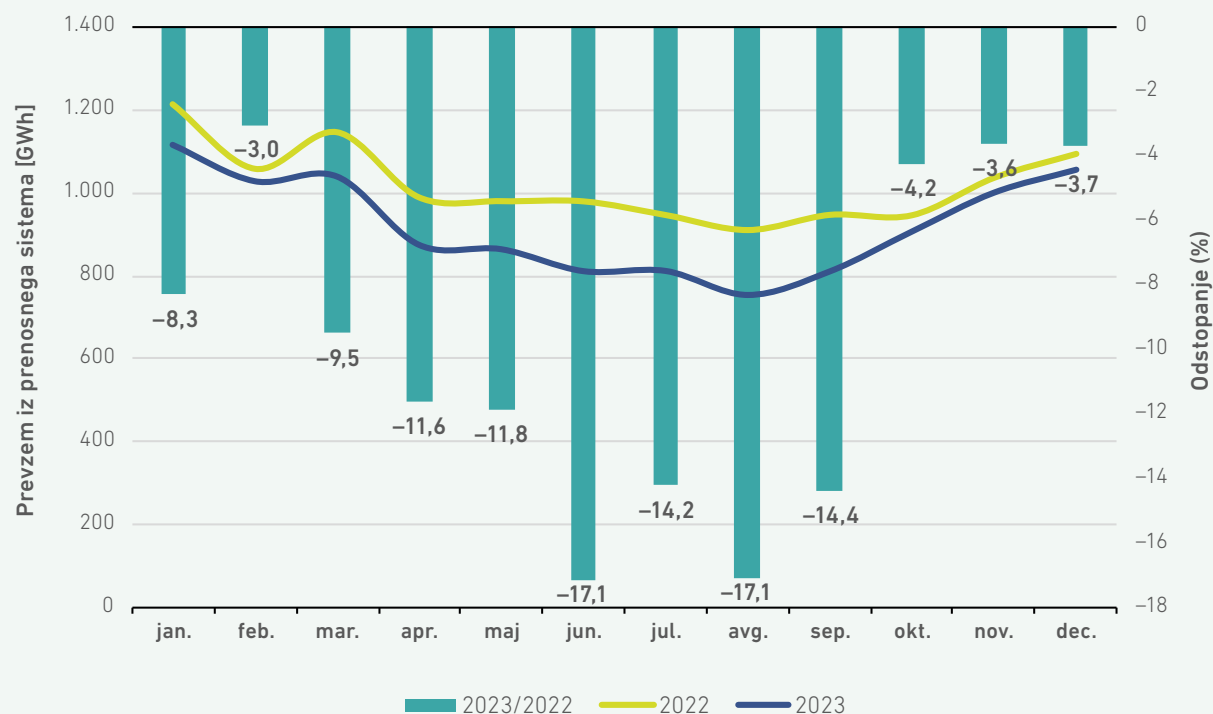
SLIKA 3: GIBANJE DNEVNE PROIZVODNJE IN PREZEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNEM SISTEMU



Slika 4 prikazuje mesečno gibanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letih 2022 in 2023. Posebej je prikazano tudi mesečno razmerje prevzema v obeh letih, iz katerega je razvi-

dno znatno znižanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letu 2023 glede na predhodno leto in to v vseh mesecih leta, izraziteje pa še v obdobju od aprila do septembra.

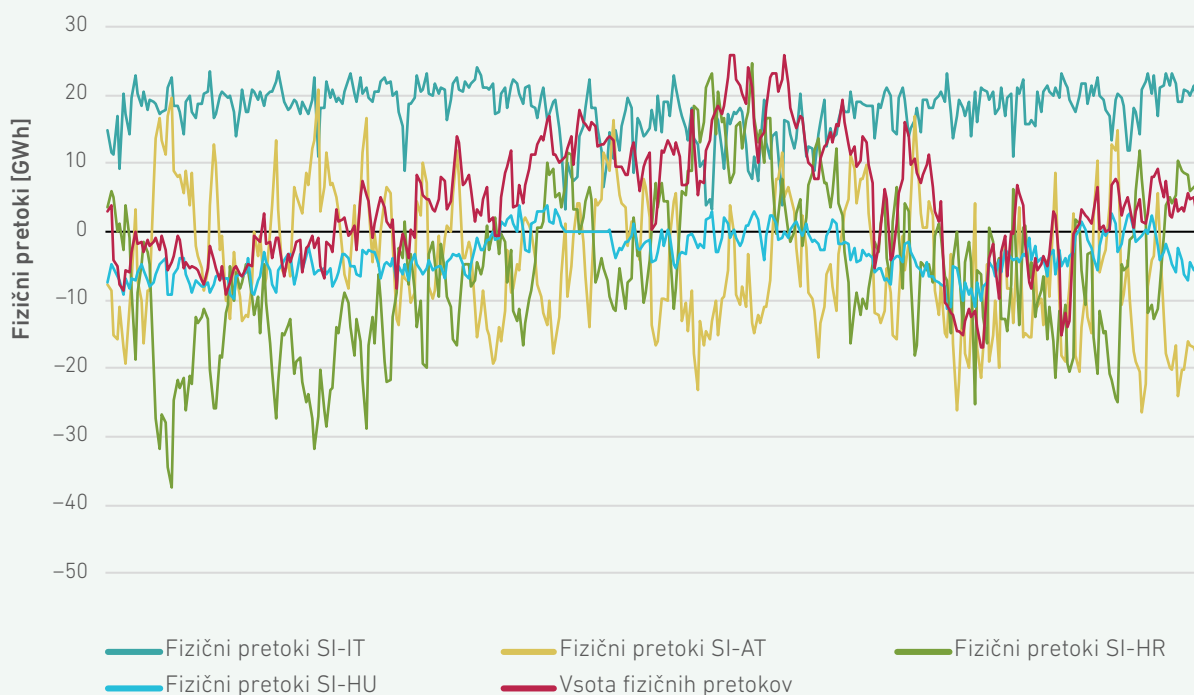
SLIKA 4: MESEČNI PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PRENOSNEGA SISTEMA V LETIH 2022 IN 2023 Z MESEČNIM ODPSTOPANJEM



Slovenski prenosni sistem električne energije je s prenosnimi sistemi sosednjih držav povezan na mejah z Avstrijo, Hrvaško, Italijo in Madžarsko. Na podlagi vsote fizičnih pretokov na mejah lahko ugotovimo, ali je zaradi potrebe po izravnavi elektroenergetskega sistema v določenem trenutku

prišlo do uvoza primanjkljaja oziroma izvoza presežka električne energije iz prenosnega sistema. Na sliki 5 je ob gibanju posamičnih fizičnih pretokov posebej prikazana tudi vsota fizičnih pretokov električne energije na vseh štirih mejah (SI-AT, SI-HR, SI-IT in SI-HU).

SLIKA 5: DNEVNI FIZIČNI PRETOKI ELEKTRIČNE ENERGIJE NA MEJAH S SOSEDNJIMI DRŽAVAMI IN VSOTA FIZIČNIH PRETOKOV



VIRA: AGENCIJA, ELES

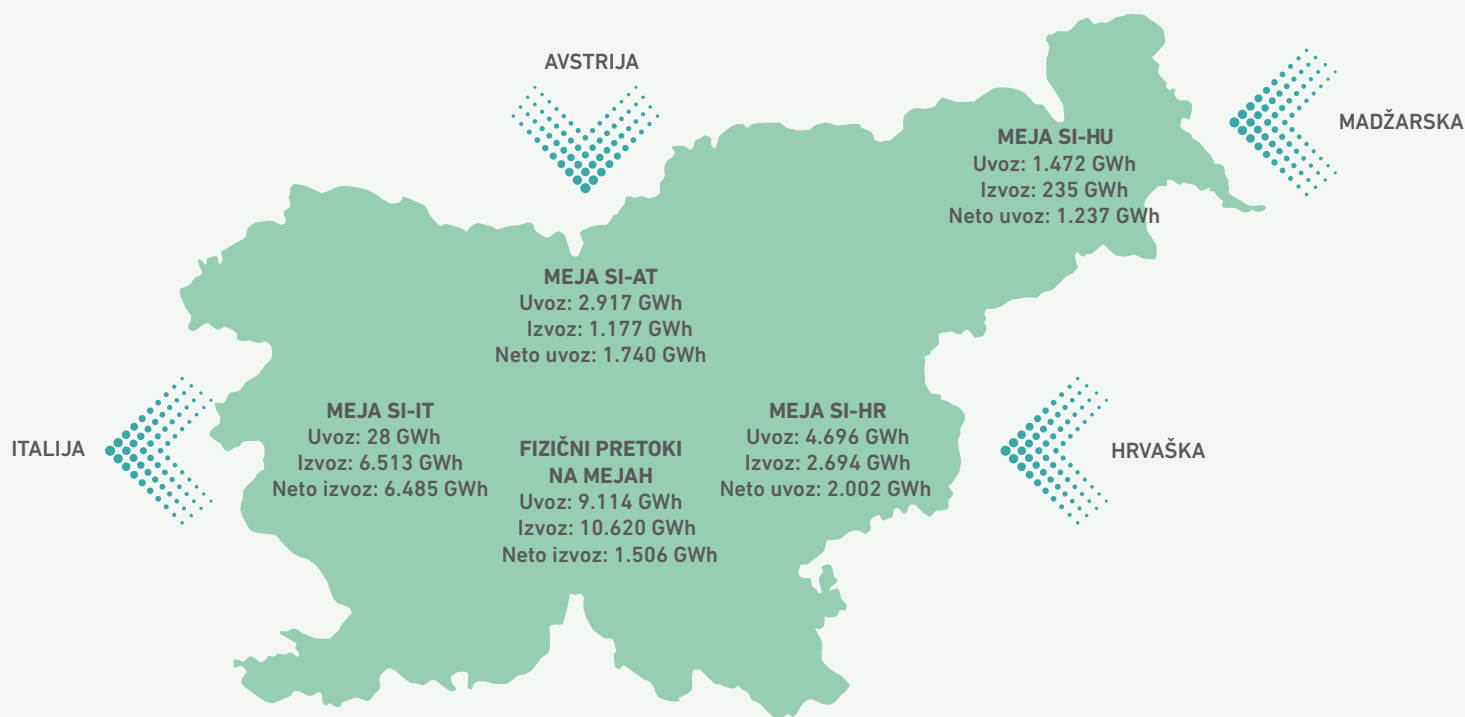
Za ohranjanje ravnovesja elektroenergetskega sistema je pomembna izmenjava električne energije s sosednjimi državami po mednarodnih čezmejnih povezavah. Z vidika ločenega opazovanja fizičnih pretokov na posameznih mejah s sosednjimi državami je bila Slovenija v letu 2023 neto izvoznica električne energije z Italijo, na preostalih treh mejah pa je bila neto uvoznica. Glede na skupne izmenjave količin električne energije na mejah s sosednjimi državami je bila Slovenija ob upoštevanju celotne proizvodnje električne energije v NEK v letu 2023 neto izvoznica električne energije. Na sliki 6 so prikazane letne količine fizičnih pretokov na mejah s sosednjimi državami, kar kaže, da je slovenski prenosni sistem pomemben

**Ob upoštevanju celotne proizvodnje v NEK
Slovenija v letu 2023
neto izvoznica električne energije**

člen pri pretokih energije na notranjem trgu EU predvsem v smeri Italije, ki ostaja zaradi cenovnih razlik na letni ravni velik uvoznik električne energije.



SLIKA 6: FIZIČNI PRETOKI ELEKTRIČNE ENERGIJE NA MEJAH S SOSEDNJIMI DRŽAVAMI

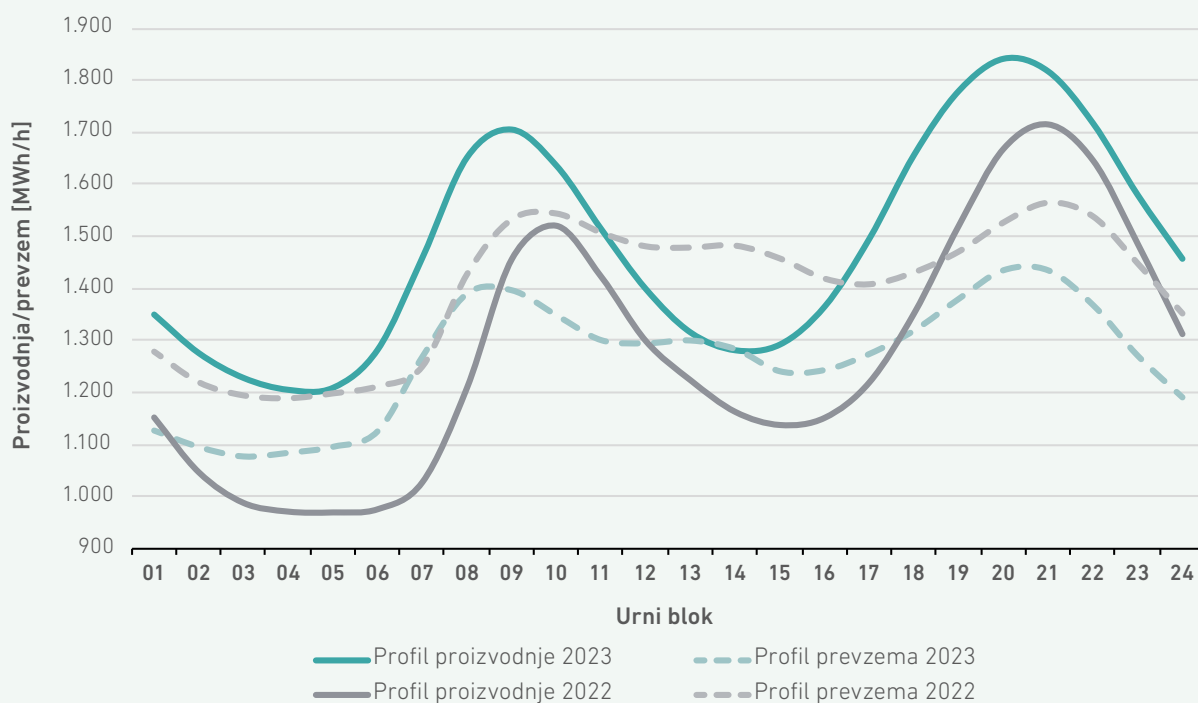


VIRA: AGENCIJA, ELES

Slika 7 prikazuje povprečni dnevni profil proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letih 2022 in 2023. Prenosni sistem je bil v letu 2023 najmanj obremenjen v nočnem času (okoli 3. ure), najvišja obremenitev pa se je pojavljala dvakrat, in sicer najprej dopoldne (med 8. in 9. uro) ter nato še nekoliko višja zvečer med 21. in 22. uro. Iz primerjave profilov proizvodnje in odjema za obe leti je razvidno, da je bila v letu 2023 proizvodnja v praktično vseh urah dneva v povprečju višja od odjema, medtem ko je v letu 2022 to veljalo le še za pet večernih ur (med 18. in 22. uro).

Največja urna obremenitev prenosnega elektroenergetskega sistema je v letu 2023 znašala 2.025 MW, kar je 84 MW manj kot v letu 2022. Dosežena je bila v petek, 10. februarja 2023, v 8. urnem bloku (med 7. in 8. uro). Že drugo leto zapored se je konica pojavila v jutranjih urah, kar je nenavadno glede na prejšnja leta, saj se je konica v preteklosti praviloma dogajala v večernih ali opoldanskih urah in nikoli v jutranjih urah.

SLIKA 7: POVPREČNI DNEVNI PROFIL PROIZVODNJE IN PREZEMA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PRENOSNEGA SISTEMA V LETIH 2022 IN 2023



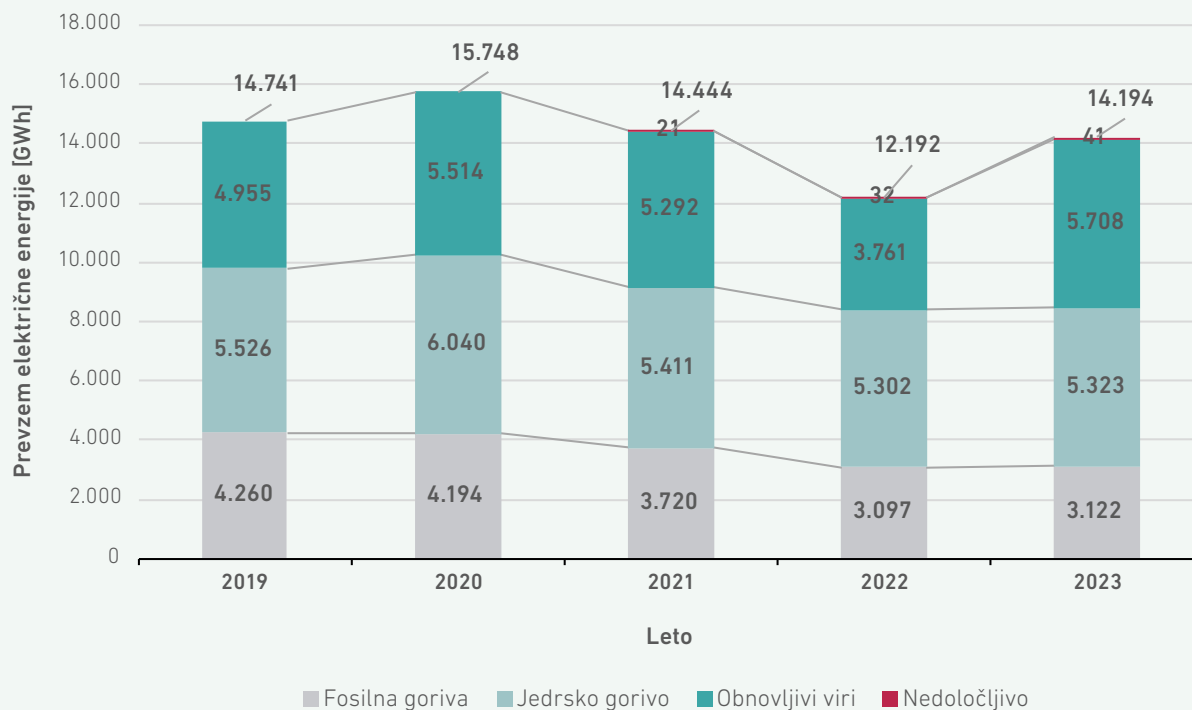
VIRA: AGENCIJA, ELES

Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se iz leta v leto spreminja glede na hidrološke in druge razmere ter tudi glede na obseg vlaganj v izgradnjo proizvodnih enot za izrabo obnovljivih virov. V letu 2023 je predvsem zaradi zelo dobrih hidroloških razmer delež obnovljivih virov znašal 40,3 % vse proizvedene in v elektroenergetski sistem prevzete električne energije v Sloveniji, kar je 9,4 odstotne točke več kot leto prej. Elektrarne na fosilna goriva so k skupni proizvodnji prispevale 22,1 %, kar je 3,4 odstotne točke manj kot v letu 2022, NEK pa 37,6 % vse proizvedene električne energije, kar vključuje tudi 50-odstotni delež, ki na podlagi meddržavnega sporazuma pripada Hrvaški.

37,6 % vse proizvedene in prevzete električne energije iz jedrske elektrarne - vključuje tudi 50-% delež, ki pripada Hrvaški, 40,3 % iz obnovljivih virov in 22,1 % iz fosilnih goriv



SLIKA 8: PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ PROIZVODNIH ENOT V PRENSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

TABELA 2: PRIMARNI VIRI ELEKTRIČNE ENERGIJE, PREVZETE V PRENSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM V OBDOBJU 2021–2023

Primarni viri za proizvodnjo električne energije	2021		2022		2023	
	GWh	Delež	GWh	Delež	GWh	Delež
Fosilna goriva	3.720	25,8 %	3.097	25,5 %	3.122	22,1 %
Jedrsko gorivo	5.411	37,5 %	5.302	43,6 %	5.323	37,6 %
Obnovljivi viri	5.292	36,7 %	3.761	30,9 %	5.708	40,3 %
• vodna energija	4.881	92,2 %	3.310	88,0 %	5.196	91,0 %
• vetrna energija	5,54	0,1 %	5,7	0,2 %	6,36	0,1 %
• sončna energija	253	4,8 %	287	7,6 %	361	6,3 %
• biomasa	153	2,9 %	159	4,2 %	145	2,6 %
Nedoločljivo	21	-	32	-	41	-
SKUPAJ PREVZEM ELEKTRIČNE ENERGIJE	14.444		12.192		14.194	

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Izgube električne energije na elektroenergetskem sistemu

Količine izgub na prenosnem sistemu so določene na podlagi razlik med količinami proizvedene električne energije na prenosnem sistemu in količinami električne energije na priključnih točkah med prenosnim in distribucijskim sistemom ter neposredno porabo električne energije iz prenosnega sistema. Izgube na distribucijskem sistemu se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami

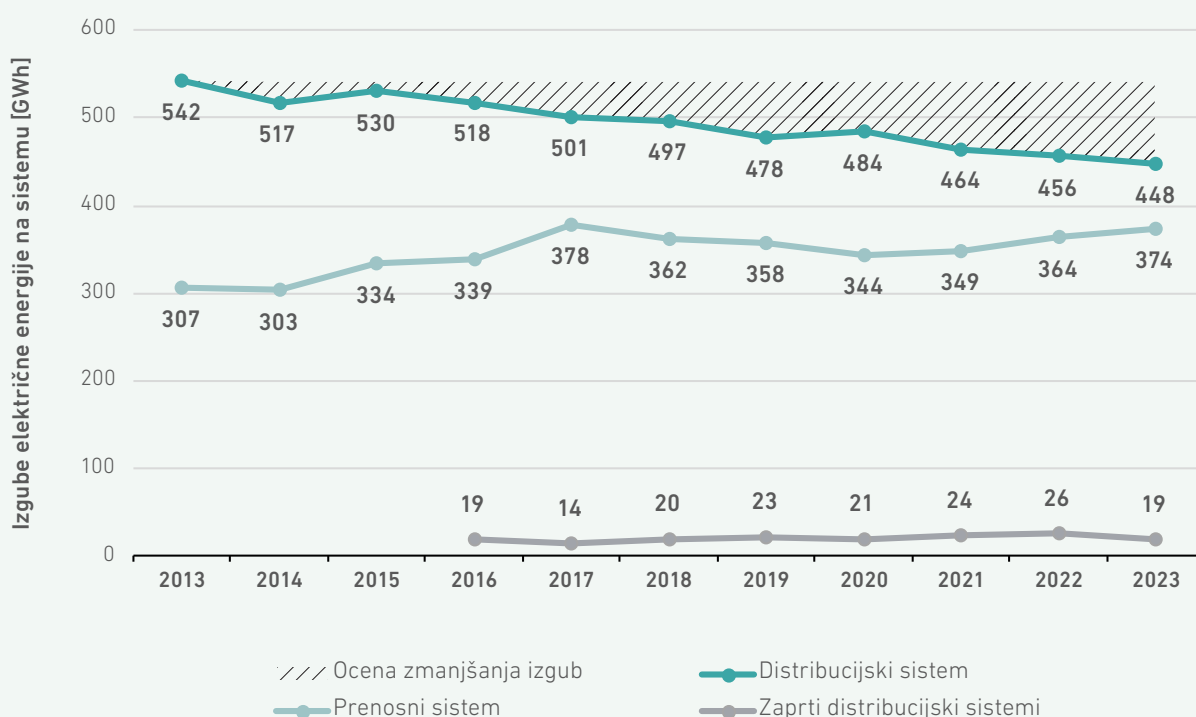
električne energije na mejah med prenosnim in distribucijskim sistemom in količinami električne energije, izmerjene pri končnih odjemalcih.

Kljub dejstvu, da v letu 2023 ponovno beležimo povečanje deleža izgub električne energije na distribucijskem sistemu, se nadaljuje večletni trend zmanjševanja količin izgub, kar je posledica različnih

ukrepov, pri čemer je poudarek na uvajanju naprednih merilnih sistemov, ki omogočajo boljše spremljanje in nadzor nad komercialnimi ter tehničnimi izgubami, in prehodu na večji delež kabliranja sredjenapetostnega in nizkonapetostnega omrežja. Kot posledica uvedbe zgoraj navedenih ukrepov znaša ocena prihranka količin električne energije za izgube na distribucijskem sistemu v obdobju 2013–2023 že 512 GWh.

Na gibanje količin izgub električne energije na prenosnem sistemu bistveno vpliva vključitev ČHE Avče po letu 2014 ter povečan delež čezmejnega trgovanja električne energije pri izvozu, uvozu in tranzitu. Količine izgub električne energije na prenosnem, distribucijskem in zaprtih distribucijskih sistemih ter ocena prihranka v obdobju 2013–2023 so prikazani na sliki 9.

SLIKA 9: KOLIČINE IZGUB ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PRENOSNEM, DISTRIBUCIJSKEM IN ZAPRTIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TER OCENA ZMANJŠANJA IZGUB NA DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V OBDOBJU 2013–2023



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Za pokrivanje izgub električne energije je v vlogi operaterja kombiniranega prenosnega in distribucijskega sistema odgovorna družba ELES, ki skrbi za učinkovito obvladovanje oziroma zniževanje izgub v elektroenergetskem sistemu. Ker je treba električno energijo za pokrivanje izgub zagotoviti pregledno in tržno učinkovito, si mora ELES pri nakupu potrebnih količin električne energije za izgube prizadevati za čim nižjo ceno. Pri tem je pomembna izbira pravilne tržne strategije, ki upoštevajo mehanizme napovedovanja potrebnih količin električne energije in razpršenost nakupov (dolgoročni in kratkoročni nakupi). S tem lahko pomembno vpliva na stroške pokrivanja nakupa električne energije za izgube, ki v pogojih zaostrenih razmer na trgu z električno energijo pomenijo vedno večji delež v upravičenih stroških elektrooperaterjev.

Delež izgub električne energije na distribucijskem sistemu raste zaradi zmanjšanja obračunane porabe

Deleže izgub izračunavamo glede na porabljene količine iz prenosnega oziroma distribucijskega sistema. Porast deleža izgub na distribucijskem sistemu v letu 2022 in še posebej v letu 2023 je povezan deloma z dejanskim zmanjšanjem porabe pri poslovnih odjemalcih, deloma pa z virtualnim zmanjšanjem porabe pri gospodinjskih ter malih

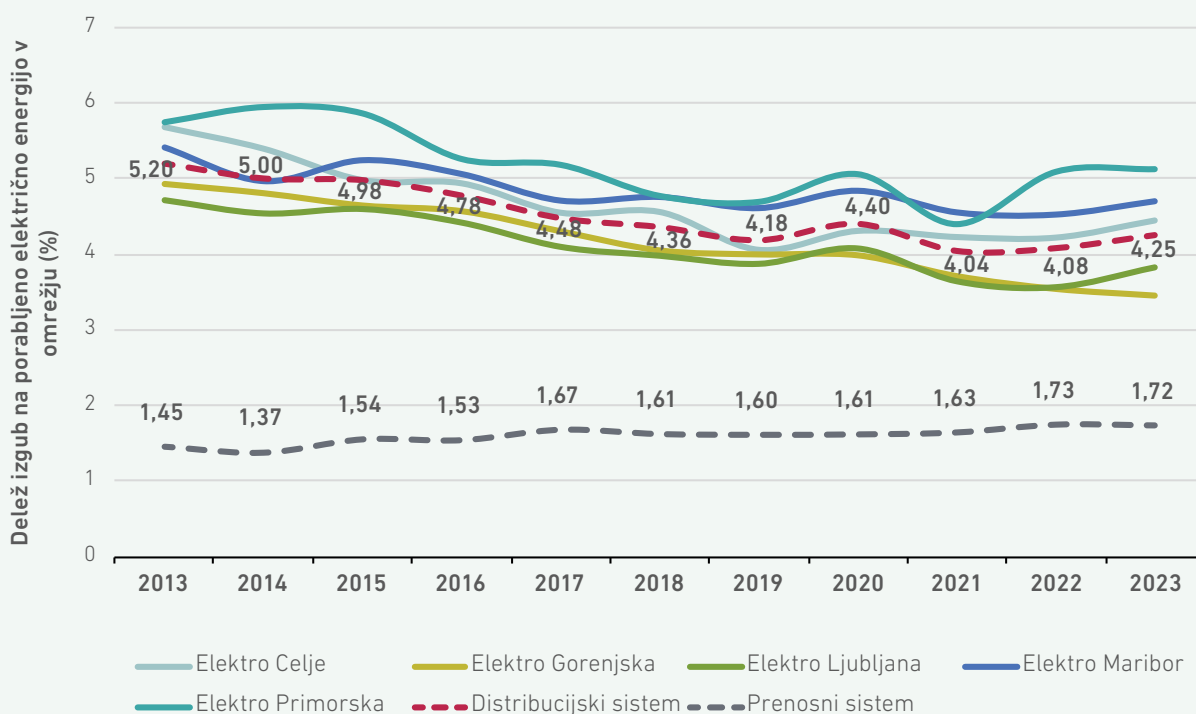


poslovnih odjemalcih zaradi letnega netiranja proizvodnje in porabe pri odjemalcih s samooskrbo. Na prenosnem sistemu so se zaradi dodatnega tranzita električne energije čez državo v preteklosti količine izgub več let povečevale, ter v zadnjih dveh letih narasle na najvišjo vrednost v zadnjih desetih letih. K temu je prispeval splet različnih okoliščin, od povečanega tranzita preko slovenskega

prenosnega sistema, nižje proizvodnje iz domačih virov, višjega uvoza električne energije, v manjši meri pa tudi začetek obratovanja nove daljnovidne povezave Cirkovce–Pince.

Na sliki 10 so prikazani deleži izgub za ELES, SODO in distribucijska podjetja v obdobju 2013–2023.

SLIKA 10: DELEŽI IZGUB ZA PRENOSNI SISTEM, DISTRIBUCIJSKI SISTEM IN DISTRIBUCIJSKA PODJETJA V OBDOBJU 2013–2023



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Proizvodnja električne energije

V letu 2023 je na slovenskem trgu z električno energijo delovalo devet družb, ki imajo proizvodne objekte z inštalirano močjo nad 10 MW. Ena izmed teh je Energetika Ljubljana, preostale družbe pa so združene ali pod okriljem skupine HSE, ki na slovenskem veleprodajnem trgu sestavlja prvi energetske steber, ali pod okriljem skupine GEN energija, ki je drugi energetske steber. Hkrati je skupina GEN energija 51-odstotna lastnica družbe Hidroelektrarne na Spodnji Savi (HESS), preostali delež te družbe pa pripada skupini HSE.

Visok delež OVE je posledica nadpovprečne proizvodnje v velikih hidroelektrarnah

TABELA 3: INŠTALIRANE MOČI PROIZVODNIH OBJEKTOV IN PROIZVEDENA KOLIČINA ELEKTRIČNE ENERGIJE

PROIZVAJALEC	Inštalirana moč na pragu [MW]	Delež - inštalirana moč na pragu, vsi proizvajalci v Sloveniji	Proizvodnja [GWh]	Delež - proizvodnja, vsi proizvajalci v Sloveniji
HSE, d.o.o.	1.931,6	43,4 %	6.393,5	52,0 %
Hidroelektrarne	938,6		3.707,5	
Termoelektrarne	990,0		2.681,8	
Drugo (SPTE, SE, VE)	3,0		4,2	
GEN energija, d.o.o.	1.043,2	23,5 %	3.741,9	30,4 %
Hidroelektrarne	279,4		1.071,8	
Termoelektrarne	406,0		-0,01	
Nuklearna elektrarna*	350,0		2.661,7	
Drugo (SPTE, SE, VE)	7,8		8,4	
Javno podjetje Energetika Ljubljana, d.o.o	119,0	2,7 %	159,0	1,3 %
SPTE	110,8		117,0	
Proizvodnja na lesno biomaso	8,2		42,0	
Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem omrežju in ZDS)**	1.352,8	30,4 %	1.999,5	16,3 %
Hidroelektrarne	123,3		475,8	
Sončne elektrarne	1.020,4		851,2	
Vetrne elektrarne	3,3		6,4	
Elektrarne na biomaso	18,6		60,5	
Geotermalne elektrarne	0,0		0,0	
Elektrarne na bioplin	39,4		133,3	
SPTE	147,8		472,3	
Skupaj v Sloveniji	4.446,6	100,0 %	12.293,9	100,0 %
• na prenosnem omrežju	3.093,8		10.294,4	

*Upoštevan 50-% delež instalirane moči in proizvodnje NEK

**Drugi manjši proizvajalci na distribucijskem sistemu in v ZDS (Talum, Acroni, Ravne, Štore, Jesenice in Salonit) ter proizvodnja v notranjih omrežjih odjemalcev (upoštevana tudi ocena proizvodnje v napravah za samooskrbo)

VIRI: AGENCIJA, PROIZVODNA PODJETJA, BORZEN, ELEKTROOPERATERJI



V primerjavi s predhodnim letom se inštalirane moči pri večjih proizvajalcih, to je v skupinah HSE in GEN energija ter v Energetiki Ljubljana, praktično niso spremenile. Podobno velja tudi za zaprte distribucijske sisteme (ZDS), v katerih se je neznatno povečala le skupna instalirana moč sončnih elektrarn. Večje pa so bile spremembe na področju proizvodnih naprav, priključenih na distribucijsko omrežje, in sicer se je priključna moč proizvodnih naprav povečala za skoraj 460 MW, od tega pa je bilo na novo priključenih kar za 396 MW sončnih elektrarn. To povečanje lahko v veliki meri pripišemo povečanemu zanimanju gospodinjskih in malih poslovnih odjemalcev za samooskrbo na podlagi letnega obračuna prejete in oddane električne energije. Po podatkih proizvodnih podjetij in elektrooperaterjev je bilo v letu 2023 zaustavljenih za 3 MW elektrarn v soproizvodnji na fosilna goriva, 0,7 MW sončnih elektrarn in 0,3 MW hidroelektrarn.

Največ električne energije pri manjših proizvajalcih, priključenih na distribucijski sistem in ZDS, je bilo proizvedene v sončnih elektrarnah, sledi-

51,7 % obnovljivi viri

26,6 % fosilna goriva

21,7 % jedrsko gorivo

- dejanski deleži primarnih virov za proizvodnjo električne energije v Sloveniji, v katerih se upošteva 50 % proizvedene in prevzete električne energije v sistem iz NEK

jo male hidroelektrarne in industrijski objekti za SPTÉ. V letu 2023 so manjši proizvajalci proizvedli 16,3 % električne energije, kar je kljub rekordni proizvodnji 2.000 GWh električne energije za 0,1 odstotne točke manj glede na predhodno leto. Glavni razlog za to zmanjšanje je izrazito povečana proizvodnja v velikih hidroelektrarnah, priključenih na prenosni sistem.

Zaradi meddržavnega sporazuma med Slovenijo in Hrvaško polovica proizvodnje NEK pripada Hrvaški, kar zmanjšuje delež NEK v dejanski slovenski proizvodnji električne energije. Tako so elektrarne v Sloveniji v letu 2023 proizvedle skupaj 14.956 GWh električne energije, dejanska slovenska proizvodnja električne energije pa je bila manjša in je znašala 12.294 GWh. Proizvodnja se je v primerjavi z letom 2022 povečala za 2.091 GWh oz. za 17,4 %.

V bilanci prevzema in predaje električne energije na sliki 1 in tabeli 1 ter strukturi proizvodnih virov na sliki 8 in tabeli 2 je upoštevana proizvedena električna energija, ki je bila prevzeta v elektroenergetski sistem Republike Slovenije. Podatki o proizvodnji v tabeli 3 pa upoštevajo tudi električno energijo, ki je bila proizvedena in porabljena v notranjih omrežjih končnih odjemalcev, vključno z ocenjeno električno energijo iz naprav za samooskrbo. Z upoštevanjem električne energije, proizvedene v proizvodnih napravah, priključenih v notranjih omrežjih končnih odjemalcev, ter 50-odstotnega deleža proizvodnje NEK so bili v letu 2022 primarni viri za proizvodnjo električne energije v Republiki Sloveniji s 26,6 % fosilna goriva, z 21,7 % jedrsko gorivo in 51,7 % obnovljivi viri. Z upoštevanjem proizvedene električne energije v notranjih omrežjih odjemalcev je skupni delež obnovljivih virov za skoraj 10 odstotnih točk višji, kot je bil v letu 2022, predvsem zaradi izrazito večje proizvodnje v hidroelektrarnah v letu 2023.

TABELA 4: PRIMARNI VIRI ZA PROIZVODNJO ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI ZA OBDOBJE 2021–2023

PRIMARNI VIR	2021		2022		2023	
	Proizvodnja [GWh]	Delež proizvodnje (%)	Proizvodnja [GWh]	Delež proizvodnje (%)	Proizvodnja [GWh]	Delež proizvodnje (%)
Fosilno gorivo	3.925,1	31,8 %	3.279,6	32,1 %	3.271,2	26,6 %
Jedrsko gorivo	2.709,3	21,9 %	2.651,1	26,0 %	2.661,7	21,7 %
Obnovljivi viri	5.721,3	46,3 %	4.272,6	41,9 %	6.361,0	51,7 %
• vodna energija	5.049,2		3.356,7		5.255,0	
• sončna energija	422,7		628,2		863,8	
• vetrna energija	5,5		5,7		6,4	
• biomasa	153,1		122,2		102,5	
• bioplin	90,8		159,8		133,3	
SKUPAJ	12.355,7	100,0 %	10.203,3	100,0 %	12.293,9	100,0 %

VIRI: AGENCIJA, PROIZVODNA PODJETJA, ELEKTROOPERATERJI

Poraba električne energije

Skupna poraba električne energije v Sloveniji (z upoštevanjem porabe ČHE Avče) je v letu 2023 znašala 12.688 GWh oziroma 11.847 GWh brez upoštevanja izgub v prenosnem in distribucijskem sistemu. V primerjavi z letom 2022 je bila skupna poraba manjša za 950 GWh oziroma za 7 %, pri čemer ni upoštevana električna energija, proizvedena in porabljena za merilnim mestom v notranji inštalaciji odjemalcev.

Na prenosni sistem so priključeni trije neposredni odjemalci, ki so v letu 2023 porabili 66 GWh električne energije. Po distribucijskem sistemu je bilo v Italijo iz RTP Vrtojba in RTP Sežana izvožene 0,1 GWh električne energije. Odjemalci v ZDS so porabili 852 GWh električne energije, kar je 351 GWh manj kot leta 2022, predvsem zaradi manjšega odjema ZDS Talum in ZDS Acroni. ČHE Avče je za črpanje vode za akumulacijo porabila 406 GWh, kar je 65 GWh več kot leto prej. Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu so znašale 841 GWh električne energije, vanje so vključene tudi izgube zaradi uvoza, izvoza in tranzita električne energije, ki se prenaša čez državo.

Poraba poslovnih in gospodinskih odjemalcev na distribucijskem sistemu je bila v primerjavi z letom 2022 manjša za 5,6 % in je znašala 10.523 GWh. Gospodinski odjemalci so v letu 2023 porabili 3.386 GWh električne energije, kar je 3,1 % manj kot leto prej. Poraba poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu pa je v letu 2023 znašala 7.137 GWh, kar je 6,8 % manj kot v letu 2022. Poraba vseh končnih odjemalcev (brez upoštevanja izgub in brez ČHE Avče) je bila v letu 2023 8,1 % manjša kot v letu 2022.

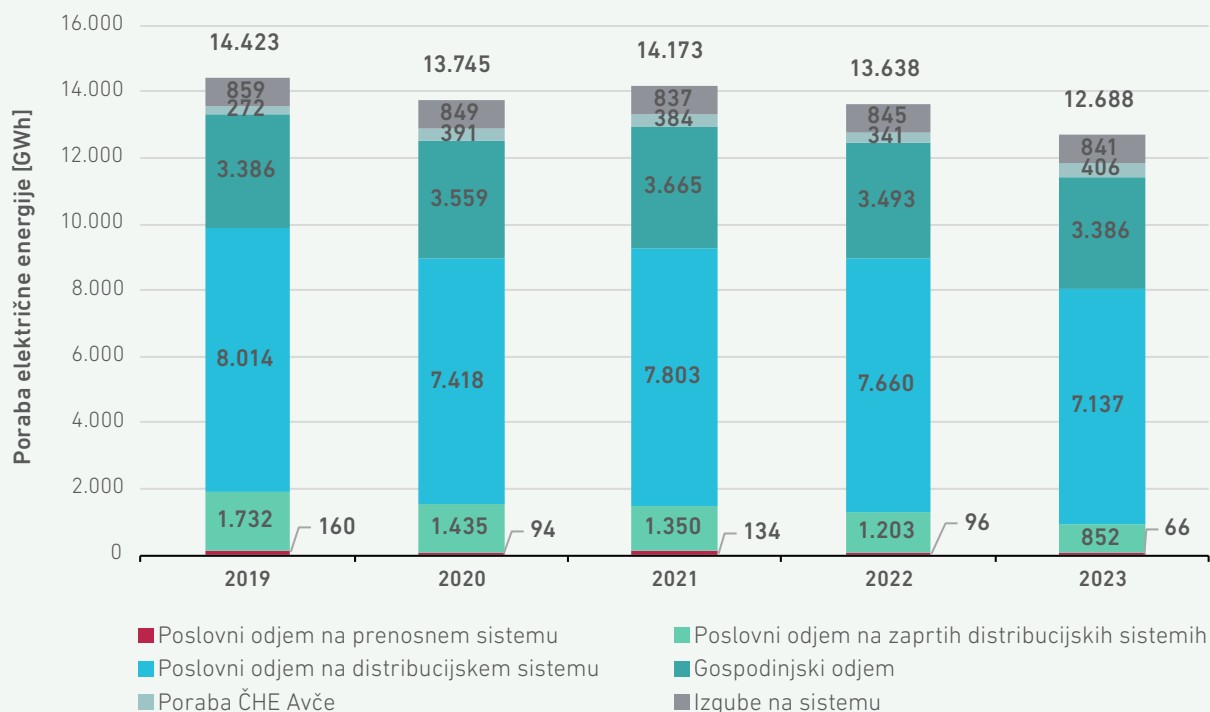
8,1 % manjša poraba električne energije vseh končnih odjemalcev

- 3,1 % manjša poraba gospodinskih odjemalcev
- 10,1 % manjša poraba pri poslovnih odjemalcih

Pri tem ni upoštevana proizvedena in porabljena električna energija za merilnim mestom (samooskrba)



SLIKA 11: PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

TABELA 5: PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2021–2023

PORABA ELEKTRIČNE ENERGIJE [GWh]	2021	2022	2023
Poslovni odjem na prenosnem sistemu	134	96	66
Poslovni odjem na distribucijskem sistemu	7.803	7.660	7.137
Poslovni odjem v zaprtih distribucijskih sistemih	1.350	1.203	852
SKUPAJ POSLOVNI ODJEM	9.287	8.959	8.056⁴
GOSPODINJSKI ODJEM	3.665	3.493	3.386
• enotarifno merjenje	916	863	854
• dvotarifno merjenje	2.748	2.629	2.532
Skupaj odjem pri končnih odjemalcih	12.952	12.452	11.442
Poraba ČHE Avče v črpalnem režimu	384	341	406
Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu	837	845	841
Poraba električne energije skupaj	14.173	13.638	12.688

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

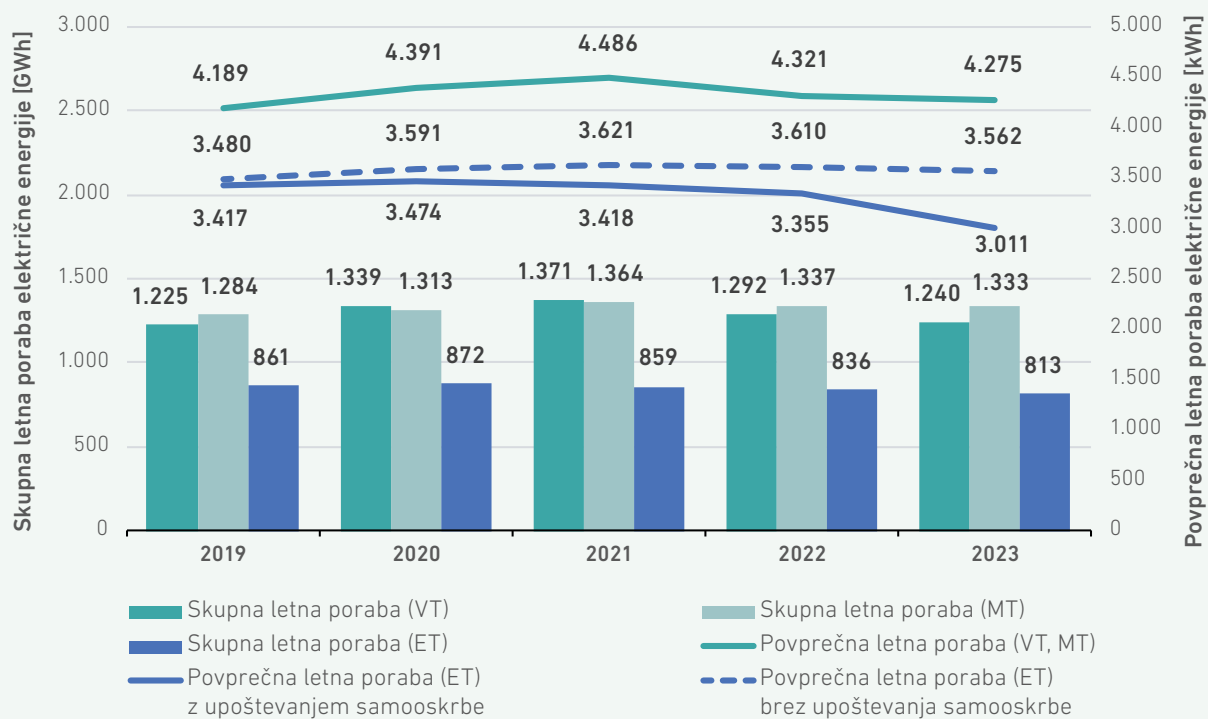
4 Zaradi zaokroževanja deležev na cela števila lahko pride do odstopanj seštevkov.

Na sliki 12 sta prikazani skupna in povprečna letna poraba električne energije gospodinskih odjemalcev z enotarifnim in dvotarifnim merjenjem, kjer za izračun povprečne letne porabe upoštevamo tudi število gospodinskih odjemalcev posameznega tipa merjenja. Povprečna poraba odjemalcev z enotarifnim merjenjem porabe električne energije se iz leta v leto na videz zmanjšuje (polna črta na grafu), in sicer zaradi upoštevanja porabe gospodinskih odjemalcev s proizvodnimi napravami za samooskrbo, ki zaradi letnega netiranja porabe močno izkrivljajo izračun povprečne porabe. Če te odjemalce iz izračuna povprečne porabe izločimo (črtkana črta na grafu), je povprečna poraba odjemalcev z enotarifnim merjenjem porabe električne

energije precej višja in ne kaže izrazitega trenda zniževanja.

Zaradi množičnega prehoda odjemalcev na samooskrbo se je ponovno povečalo število odjemalcev z enotarifnim merjenjem porabe električne energije, in sicer kar za 4,9 % glede na leto 2022. Pri gospodinskih odjemalcih z dvotarifnim merjenjem se nadaljuje zmanjševanje števila odjemalcev ter padanje skupne in povprečne letne porabe električne energije, kar gre v veliki meri pripisati prehodu velikega števila odjemalcev z dvotarifnim merjenjem v sistem samooskrbe z letnim netiranjem porabe in enotarifnim merjenjem porabe električne energije.

SLIKA 12: SKUPNA IN POVPREČNA LETNA PORABA GOSPODINSKIH ODJEMALCEV Z ENOTARIFNIM IN DVOTARIFNIM MERJENJEM ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI



Pokritost porabe z domačo proizvodnjo

Pokritost porabe z domačo proizvodnjo je razmerje med porabo električne energije končnih odjemalcev in proizvodnjo električne energije v Sloveniji. Kot prikazuje tabela 6, k domači proizvodnji največ prispevajo velike hidroelektrarne, termoelektrarne in jedrska elektrarna (s polovičnim deležem proizvodnje), ki so v Sloveniji priključene na prenosni sistem. Manjši del domače proizvodnje je priključen na distribucijski sistem.

90,9-% pokritost porabe električne energije z domačo proizvodnjo

TABELA 6: PORABA, PROIZVODNJA IN POKRITOST PORABE Z DOMAČO PROIZVODNJO V OBDOBJU 2019–2023

	2019	2020	2021	2022	2023
Proizvodnja na prenosnem sistemu [GWh]	10.934	11.639	10.638	8.529	10.294⁵
• hidroelektrarne	4.225	4.747	4.504	3.037	4.792
• termoelektrarne	3.946	3.872	3.429	2.841	2.841
• jedrska elektrarna (50-% delež)	2.763	3.020	2.706	2.651	2.662
Proizvodnja na distribucijskem sistemu [GWh]	1.044	1.088	1.079	1.012	1.238
Skupaj domača proizvodnja [GWh]	11.978	12.727	11.717	9.541	11.533
Skupaj poraba električne energije [GWh]	14.341	13.744	14.142	13.638	12.688
• poraba pri končnih odjemalcih	13.292	12.506	12.952	12.452	11.442
• izgube na sistemu	858	849	837	845	842
• poraba ČHE Avče	271	391	384	341	406
• izvoz v Italijo (RTP Vrtojba in Sežana)	-81	-2	-31	-0,15	-0,1
Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	83,5 %	92,6 %	82,9 %	70,0 %	90,9 %

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

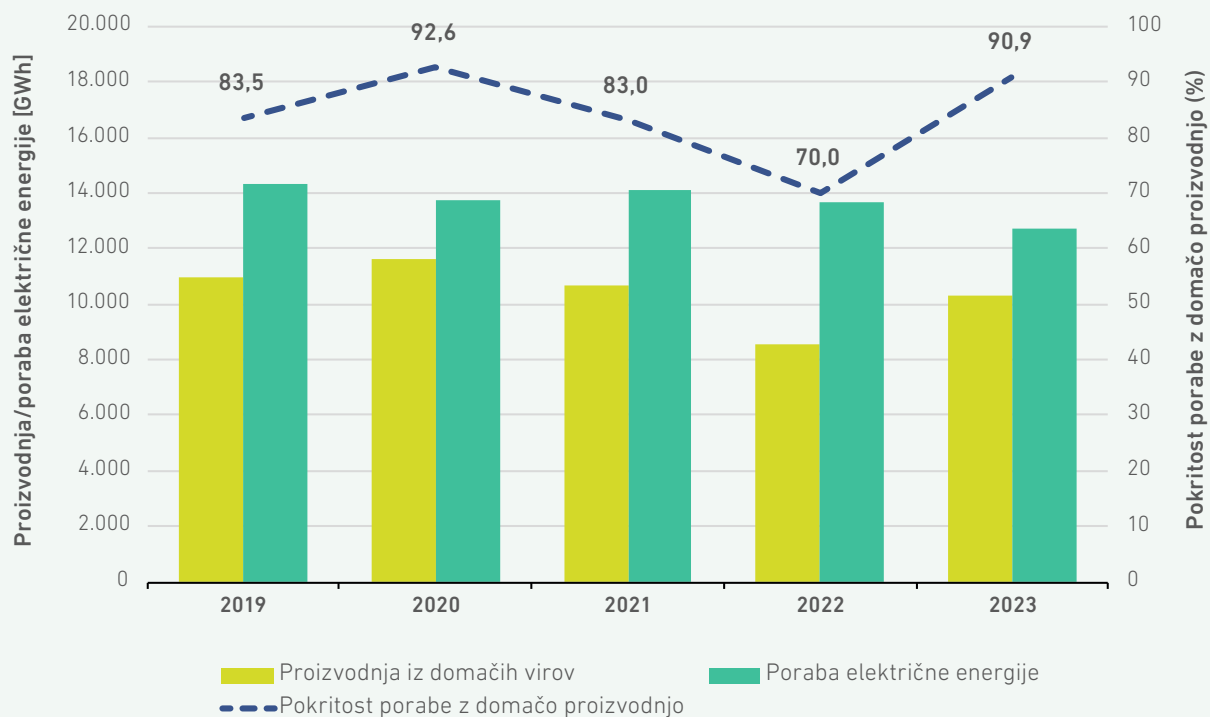
V opazovanem obdobju 2019–2023 ugotavljamo medletna nihanja pokritosti porabe z domačo proizvodnjo. Nanjo neposredno vpliva tudi sprememba odjema električne energije. Dinamika in struktura skupne porabe sta podrobneje predstavljeni v predhodnem poglavju. K skupni porabi električne energije se razen porabe končnih odjemalcev na prenosnem in distribucijskem sistemu prištevajo tudi izgube na celotnem elektroenergetskem sistemu. Količine električne energije, ki so po

distribucijskem sistemu iz RTP Vrtojba in Sežana distribuirane v Italijo, se ne upoštevajo kot končni odjem v Sloveniji.

V letu 2023 se je pokritost porabe z domačo proizvodnjo približala najvišji vrednosti v zadnjih petih letih in je znašala 90,9 %, k čemur je zaradi dobre hidrologije največ prispevala proizvodnja v hidroelektrarnah.

⁵ Zaradi zaokroževanja deležev na cela števila lahko pride do odstopanj seštevkov.

SLIKA 13: PORABA, PROIZVODNJA IN POKRITOST PORABE Z DOMAČO PROIZVODNJO V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Odjemalci na elektroenergetskem sistemu

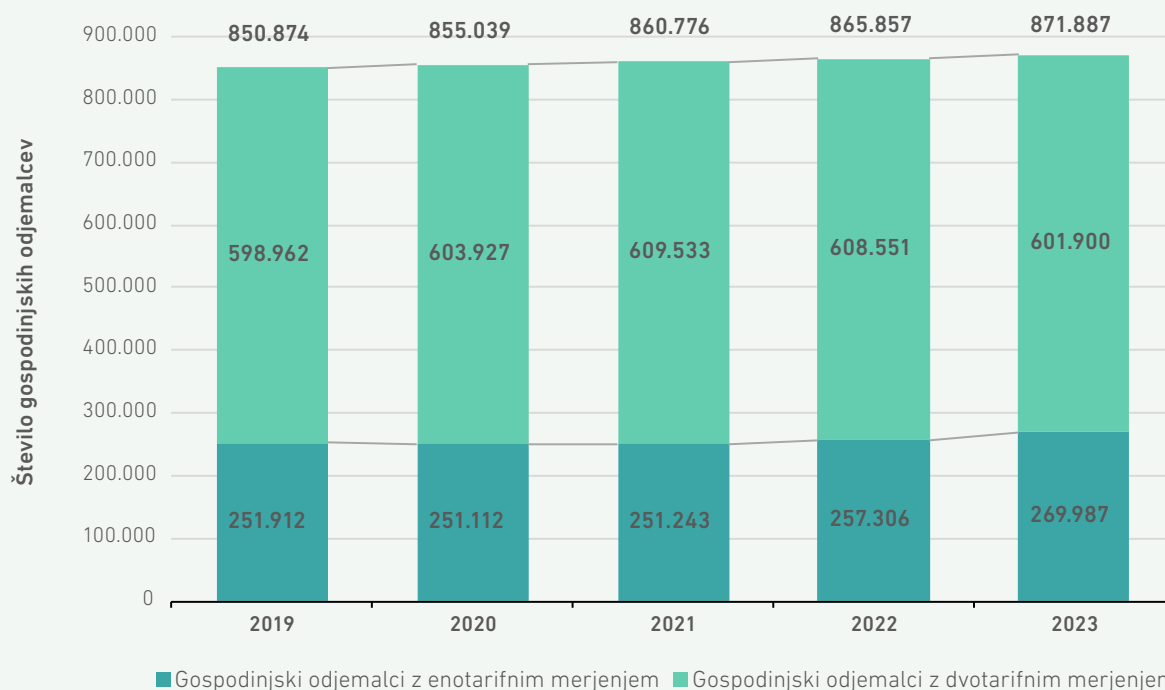
Ob koncu leta 2023 je bilo na slovenski elektroenergetski sistem priključenih 983.194 končnih odjemalcev električne energije. Njihovo število se je glede na leto 2022 povečalo za 6.571 oziroma 0,7 %, od tega število gospodinskih odjemalcev za 6.030 ter število poslovnih odjemalcev za 541.

Na sliki 14 je prikazano gibanje števila gospodinskih odjemalcev v obdobju 2019–2023. Skupno število gospodinskih odjemalcev se je v tem obdobju povečevalo v povprečju za 0,6 % na leto, pri tem pa se je število gospodinskih odjemalcev z enotarifnim merjenjem v letu 2023 ponovno povečalo, in sicer kar za 4,9 %, po drugi strani pa se je število odjemalcev z dvotarifnim merjenjem porabe električne energije ponovno zmanjšalo, in sicer kar za 1,1 % glede na leto 2022. Analiza podatkov o strukturi odjemalcev pokaže, da je razlog za ta nenavaden obrat v naraščanju števila odjemalcev, ki prehajajo v samooskrbo z letnim netiranjem porabe z enotarifnim merjenjem.

0,7 % več končnih odjemalcev,
0,5 % več poslovnih odjemalcev



SLIKA 14: ŠTEVILO GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2019–2023

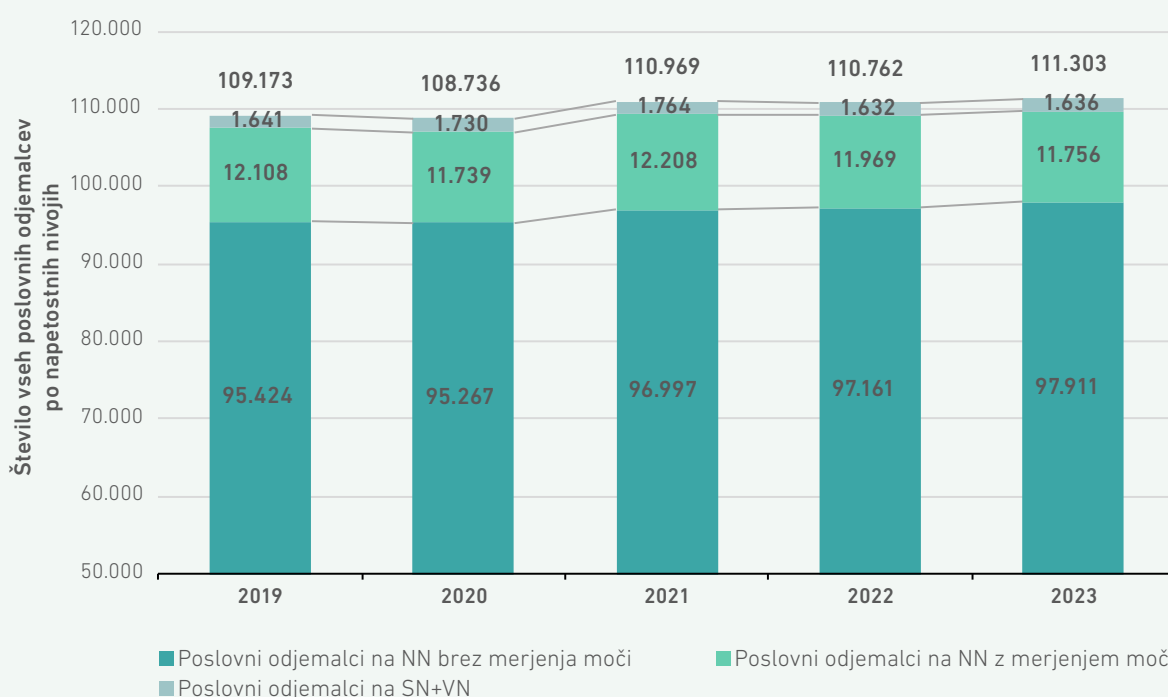


VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Slika 15 prikazuje gibanje števila vseh poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu in ZDS, ločeno po napetostnih nivojih. Po zmanjšanju števila poslovnih odjemalcev v letu 2022 smo v letu 2023 zabeležili povečanje števila odjemalcev za 0,5 %, in sicer predvsem zaradi povečanja števila poslovnih

odjemalcev na NN, ki se jim moč ne meri, temveč je določena z jakostjo naprave za omejevanje toka. Njihov delež znaša že 88 % vseh poslovnih odjemalcev. Po drugi strani pa se je za 1,8 % zmanjšalo število poslovnih odjemalcev na NN, ki se jim moč meri.

SLIKA 15: ŠTEVILO POSLOVNIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH PO NAPETOSTNIH NIVOJIH V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Na distribucijski sistem je bilo v letu 2023 priključenih 1.354 poslovnih in 100 gospodinskih odjemalcev s proizvodno napravo v notranji inštalaciji po shemi priključevanja PS.2 ter 2.886 poslovnih in 41.760 gospodinskih odjemalcev v sistemu samooskrbe z letnim netiranjem porabe. Od vseh odjemalcev na distribucijskem sistemu jih je bilo 4,7 % hkrati v vlogi odjemalca in proizvajalca električne energije, kar je 1,8 odstotne točke več kot leto prej.

Število poslovnih odjemalcev na prenosnem sistemu se glede na leto prej ni spremenilo. Nanj so bili priključeni trije poslovni odjemalci na petih

prevzemno-predajnih mestih ter pet operaterjev ZDS na šestih lokacijah, ki so električno energijo dobavljali 204 poslovnim odjemalcem, od tega je 18 poslovnih odjemalcev na ZDS imelo priključeno tudi proizvodno napravo v notranji inštalaciji.

**4,7-% delež odjemalcev,
ki so hkrati tudi proizvajalci**

TABELA 7: ŠTEVILO KONČNIH ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA VRSTO ODJEMA V OBDOBJU 2021–2023

Število končnih odjemalcev glede na vrsto odjema	2021	2022	2023
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	3	3	3
Odjem ČHE Avče v črpalnem režimu	1	1	1
Skupaj končni odjemalci na prenosnem sistemu	4	4	4
Poslovni odjemalci na distribucijskem sistemu	110.766	110.552	111.099
Gospodinski odjemalci	860.776	865.857	871.887
• enotarifno merjenje	251.243	257.307	269.987
• dvotarifno merjenje	609.533	608.552	601.900
Skupaj končni odjemalci na distribucijskem sistemu	971.542	976.409	982.986
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	203	210	204
Gospodinski odjemalci	0	0	0
Skupaj končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	203	210	204
SKUPAJ VSI KONČNI ODJEMALCI	971.749	976.623	983.194

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI



TABELA 8: ŠTEVILO KONČNIH ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA NAČIN PRIKLJUČITVE V OBDOBJU 2021–2023

NAČIN PRIKLJUČITVE KONČNEGA ODJEMALCA	Končni odjemalci na distribucijskem sistemu			Končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih			SKUPAJ		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Brez priključenih proizvodnih naprav									
Poslovni	109.180	108.091	106.877	197	203	186	109.377	108.294	107.063
Gospodinjski	846.606	840.010	830.027	0	0	0	846.606	840.010	830.027
SKUPAJ	955.786	948.101	936.904	197	203	186	955.983	948.304	937.090
Proizvodna naprava v notranji inštalaciji									
Poslovni	712	823	1.342	6	6	12	718	829	1.354
Gospodinjski	107	104	100	0	0	0	107	104	100
SKUPAJ	819	927	1.442	6	6	12	825	933	1.454
Samooskrba									
Poslovni	874	1.638	2.880	0	1	6	874	1.639	2.886
Gospodinjski	14.063	25.743	41.760	0	0	0	14.063	25.743	41.760
SKUPAJ	14.937	27.381	44.640	0	1	6	14.937	27.382	44.646
Končni odjemalci na distribucijskem in zaprtih distribucijskih sistemih									
Poslovni	110.766	110.552	111.099	203	210	204	110.969	110.762	111.303
Gospodinjski	860.776	865.857	871.887	0	0	0	860.776	865.857	871.887
SKUPAJ	971.542	976.409	982.966	203	210	204	971.745	976.619	983.190
Končni odjemalci na prenosnem sistemu							4	4	4
SKUPAJ KONČNI ODJEMALCI							971.749	976.623	983.194

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATERJI

Obnovljivi viri energije

Delež obnovljivih virov v bruto končni porabi energije

Celovit nacionalni energetske in podnebni načrt (NEPN) kot strateški dokument določa cilje, politike in ukrepe za pet področij energetske unije, in sicer za področje razogljičenja, energetske učinkovitosti, energetske varnosti, notranjega trga energije ter raziskav, inovacij in konkurenčnosti. V skladu z Uredbo (EU) 2018/1999 z dne 11. decembra 2018 o upravljanju energetske unije in podnebnih ukrepov⁶ je Slovenija v letu 2023 sprejela osnutek posodobitve priglašene NEPN, ki je bil v nadaljevanju še večkrat dopolnjen in v katerem se je zavezala zmanjšati skupne emisije toplogrednih plinov za vsaj 55 % do leta 2033 glede na leto 2005, zmanjšati emisije toplogrednih plinov v stavbah za vsaj 70 % do leta 2030 glede na leto 2005 ter doseči vsaj 33-odstotni delež OVE v končni rabi energije do leta 2030. Sektorski ciljni deleži za leto 2030 za dosego 33-odstotnega deleža OVE so:

- vsaj 55-odstotni delež OVE v sektorju električna energija,
- vsaj 45-odstotni delež OVE v sektorju ogrevanje in hlajenje,
- vsaj 26-odstotni delež OVE v sektorju promet.

Iz ocenjenega začrtanega poteka skupnega deleža OVE v porabi končne energije, v skladu s katerim bi Slovenija do leta 2030 dosegla 36,7-odstotni delež OVE v bruto končni rabi energije, bi Slovenija v letu 2023 morala doseči 25,4-odstotni skupni delež OVE.

Slovenija je v letu 2022 sicer ohranila ciljni 25-odstotni delež OVE iz leta 2020, vendar ga je dosegla s statističnim prenosom 1.193 GWh energije iz OVE iz druge države članice, saj je dejanski dosežen delež OVE v bruto končni rabi energije znašal zgolj 22,94 %. V sektorju ogrevanja in hlajenja je delež znašal 33,99 %, v sektorju električne energije 37,01 %, v sektorju transporta pa 7,83 %.

25,3-% ocenjen delež OVE v skupni bruto končni porabi energije

Za leto 2023 je ocenjen 25,3-odstotni delež OVE v skupni bruto končni rabi energije, kar je 2,4 odstotne točke več od doseženega deleža OVE v letu 2022, ki ne vključuje statističnih prenosov energije, in 0,1 odstotne točke manj, kot znaša načrtovan delež OVE za leto 2023 v predlogu posodobljenega NEPN. Slovenija je tako prvič dosegla delež OVE v končni rabi energije, ki je višji od ciljnega deleža za leto 2020. Razlog za zvišanje deleža OVE gre pripisati predvsem zvišanju deleža OVE v sektorju promet in električna energija. Delež OVE v prometu je za leto 2023 ocenjen na 9,9 %, kar je predvsem posledica zmanjšanja rabe energije v prometu ob hkratnem povečanju količine biogoriv. Uporaba električne energije v cestnem prometu še nima pomembnega vpliva na delež OVE. Ocenjeni delež OVE v sektorju električna energija se je povečal na 41,4 %, kar je 4,4 odstotne točke več, kot je znašal v letu 2022. Slednje je predvsem posledica zmanjšanja bruto rabe električne energije v letu 2023 kar za 4 %, kot izhaja iz podatkov SURS. K temu je pomembno prispevala opustitev proizvodnje primarnega aluminija in dodatno visoke cene električne energije za gospodarstvo. Hkrati z navedenim pa se je za 7 % povečala tudi bruto proizvodnja električne energije iz OVE, na eni strani zaradi povečanih inštaliranih kapacitet sončnih elektrarn, na drugi strani pa zaradi ugodnejših hidroloških razmer v primerjavi z letom 2022. Ocenjeni delež OVE v sektorju ogrevanja in hlajenja ostaja nespremenjen glede na leto 2022 in znaša 34 %.

⁶ Uredba (EU) 2018/1999 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. decembra 2018 o upravljanju energetske unije in podnebnih ukrepov, spremembi uredb (ES) št. 663/2009 in (ES) št. 715/2009 Evropskega parlamenta in Sveta, direktiv 94/22/ES, 98/70/ES, 2009/31/ES, 2009/73/ES, 2010/31/EU, 2012/27/EU in 2013/30/EU Evropskega parlamenta in Sveta, direktiv Sveta 2009/119/ES in (EU) 2015/652 ter razveljavitvi Uredbe (EU) št. 525/2013 Evropskega parlamenta in Sveta.



TABELA 9: DOSEŽENI CILJI NA PODROČJU OVE ZA IZHODIŠČNO LETO 2005 IN V OBDOBJU 2010–2022 TER OCENA ZA 2023

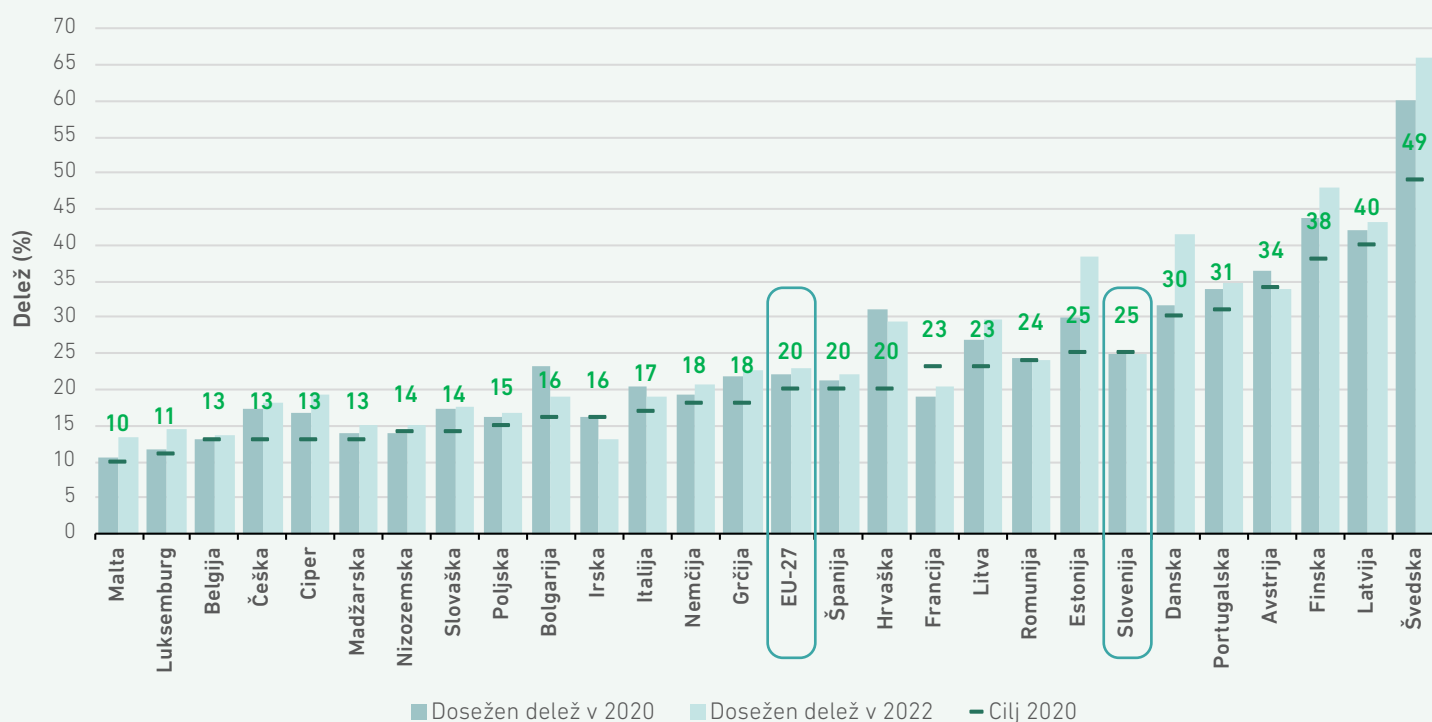
	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2030
Delež OVE (%)															ocena	Ciljni delež
Delež OVE	19,8	21,1	20,9	21,6	23,2	22,5	22,9	22,0	21,7	21,4	22,0	25,0	25,0	25,0	25,3	33,0
OVE ogrevanje in hlajenje	26,4	29,5	31,8	33,2	35,1	34,6	36,2	35,6	34,6	32,3	32,1	32,1	35,2	34,0	34,0	45,0
OVE električna energija	28,7	32,2	31,0	31,6	33,1	33,9	32,7	32,1	32,4	32,3	32,6	35,1	35,0	37,0	41,4	55,0
OVE promet	0,8	3,1	2,5	3,3	3,8	2,9	2,2	1,6	2,6	5,5	8,0	10,9	10,6	7,8	9,9	26,00

VIRA: INŠTITUT JOŽEF ŠTEFAN, SURS

Večina držav članic EU je v letu 2022 ohranila nacionalne ciljne deleže OVE iz leta 2020, oziroma jih je v letu 2022 še povečala. V letu 2023 je bil 32-odstotni skupni ciljni delež OVE na ravni EU do leta 2030 nadomeščen z novim 42,5-odstotnim.

Večina držav bo zato v prihodnjih letih morala znatno povečati proizvodnjo električne energije iz OVE ter povečati učinkovitost rabe energije.

SLIKA 16: DOSEŽENI DELEŽI OVE V DRŽAVAH EU



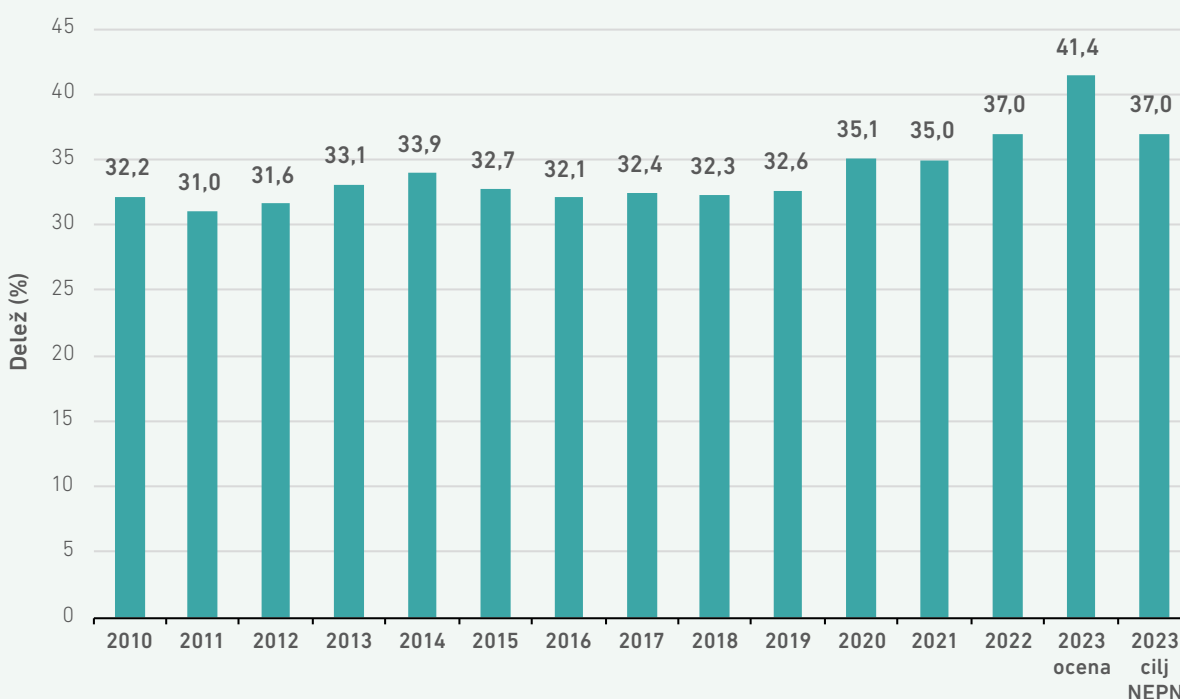
VIR: EUROSTAT

Delež obnovljivih virov v sektorju električna energija

V predlogu posodobljenega NEPN so določeni sektorski cilji za obdobje od leta 2021 do leta 2030, pri čemer je za leto 2030 določen 55-odstotni ciljni delež energije iz OVE za sektor električne energije. Prav tako je v predlogu posodobljenega NEPN za obdobje od 2020 do 2030 ocenjen začetni potek deleža OVE v končni porabi energije za posamezen sektor, pri čemer je za izhodiščno leto 2020 določen 35,1-odstotni delež OVE v končni porabi energije v sektorju električna energija. V letu 2022

je bil navedeni delež presežen, saj je znašal 37 %, kar je 0,5 odstotne točke več glede na ocenjen začetni potek iz predloga posodobljenega NEPN, kjer znaša 36,5 %. V obdobju od 2005 do 2022 se je tako delež OVE v navedenem sektorju povečal za 8,3 odstotne točke, za leto 2023 pa ocenjeni delež za sektor električna energija znaša 41,4 %, kar za 2,6 odstotne točke presega načrtovani delež iz predloga posodobljenega NEPN za to leto.

SLIKA 17: DELEŽI OVE V SEKTORJU ELEKTRIČNA ENERGIJA V OBDOBJU 2010–2022 IN OCENA ZA 2023



VIRA: INŠTITUT JOŽEF ŠTEFAN, SURS

Proizvodnja iz obnovljivih virov

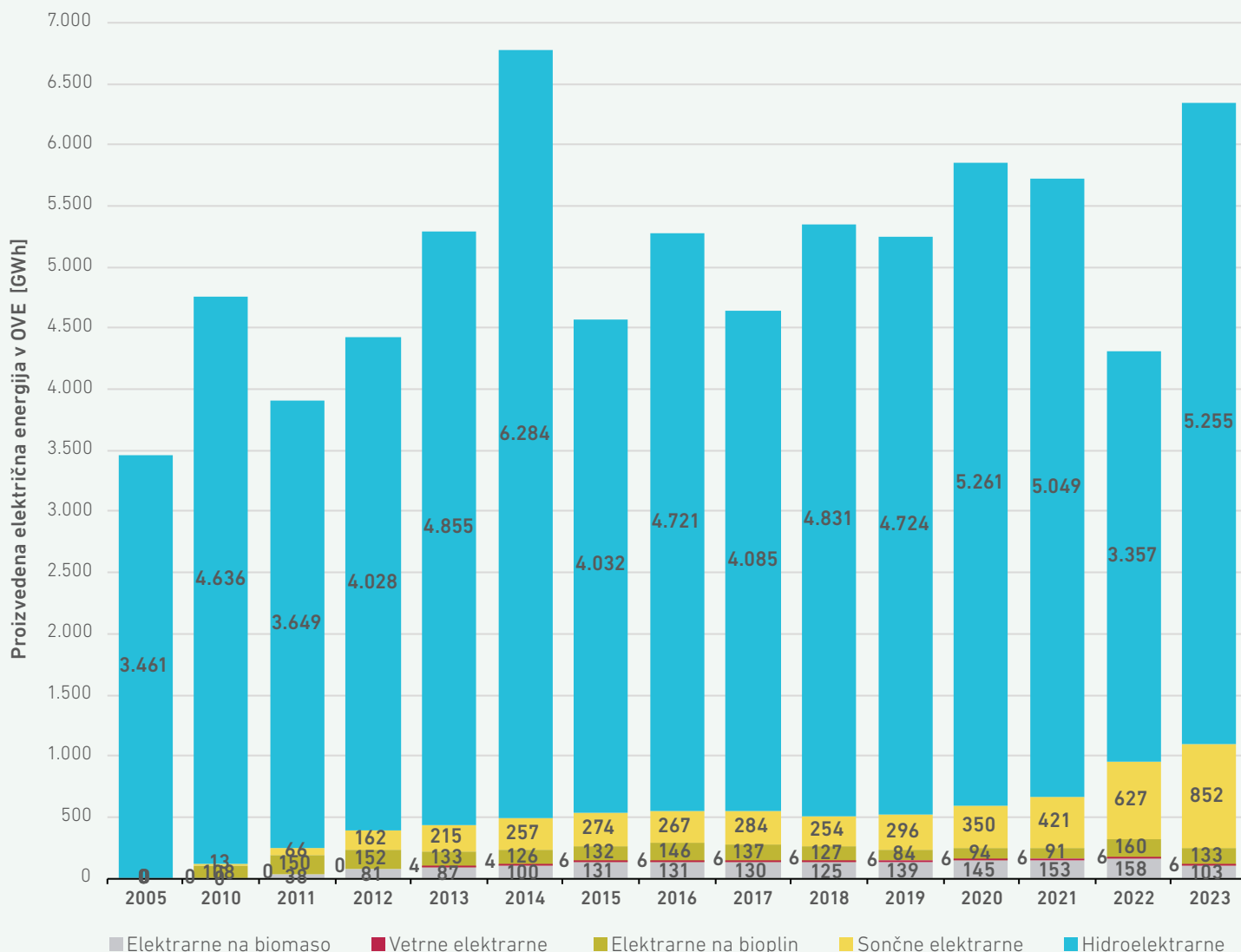
V Sloveniji je bilo leta 2023 proizvedenih 6.349 GWh električne energije iz OVE, kar je 47 % več kot v letu 2022, ko je bilo proizvedeno zgolj 4.308 GWh. Razlog za toliko višjo proizvodnjo električne energije iz OVE so predvsem boljše hidrološke razmere in še zmeraj opazna rast proizvodnje električne energije v sončnih elektrarnah. Slednja se je zvišala za slabih 36 % glede na leto 2022. Večanje proizvodnje električne energije iz sončnih elektrarn je posledica uveljavljene podporne sheme za proizvodne naprave na OVE in SPTE ter samooskrbe z električno energijo iz OVE. Kljub temu pa je glavnina električne energije iz OVE proizvedena v hidroelektrarnah,

ki pa je, tako kot proizvodnja v sončnih elektrarnah, podvržena vremenskim dejavnikom in lahko kljub nespremenjeni proizvodni kapaciteti med leti izrazito niha.

V sončnih elektrarnah proizvedene slabih 36 % več električne energije kot v letu 2022



SLIKA 18: PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ OVE V IZHODIŠČNEM LETU 2005 IN V OBDOBJU 2010–2023



VIRI: AGENCIJA, BORZEN, ELEKTROOPERATERJA, PROIZVODNA PODJETJA, SURS

Ukrepi za spodbujanje proizvodnje iz obnovljivih virov

Ključno vlogo pri zmanjševanju izpustov toplogrednih plinov ima razvoj proizvodnje električne energije iz OVE. Za doseg skupnih ciljev trajnostnega razvoja energetskega sektorja je proizvodnja električne energije iz OVE ena izmed pomembnejših dejavnosti. Za spodbujanje razvoja navedene vrste proizvodnje električne energije lahko države članice EU uvedejo več vrst ukrepov in spodbud, ki imajo status državnih pomoči. Glavno merilo pri odobritvi državne pomoči je spodbujevalni učinek, kar pomeni, da ukrep brez državne pomoči ne bi bil izveden ali ne bi bil izveden v tolikšnem obsegu.

Za električno energijo, proizvedeno iz OVE in SPTE, je bila v Sloveniji leta 2009 uveljavljena shema državne pomoči oziroma podpora shema. Izvaja se

v obliki zagotovljenega odkupa ali obratovalne podpore. Ob podporni shemi so sredstva za razvoj OVE na voljo tudi v obliki naložbenih spodbud, predvsem kot del ukrepov kohezijske politike. V letu 2023 so bila na voljo nepovratna sredstva za spodbujanje proizvodnje električne energije in toplote iz obnovljivih virov ter za shranjevanje električne energije in toplote.

Ob navedenih ukrepih ima v zadnjih letih pomemben vpliv na razvoj OVE tudi samooskrba končnih odjemalcev, ki lahko proizvodno napravo priključijo na notranjo napeljavo stavbe, na katero so nameščene. Vsi končni odjemalci, to so gospodinjstvi in mali poslovni odjemalci, ki so do vključno 31. 12. 2023 podali vlogo za soglasje za priključitev naprave za

samooskrbo in bodo do vključno 31. 12. 2024 registrirani kot končni odjemalci s samooskrbo, bodo lahko vstopili v sistem samooskrbe, ki omogoča netiranje proizvedene in porabljene električne energije (t. i. net-metering) na letni ravni. V nasprotnem primeru bo vključitev v sistem samooskrbe

možna samo na podlagi nove ureditve, katere bistvena sprememba je način obračuna omrežnine in dajatev. Zaradi navedene prihajajoče spremembe je bilo v letu 2023 vloženih rekordno število vlog za izdajo soglasij za priključitev samooskrbnih proizvodnih naprav.

Podporna shema OVE in SPTE

Izbrani projekti proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov

Agencija za energijo je v letu 2023 objavila dva javna poziva investitorjem k prijavi projektov proizvodnih naprav za proizvodnjo električne energije iz OVE in SPTE za vstop v podporno shemo. Drugi javni poziv je bil objavljen v decembru in do konca leta še ni bil zaključen, saj se je rok za prijavo projektov iztekel v februarju leta 2024. Kot izhaja iz načrta delovanja podporne sheme za električno energijo iz OVE in SPTE, opredeljenega v Energetski bilanci za leto 2022, je bilo za vsak javni poziv na voljo 10 milijonov evrov. Vse od leta 2020 na javni poziv ob investitorjih svoje projekte prijavljajo tudi promotorji. Tudi v letu 2023 na javnem pozivu v skladu z Zakonom o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo na javni poziv ni bilo dovoljeno prijaviti projektov proizvodnih naprav na zemeljski plin.

Na javni poziv, objavljen in zaključen v letu 2023, je prispelo 60 prijav. Ponovno je bilo največ prijav za projekte sončnih elektrarn, in sicer kar 96,7 % od vseh prijavljenih projektov. Skupaj je bilo tako prijavljenih za 17,77 MW sončnih elektrarn, ena elektrarna na lesno biomaso z močjo 0,51 MW in elektrarna na bioplín z močjo 0,03 MW. Relativno nizko število prijavljenih projektov ter visoka referenčna cena električne energije, ki je bila v letu 2023 določena na podlagi Zakona o nujnem posredovanju za obravnavo visokih cen energije in je znašala 180,00 EUR/MWh, sta vplivala na dejstvo, da na zaključenem javnem pozivu administrativno ni bilo razdeljenih sredstev. Vse formalno ustrezne prijave projektov proizvodnih naprav so bile tudi potrjene, kar pomeni, da je bilo v letu 2023 potrjenih za 15,68 MW proizvodnih naprav. Ker pa so bile ustrezne zgolj prijave za projekte sončnih elektrarn, so zato tudi vsi potrjeni projekti nove sončne elektrarne.

TABELA 10: PREGLED PRIJAVLJENIH IN IZBRANIH PROJEKTOV PROIZVODNIH NAPRAV NA JAVNEM POZIVU V LETU 2023, ZDRUŽENIH GLEDE NA TEHNOLOGIJO PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Javni poziv – april 2023		Prijavljeni projekti		Izbrani projekti	
Tehnologija	Obnovljena/ Nova	Št. projektov	Nazivna moč [MW]	Št. projektov	Nazivna moč [MW]
Hidroelektrarne	Nova	0	0,00	0	0,00
Hidroelektrarne	Obnovljena	0	0,00	0	0,00
Sončna elektrarna	Nova	58	17,77	53	15,68
Vetrne elektrarne	Nova	0	0	0	0
Elektrarne na bioplín	Nova	1	0,03	0	0,00
Elektrarne na lesno biomaso	Nova	1	0,51	0	0,00
Elektrarne na lesno biomaso	Obnovljena	0	0,00	0	0,00
SPTE na fosilna goriva	Nova	0	0,00	0	0,00
SPTE na fosilna goriva	Obnovljena	0	0,00	0	0,00
Skupaj vsi prijavljeni projekti		60	18,31	53	15,68

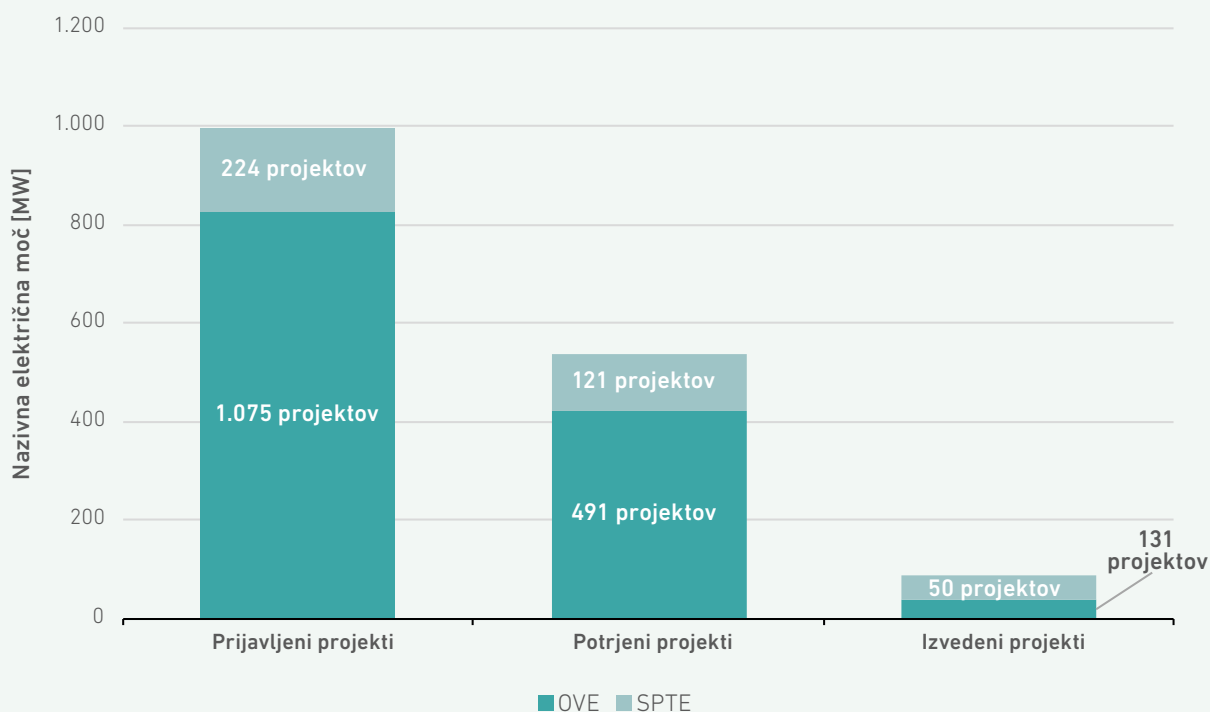
VIR: AGENCIJA



Od leta 2016, ko je bila podporna shema spremenjena, je agencija zaključila 12 javnih pozivov investitorjem za prijavo projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE za vstop v podporno shemo. Na javne pozive je bilo skupaj prijavljenih 1.299 projektov proizvodnih naprav s skupno nazivno električno močjo 995 MW, pri čemer prevladujejo projekti proizvodnih naprav OVE. Izbranih je bilo 612 projektov proizvodnih naprav s skupno nazivno električno močjo 536 MW, od tega 491 projektov proizvodnih naprav OVE s skupno nazivno električno močjo 423 MW in 121 projektov proizvodnih naprav SPTE na fosilna goriva s skupno nazivno električno močjo 113 MW. Ker morajo prijavitelji po prejemu sklepa o izbiri projekta tega izpeljati v roku treh oziroma za zahtevnejše projekte v roku petih let od vročitve sklepa o izbiri projekta, prijavitelji s 164 projekti s skupno nazivno električno močjo 186 MW ne morejo več vstopiti v podporno shemo. Po številu prevladujejo sončne elektrarne, saj je sklep o izbiri

projekta prenehal veljati za kar 66 projektov sončnih elektrarn, katerih skupna nazivna električna moč znaša 25 MW, ter 17 projektov vetrnih elektrarn s skupno nazivno električno močjo 126 MW, ker prijavitelji zanje niso uspeli pridobiti dovoljenj za gradnjo. Od skupno izbranih 612 projektov je tako do konca leta 2023 bilo realiziranih zgolj 181 projektov s skupno nazivno električno močjo 86 MW, pri čemer po številu prevladujejo sončne elektrarne, saj je izvedenih 77 projektov s skupno nazivno električno močjo 22 MW, sledijo pa proizvodne naprave za SPTE, kjer je realiziranih 50 projektov proizvodnih naprav s skupno nazivno električno močjo 50 MW, od katerih je 35 MW obnovljenih proizvodnih naprav, 47 hidroelektrarn s skupno nazivno električno močjo 11 MW, od katerih je 9 MW obnovljenih, ter pet proizvodnih naprav na lesno biomaso in po ena proizvodna naprava na bioplin iz biomase in bioplin iz čistilnih naprav.

SLIKA 19: ŠTEVILO TER NAZIVNA ELEKTRIČNA MOČ PRIJAVLJENIH, POTRJENIH IN IZVEDENIH PROJEKTOV PROIZVODNIH NAPRAV OVE IN SPTE V OKVIRU VSEH IZVEDENIH JAVNIH POZIVOV



VIR: AGENCIJA

Proizvodne naprave, vključene v podporno shemo OVE in SPTE, njihova skupna nazivna električna moč ter proizvedena količina električne energije

Konec leta 2023 je bilo v podporno shemo vključenih 3.560 proizvodnih naprav. Skupna nazivna električna moč v podporno shemo vključenih proizvodnih naprav je znašala 386,545 MW, od tega 318,338 MW proizvodnih naprav na OVE ter 68,207 MW proizvodnih naprav za SPTE na fosilne energente. V primerjavi z letom 2022 je bilo v podporno shemo vključenih 158 proizvodnih naprav manj, kar pomeni 4,25 %. Število proizvodnih

naprav, vključenih v podporno shemo, se tako nižja že osmo leto zapored. Prenehanje upravičenja do podpore zaradi dosežene starostne meje proizvodne naprave (15 let za OVE in 10 let za SPTE od začetka obratovanja) je glavni razlog za nižanje števila proizvodnih naprav v podporni shemi. Dodatno pa k temu prispevajo tudi odločitve proizvajalcev za izstop iz podporne sheme zaradi boljših pogojev na trgu.

TABELA 11: ŠTEVILO PROIZVODNIH NAPRAV V PODPORNIM SHEMI IN DINAMIKA NJIHOVE VKLJUČITVE V OBDOBJU 2010–2023

Vir	Število naprav, vključenih v podporno shemo													
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Sončna energija	381	975	2.406	3.218	3.319	3.339	3.323	3.312	3.301	3.304	3.297	3.286	3.245	3.170
Vetrna energija	3	4	3	5	4	9	7	7	6	4	4	3	2	2
Vodna energija	105	109	108	106	106	106	98	91	93	92	90	92	85	73
Biomasa	0	3	5	10	19	43	44	43	44	46	40	40	38	54
Bioplin	13	26	31	31	31	33	32	31	27	24	22	24	22	20
SPTE na fosilna goriva	26	46	89	184	270	390	384	380	388	388	386	366	326	241
Skupaj	528	1.163	2.642	3.554	3.749	3.920	3.888	3.864	3.859	3.858	3.839	3.811	3.718	3.560

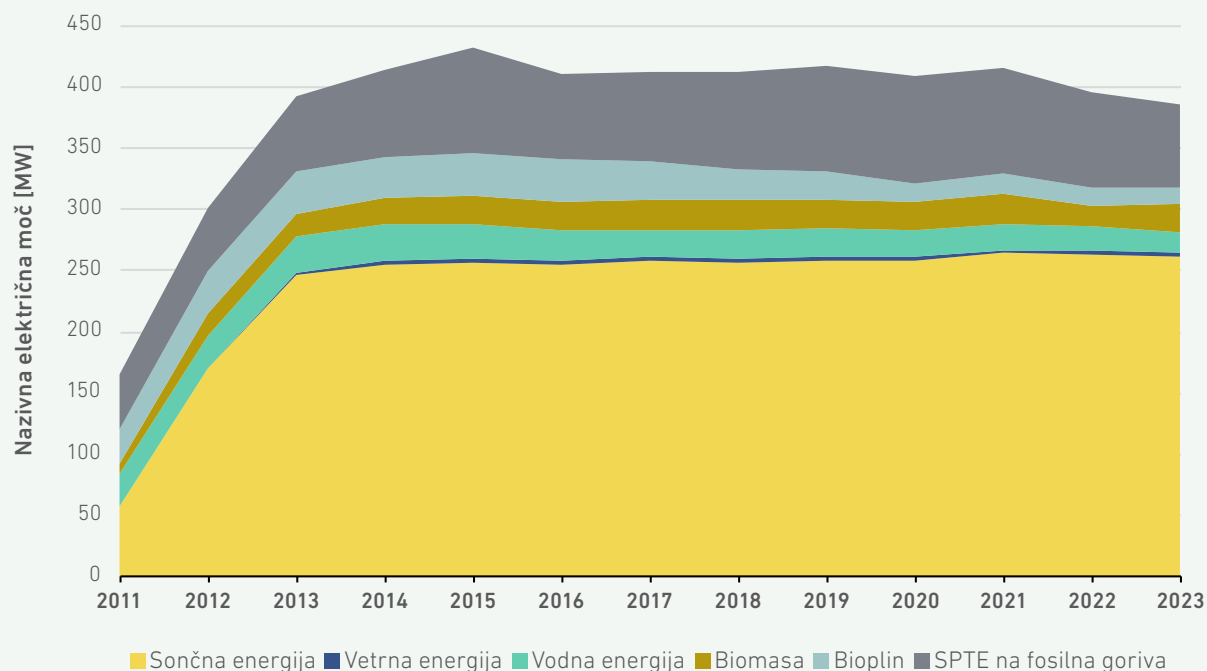
VIRA: AGENCIJA, BORZEN

Hkrati z nižjim številom v podporno shemo vključenih proizvodnih naprav je nižja tudi skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav v podporni shemi. Ob koncu leta 2023 je skupna nazivna električna

moč proizvodnih naprav v podporni shemi znašala 386,545 MW, kar je 8,655 MW manj kot leta 2022. Največji upad, in sicer za 8,5 MW, je opaziti pri SPTE na fosilna goriva.



SLIKA 20: SKUPNA NAZIVNA ELEKTRIČNA MOČ PROIZVODNIH NAPRAV, VKLJUČENIH V PODPORNO SHEMO V OBDOBJU 2011–2023



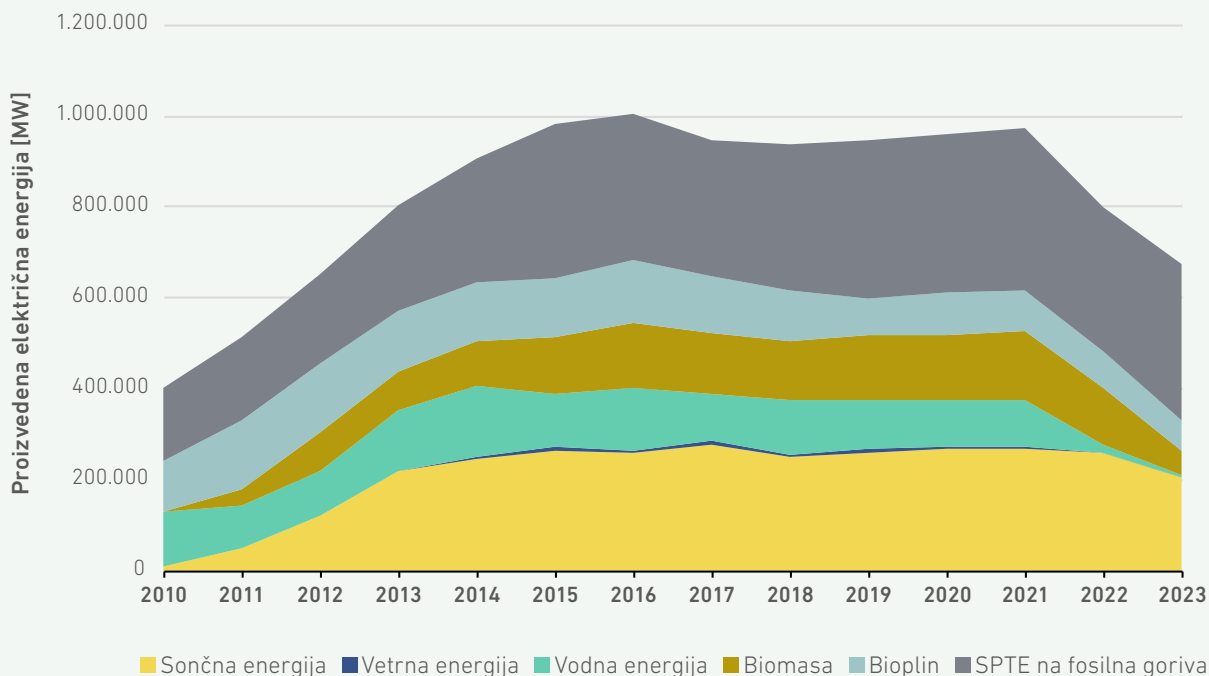
VIRA: AGENCIJA, BORZEN

V primerjavi s prejšnjimi leti je v letu 2023 upadla tudi količina proizvedene električne energije, za katero je bila izplačana podpora. Podpora je bila namreč izplačana za samo 675,8 GWh električne energije, kar je 125 GWh manj kot leta 2022, oziroma je na ravni iz leta 2013. Ob padcu števila proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, je glavni razlog za padec količine električne energije, za katero je bila izplačana podpora, referenčna cena električne energije, ki je bila v letu 2023 določena v višini 180,00 EUR/MWh. Za električno energijo, proizvedeno v kar 248 napravah, podpora v letu 2023 ni bila izplačana, saj je referenčna cena električne energije presegla vrednost proizvodnih stroškov te električne energije.

Podpora izplačana za 125 GWh električne energije manj kot v letu 2022

Od 675,8 GWh električne energije, za katero je bila izplačana podpora, je bilo 333,3 GWh električne energije proizvedene iz OVE, 342,5 GWh električne energije pa iz SPTF na fosilna goriva. Med električno energijo, proizvedeno iz OVE, je daleč največ električne energije proizvedene iz sončne energije, sledi pa električna energija iz biomase in bioplina.

SLIKA 21: PROIZVEDENA ELEKTRIČNA ENERGIJA V OBDOBJU OD 2010–2023, ZA KATERO SO BILE PROIZVAJALCEM ELEKTRIČNE ENERGIJE IZPLAČANE PODPORE



VIRA: AGENCIJA, BORZEN

V letu 2023 je bilo izplačanih podpor za 675,8 GWh električne energije, kar pomeni 5,5 % vse proizvedene električne energije v Sloveniji. Navedeni delež agencija spremlja zaradi možnosti vpliva proizvedene električne energije, za katero proizvajalci

prejemajo finančno spodbudo, na veleprodajne cene na trgu. Povečana ponudba subvencionirane električne energije na trgu lahko privede do motenj na trgu z električno energijo, saj lahko povzroči pritisk na znižanje veleprodajnih cen električne energije, ki ni deležna podpor.

Podpore izplačane za 5,5 % vse proizvedene električne energije v Sloveniji

Po podatkih agencije tako delež električne energije kot tudi delež inštalirane moči elektrarn, vključenih v podporno shemo, od leta 2018 padata, kot izhaja iz prikaza v tabeli 12, vendar o bistveni spremembi ni mogoče govoriti.

TABELA 12: DELEŽ INŠTALIRANE MOČI IN PROIZVEDENE ELEKTRIČNE ENERGIJE, VKLJUČENE V PODPORNO SHEMA

Leto	Inštalirana moč, vključena v podporno shemo [MW]	Celotna inštalirana moč v Sloveniji [MW]	Delež inštalirane moči, vključene v podporno shemo	Proizvedena el. energija, za katero so izplačane podpore [GWh]	Celotna v Sloveniji proizvedena el. energija [GWh]	Delež proizvedene el. energije, vključene v podporno shemo
2018	412,4	3.584,0	11,5 %	937,9	12.578,8	7,5 %
2019	417,1	3.617,7	11,5 %	947,5	12.511,1	7,6 %
2020	408,9	3.581,0	11,4 %	962,2	13.220,7	7,3 %
2021	415,3	3.783,5	11,0 %	973,2	12.247,9	7,9 %
2022	395,3	3.983,4	9,9 %	800,8	10.203,3	7,8 %
2023	386,5	4.446,6	8,7 %	675,8	12.294,5	5,5 %

VIRA: AGENCIJA, BORZEN



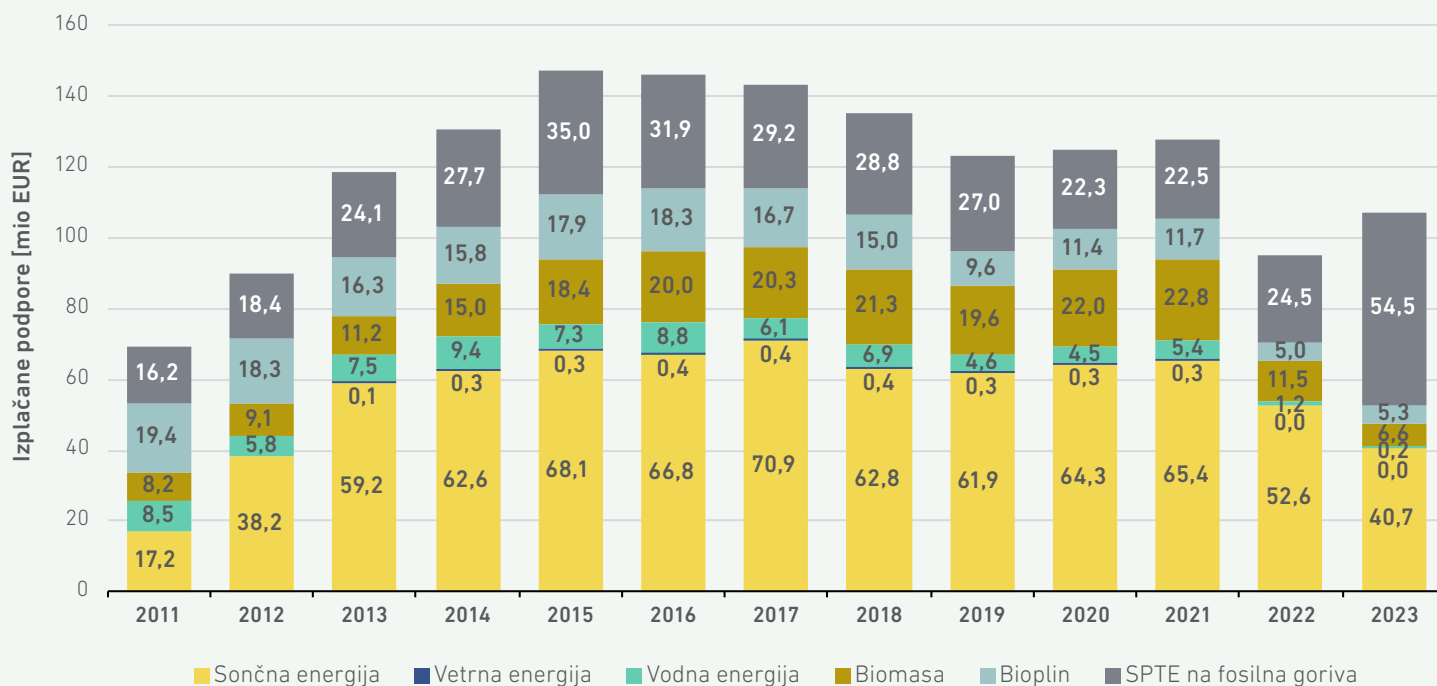
Izplačane podpore – stroški podporne sheme

V letu 2023 je bilo proizvajalcem, ki so upravičeni do podpore, izplačanih 107,3 milijona evrov. Za električno energijo, proizvedeno iz OVE, je bilo izplačanih 52,8 milijona evrov oziroma 49,2 % vseh izplačanih sredstev. Za električno energijo, proizvedeno v SPTe na fosilna goriva, pa je bilo izplačanih 54,5 milijona evrov oziroma 50,8 % vseh izplačanih sredstev. Za električno energijo, proizvedeno iz OVE, je še zmeraj največ sredstev namenjenih električni energiji, proizvedeni v sončnih elektrarnah. V letu 2023 je bilo izplačanih 40,7 milijona evrov oziroma 37,9 % vseh izplačil, sledijo pa elektrarne na biomaso s 6,6 milijona evrov oziroma 6,2 % vseh izplačil in elektrarne na bioplin s 5,3 milijona evrov oziroma 4,9 % vseh izplačil. Najmanj sredstev, zgolj 0,2 milijona evrov oziroma zgolj 0,2 % vseh izplačanih sredstev, je bilo v letu 2023 izplačanih za električno energijo, proizvedeno v hidroelektrarnah.

Kljub visoki referenčni ceni električne energije izplačanih 12,5 milijona EUR več podpor kot v letu 2022

nah. Navedeno je posledica visoke referenčne cene električne energije v letu 2023, ki vpliva na obseg izplačila obratovalne podpore, saj se slednja določi kot razlika med ceno električne energije proizvodne naprave oziroma referenčnimi stroški proizvodnje v proizvodnih napravah in referenčno ceno električne energije.

SLIKA 22: VREDNOST IZPLAČANIH PODPOR V OBDOBJU 2011–2023



VIR: BORZEN

Za električno energijo, proizvedeno v proizvodnih napravah, ki so v podporno shemo vstopile kot izbrani projekti na javnem pozivu, je bilo v letu 2023 izplačanih zgolj 19,6 milijona evrov, od tega 19,4 milijona evrov oziroma 99 % vseh izplačanih sredstev za električno energijo, proizvedeno

v SPTe. Razlog je v visoki ceni zemeljskega plina, ki je bila v letu 2023 za kar 146 % višja glede na leto 2022. V okviru podporne sheme je bilo od leta 2010 do 2023 proizvajalcem izplačanih 1,6 milijarde evrov podpor za skupno 11,5 TWh proizvedene električne energije.

Kljub za kar 49,17 % višji referenčni ceni električne energije glede na leto 2022, ki je v letu 2023 znašala 180,00 EUR/MWh, in vplivu le-te na izplačilo podpore, ki se izvaja kot finančna pomoč za tekoče poslovanje, je bilo v letu 2023 proizvajalcem izplačanih kar 12,5 milijona evrov več kot v letu prej. Glavni razlog je višja referenčna cena zemeljskega plina, ki je v letu 2023 znašala 169,72 EUR/MWh,

in višje referenčne cene lesne biomase in substrata koruzne silaže, ki se uporabijo za uskladitev spremenljivega dela referenčnih stroškov proizvodnje električne energije iz OVE in SPTE. Prvič se je zgodilo, da je bilo največ sredstev izplačanih za električno energijo, proizvedeno v SPTE na fosilna goriva, in sicer je bilo izplačanih kar 50,8 % vseh sredstev.

Samooskrba z električno energijo iz OVE

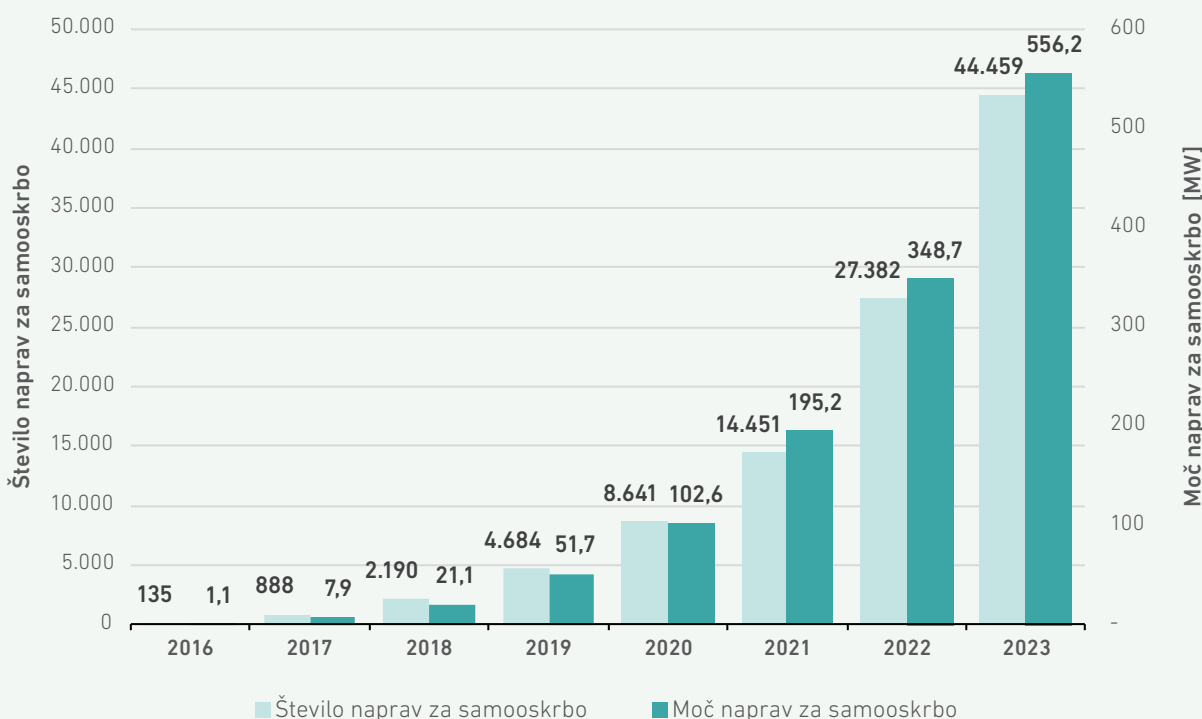
Samooskrba je proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov z napravo za samooskrbo, ki je priključena na notranjo nizkonapetostno inštalacijo stavbe. Namenjena je pokrivanju lastnega odjema električne energije končnega odjemalca, in sicer gospodinjstvega ali malega poslovnega odjemalca. Končni odjemalci oddajo viške proizvodnje v distribucijsko omrežje in odvzemajo primanjkljaj proizvodnje iz omrežja v času, ko proizvodnja naprave za samooskrbo ni zadostna. Distribucijsko omrežje je v tem primeru zaradi neusklajenosti med proizvodnjo odjemalčeve proizvodne naprave za samooskrbo in porabo končnega odjemalca v vlogi »virtualnega« hranišnika oziroma baterije.

Če je bilo v letu 2016, ki predstavlja prvo leto priključevanja naprav za samooskrbo, priključenih le 135 naprav za samooskrbo s skupno priključno močjo 1,1 MW, pa je bilo v letu 2023 na novo priključenih že 44.772 naprav s skupno priključno močjo

skoraj 223 MW. V letu 2023 je tako obratovalo že 44.459 naprav za samooskrbo s skupno priključno močjo 556 MW in povprečno priključno močjo 12,5 kW. Hkrati z naraščanjem števila odjemalcev s samooskrbo narašča tudi povprečna moč naprav za samooskrbo, saj je npr. v letu 2016 povprečna moč na novo priključene naprave za samooskrbo znašala 8,1 kW. Naraščanje moči naprav za samooskrbo je mogoče povezati z vedno večjo uporabo električne energije za ogrevanje stavb s toplotnimi črpalkami, v zadnjem času pa postaja zanimiva tudi uporaba samooskrbe za polnjenje električnih vozil na domu.

V skladu z veljavno zakonodajo je pričakovati še kar nekaj priključitev naprav za samooskrbo po sistemu letnega netiranja tudi v letu 2024, kar pa je odvisno predvsem od števila pozitivno rešenih vlog za izdajo soglasij za priključitev, ki so jih uporabniki oddali do konca leta 2023.

SLIKA 23: ŠTEVILO IN PRIKLJUČNA MOČ NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V OBDOBJU 2016–2023



VIRI: AGENCIJA, ELES, EDP, BORZEN

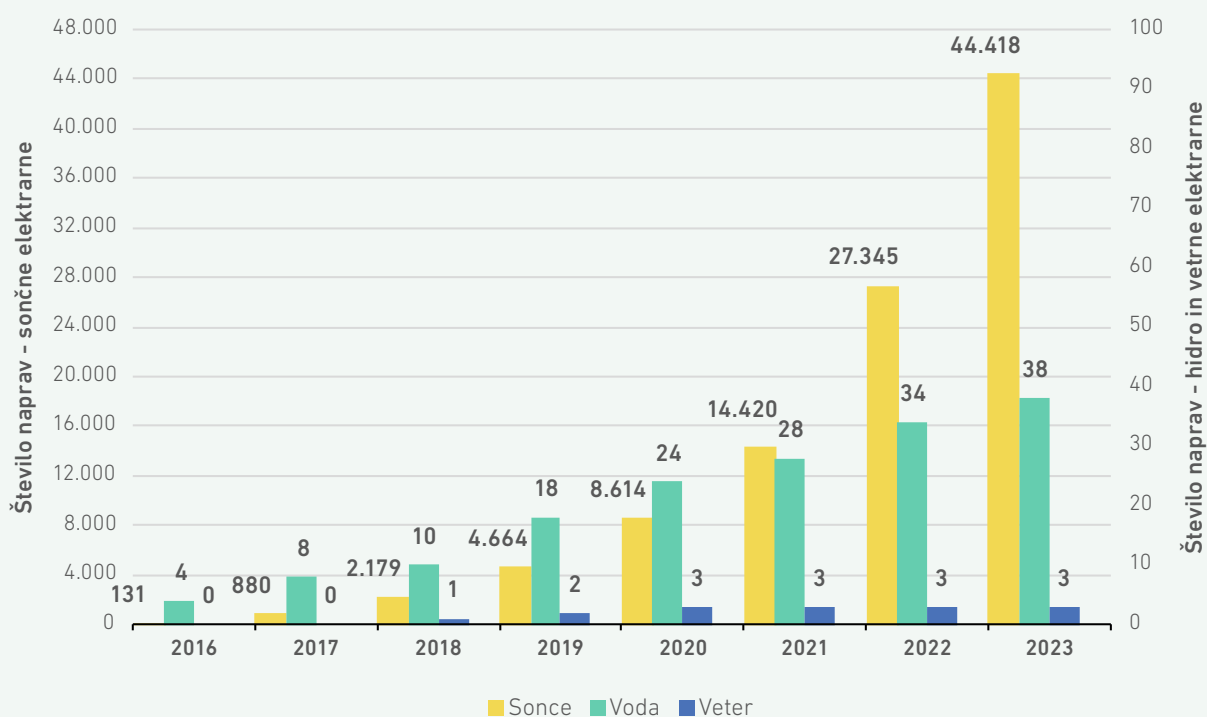


V skladu z zakonodajo lahko naprava za samooskrbo proizvaja električno energijo z izrabo sončne, vetrne, vodne ali geotermalne energije, lahko pa je tudi naprava za SPTE, ki kot primarni vir uporablja OVE. V praksi v veliki večini prevladujejo sončne elektrarne (44.418 naprav), medtem ko je naprav, ki uporabljajo vodni vir, komaj 38, naprave, ki kot vir uporabljajo veter, pa so samo tri.

Med obstoječimi napravami za samooskrbo še ni naprav, ki bi za vir uporabljale geotermalno energijo, in prav tako ne naprav za SPTE, ki bi za primarni vir uporabljale obnovljive vire.

V zadnjih letih se je povečalo tudi število priključitev proizvodnih naprav za skupnostno samooskrbo. Prva naprava skupnostne samooskrbe je bila priključena v letu 2019 z močjo 14 kW. V letu 2020 so bile priključene že štiri tovrstne naprave s skupno priključno močjo 86 kW, v letu 2021 je bilo priključenih 25 naprav s skupno priključno močjo 1.100 kW in v letu 2022 še 29 naprav s skupno priključno močjo 2.000 kW, medtem ko je bilo v letu 2023 priključenih že 122 naprav s skupno priključno močjo 5.000 kW. Ob koncu leta 2023 je na ta način obratovalo že 171 naprav skupnostne samooskrbe s skupno priključno močjo 8.200 kW.

SLIKA 24: DELEŽ NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V OBDOBJU 2016–2023 PO PROIZVODNIH VIRIH

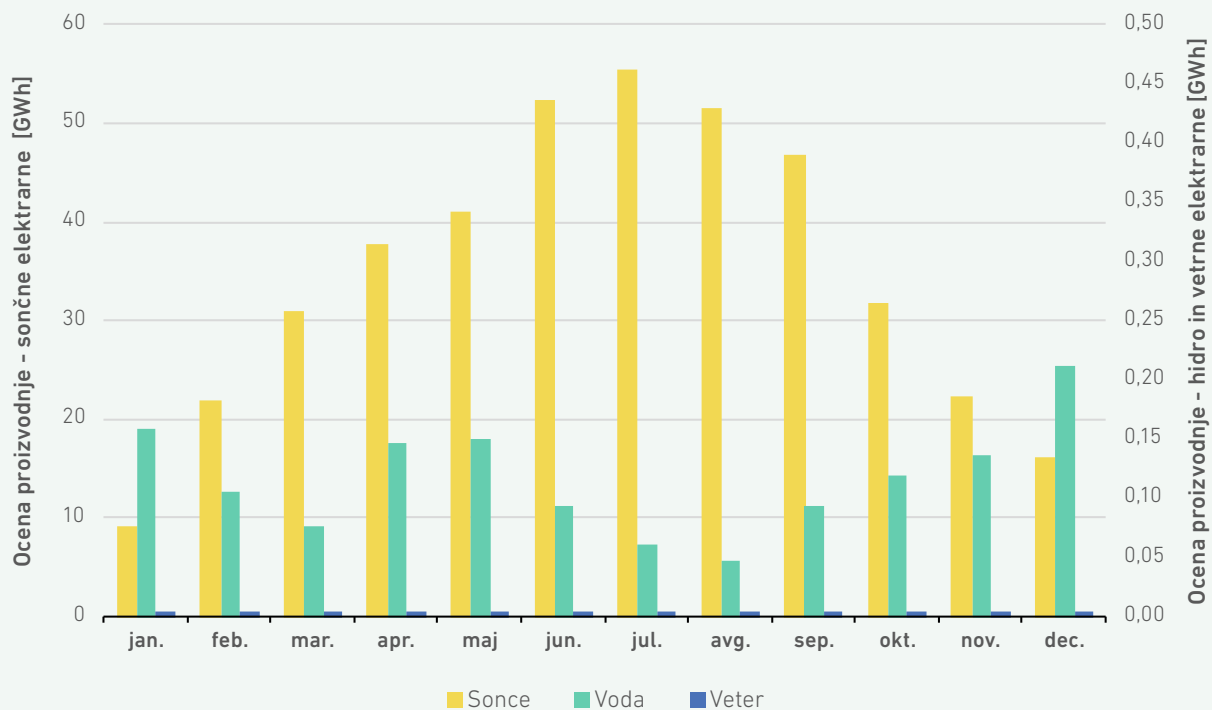


VIRI: AGENCIJA, ELES, EDP, BORZEN

Količina letne proizvodnje električne energije iz naprav za samooskrbo, ki so priključene za prevzemno-predajnim mestom končnega odjemalca, se zaradi načina merjenja ter letnega netiranja količin proizvedene in porabljene električne energije lahko le oceni. Ta ocena je odvisna od vrste proizvodnih naprav, priključne moči in referenčnih mesečnih obratovalnih ur, ko lahko proizvodne naprave

obratujejo. Kar 99,8 % vseh naprav za samooskrbo so sončne elektrarne, zato je ocenjena proizvedena električna energija močno odvisna predvsem od letnega časa ter geografskih in vremenskih dejavnikov. V letu 2016 je ocenjena količina proizvedene električne energije iz naprav za samooskrbo znašala le 0,6 GWh, v letu 2023 pa že 417,1 GWh.

SLIKA 25: OCENA PROIZVODNJE NAPRAV ZA SAMOOSKRBO V LETU 2023 PO MESECIH IN TEHNOLOGIJAH



VIR: BORZEN

44.459 priključenih naprav za samooskrbo

- skupna priključna moč 556 MW
- ocenjena proizvodnja v letu 2023 znaša 417,1 GWh



Reguliranje omrežnih dejavnosti

Ločitev dejavnosti

Elektroenergetska podjetja, ki opravljajo prenosne in distribucijske dejavnosti, morajo zagotoviti ločeno računovodsko spremljanje prenosne in distribucijske dejavnosti, kot bi se to od njih zahtevalo, če bi distribucijo in prenos opravljala ločena podjetja.

V letu 2023 se je 2. oktobra SODO, ki je izvajal dejavnost operaterja distribucijskega sistema, pripojil k ELES. Od pripojitve dalje je ELES operater kombiniranega sistema, ki tako izvaja dejavnost gospodarske javne službe (GJS) operaterja prenosnega in distribucijskega sistema. Zraven dejavnosti gospodarskih javnih služb ELES izvaja še dejavnosti, ki niso elektroenergetske. Družba ELES v letnem poročilu razkriva ločene računovodske izkaze za navedene dejavnosti in tudi sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov ter odhodkov in prihodkov, ki jih upošteva pri sestavi ločenih računovodskih evidenc in ločenih računovodskih izkazov.

SODO in od pripojitve dalje ELES je na podlagi soglasja Vlade Republike Slovenije (vlada) s pogodbo prenesel izvajanje nalog GJS operaterja distribucijskega sistema na distribucijska podjetja. Distribucijska podjetja zraven dejavnosti, ki jim jo je na podlagi pogodbenega razmerja prenesel v izvajanje izvajalec GJS operaterja distribucijskega sistema, opravljajo še druge dejavnosti, ki niso elektroenergetske. Zato so distribucijska podjetja v poslovnih knjigah zagotovila ločene računovodske evidence in sestavila ločene računovodske izkaze za dejavnost, ki jim jo je na podlagi pogodbenega razmerja prenesel v izvajanje izvajalec GJS operaterja distribucijskega sistema, in za druge dejavnosti, ki niso elektroenergetske. Distribucijska podjetja so v letnem poročilu razkrila ločene računovodske izkaze za navedene dejavnosti in tudi sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov ter odhodkov in prihodkov, ki jih upoštevajo pri sestavi ločenih računovodskih evidenc in ločenih računovodskih izkazov.

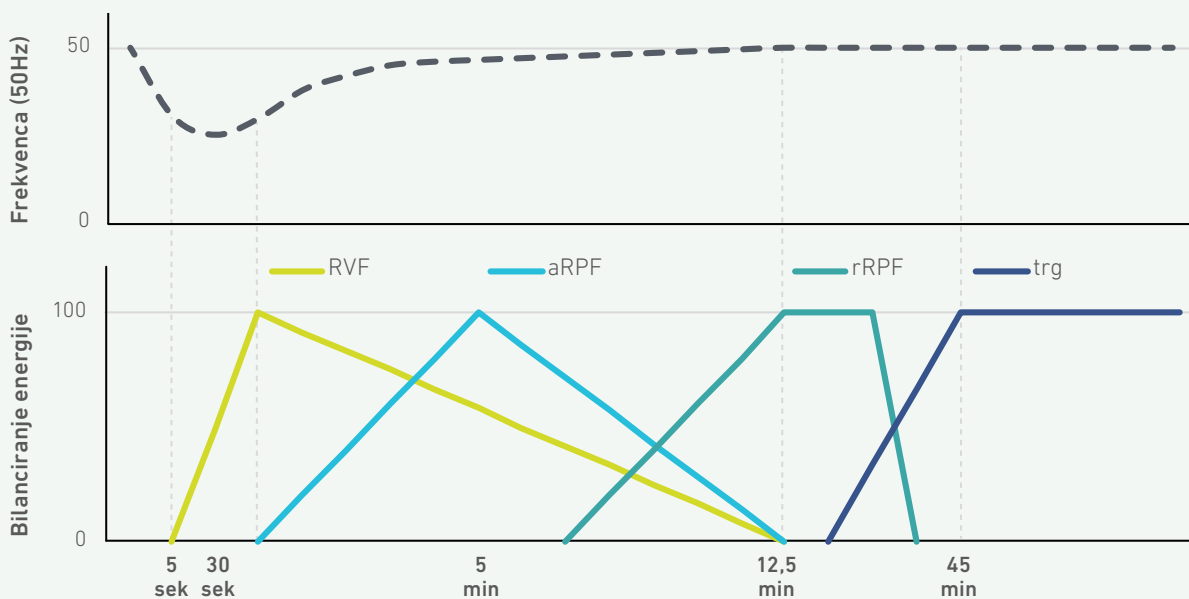
Tehnične storitve operaterjev

Zagotavljanje sistemskih storitev

V primeru večjega nihanja obremenitve, kot so npr. izpad elektrarne ali druge nepredvidljive spremembe v dovajanju ali porabi v evropskem prenosnem in povezanem omrežju (omrežje ENTSO-E) (slika 26), posamezni upravljavci nadzornih območij ukrepajo s svojim primarnim nadzorom, ki je na

voljo skoraj takoj. Količina sistemskih storitev, s katero sodelujejo posamezni upravljavci nadzornih območij, se določi s prostovoljnim dogovorom in se izračuna na podlagi ustreznih proizvodnih količin z uporabo dogovorjene formule.

SLIKA 26: POSTOPKI AKTIVACIJ REZERV V PRIMERU VEČJEGA NIHANJA OBREMNITVE



VIR: ELES

Sistemske storitve so storitve, ki jih mora zagotavljati operater prenosnega sistema, da omogoči normalno obratovanje celotnega elektroenergetskega sistema in se delijo na:

- rezervo za vzdrževanje frekvence (RVF),
- rezervo za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo (aRPF),
- proces za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo (rRPF),
- regulacijo napetosti in jalove moči ter
- zagon agregatov brez zunanjega vira napajanja.

Vse sistemske storitve operater prenosnega sistema kupi od ponudnikov na trgu, stroški njihovega zagotavljanja pa se financirajo iz omrežnine za prenosni sistem.

Sistemske storitve delimo na frekvenčne, med katere sodijo RVF, aRPF in rRPF, ter nefrekvenčne, med katere sodita regulacija napetosti in zagon agregatov brez zunanjega napajanja. Frekvenčne sistemske storitve sodijo poleg nakupa na izravnalnem trgu tudi med storitve izravnave v elektroenergetskem sistemu. Potreben obseg frekvenčnih sistemskih storitev je mogoče ovrednotiti s količino rezerve, izražene v MW, medtem ko je pri nefrekvenčnih sistemskih storitvah potrebna predvsem ustrezna geografska razpršenost njihovih ponudnikov na celotnem območju prenosnega sistema. Za leto 2023 je ELES predvidel naslednji obseg rezervnih zmogljivosti za frekvenčne sistemske storitve:

- RVF: ± 15 MW,
- aRPF: +60 MW, -60 MW,
- rRPF: +240 MW, -41 MW.

Predvideni obseg frekvenčnih sistemskih storitev za leto 2023 je bil na področju avtomatskega vzdrževanja frekvence in aktivacije enak kot v zadnjih dveh letih, medtem ko se je potreba po obsegu ročne aktivacije zmanjšala predvsem zaradi spremenjene definicije rezerve, ki jo mora zagotavljati posamezni prenosnega sistema v okviru bloka SHB.

Na področju frekvenčnih sistemskih storitev so se v letu 2023 tako kot leto prej v celoti izvajale določbe Uredbe Komisije (EU) 2017/2195 z dne 23. novembra 2017 o določitvi smernic za izravnavo električne energije (v nadaljevanju Uredba (EU) 2017/2195), ki med drugim zahtevajo zakup storitev na tržnih načelih za čim krajše obdobje zakupa, pri čemer morajo biti zakupi aRPF in rRPF izvedeni ločeno za pozitivno in negativno smer izravnave, pri čemer je treba prav tako ločiti zakup izravnalne moči od nakupa izravnalne energije. Ponudnike storitev aRPF in rRPF je ELES v letu 2023 izbiral lokalno prek slovenske platforme za izravnavo, medtem ko je ponudnike RVF izbiral prek mednarodne platforme FCR Cooperation, v kateri sodeluje že od leta 2021.

Izbor ponudnikov zagotavljanja RVF v okviru FCR Cooperation poteka v obliki dražb za štiriurne produkte zagotavljanja rezerve. Dražbe se izvajajo na skupni platformi, ki jo upravlja eden od štirih nemških operaterjev prenosnega sistema.



TABELA 13: CENE RVF IN DELEŽ V SLOVENIJI ZAKUPLJENE RVF V LETU 2023

	Povprečna marginalna cena zakupa [EUR/MW/h]	Strošek zakupa brez upoštevanja dobiti iz FCR kooperacije [EUR]	Strošek zakupa [EUR]	Delež RVF aktivirane doma (%)
januar	16,39	182.912,25	133.678,29	11,04 %
februar	15,82	159.446,70	151.365,78	6,47 %
marec	16,84	187.735,65	172.921,71	10,57 %
april	9,02	97.400,25	89.745,91	3,44 %
maj	10,64	118.727,85	51.849,76	4,91 %
junij	9,79	105.733,80	20.394,97	4,70 %
julij	9,51	106.101,45	49.280,64	5,30 %
avgust	9,94	110.887,05	40.092,30	2,22 %
september	9,70	104.724,60	21.948,38	3,07 %
oktober	16,14	180.413,25	68.758,73	6,19 %
november	15,90	171.685,80	-112.516,42	2,22 %
december	14,01	156.339,00	72.917,67	5,30 %
Skupaj	12,81	1.682.107,65	760.437,71*	5,45 %

* Opomba: zaradi zaokroževanja deležev na dve decimalni mesti prihaja do odstopanj pri seštevku.

VIRA: ELES, [HTTPS://WWW.REGELLEISTUNG.NET](https://www.regelleistung.net)

Tabela 13 prikazuje skupne stroške ELES za RVF po mesecih. Prav tako je prikazan delež slovenskih potreb po RVF, ki so ga zagotovili slovenski ponudniki. V primerjavi s predhodnim letom so se povprečne cene RVF znižale predvsem iz razloga, da je ELES zakupil več količin na platformi EU FCR kooperacije, ki se vsako leto bolj širi po državah EU. Da je sodelovanje v skladu z veljavnimi pravili še v ciklu optimizacije postopkov, kaže na vpliv sodelovanja v kooperaciji dogodek v novembru na Nizozemskem, kjer so cene zakupa v nekaj urah dosegle ekstremne vrednosti in se je v postopku izračuna čezmejne marginalne cene RVF ugotovila za ELES (in za nekatere druge operaterje) večja dobiti sodelovanja kot pa sam strošek zakupa. Tako se je skupni strošek izvajanja te storitve glede na predhodno leto zmanjšal za 1.456.619,43 EUR. Slovenski ponudniki so prispevali le še 5,45 % vseh potrebnih RVF, kar je v primerjavi z letom 2022, ko so prispevali 15,9 %, še nadaljnje znatno znižanje. Razlogov za to je lahko več. Zagotovo so v obdobju visokih cen energije raje s polno močjo sodelovali na primarnem trgu z energijo, kot pa da bi ponujali storitev, ki na daljši rok zaradi nenehnega spreminjanja moči prispeva tudi k skrajšanju življenjske dobe določenih komponent naprav za proizvodnjo električne energije.

Ponudnike storitve aRPF za leto 2023 je ELES izvajal ločeno za moč (aRPF) in izravnalno energijo. Vsi ponudniki, ki so imeli veljavno potrdilo o tehnični sposobnosti izvajanja storitve aRPF, so lahko sodelovali na dražbah za aRPF. Izbrani ponudniki aRPF so morali vsak dan ponuditi količino energije, ki je ustrezala na dražbi dodeljeni količini izravnalne moči, medtem ko so lahko vsi ponudniki z veljavnim potrdilom o tehnični sposobnosti izvajanja storitve aRPF ponujali izravnalno energijo do vrednosti, ki je ustrezala skupni priznani regulacijski moči aRPF.

V skladu z določbami Uredbe (EU) 2017/2195 je ELES za leto 2023 nehal izvajati letne dražbe za aRPF in rRPF. Skupno količino rezerve ± 60 MW je ELES zakupil v dveh delih, in sicer ± 36 MW zakupa izravnalne moči na mesečnih dražbah in ± 24 MW na dnevni dražbah. Na dražbah sta tudi vse leto sodelovala le dva ponudnika, pri čemer je eden storitve zagotavljal s klasičnimi proizvodnimi viri, drugi pa tudi z baterijskimi hranilniki. Ponudbe za izravnalno energijo sta ponudnika oddajala do dve uri pred dobavo (H-2).

TABELA 14: REZULTATI DRAŽB ZA aRPF

Pozitivna smer izravnave (aRPF+)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Mesečne dražbe	36	8,073
Dnevne dražbe	24	8,080
Negativna smer izravnave (aRPF-)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Mesečna dražbe	36	7,734
Dnevne dražbe	24	7,717

VIR: ELES

Zahteve za dimenzioniranje rezerv za povrnitev frekvence (RPF) podajajo SO GL, SONPO-E, ZOEE in SAFA. V skladu z zahtevami za dimenzioniranje na področju zagotavljanja rRPF in sporazuma o skupnem zagotavljanju in deljenju rezerv v okviru bloka SHB (Slovenija, Hrvaška, BiH), v okviru katerega so si partnerji razdelili zagotavljanje potrebnih količin rRPF, je v letu 2023 ELES nekoliko zmanjšal načrtovani zakup moči, in sicer na 240 MW pozitivne rRPF in 41 MW negativne rRPF. Ključen razlog za znižanje je bila spremenjena definicija rezerve, ki jo mora zagotavljati posamezni prenosnega sistema v okviru bloka SHB.

Ponudbe za storitve rRPF je ELES za leto 2023 zbiral ločeno za moč (rRPF) in izravnalno energijo in to za pozitivno (rRPF+) in negativno smer (rRPF-). Pogoji za sodelovanje so imeli samo ponudniki, ki so imeli veljavno potrdilo o tehnični sposobnosti izvajanja storitve rRPF. ELES je imel z enim od ponudnikov rRPF+ sklenjeno še petletno pogodbo o zagotavljanju te storitve v višini 178 MW, ki se je iztekla do konca leta 2023. Zaradi tega je ELES za leto 2023 moral na dnevni ravni za vsako uro

zakupiti 62 MW rezerve v pozitivni smeri, medtem ko je za negativno smer zakupil vso potrebno rezervo na dnevni ravni za vsako uro. Celotne količine storitev rRPF+ je tako zagotavljalo pet ponudnikov, med katerimi je velik delež padel na enega ponudnika (77 %) zaradi 5-letnega produkta, drugi ponudniki so dosegali 11-, 8- in dvakrat po 2-odstotna deleža. Pri storitvi rRPF- so deleži nekoliko bolj razporejeni med ponudniki, in sicer manj kot polovico storitev – 47 % je nudil en ponudnik, nadalje so deleži 34 %, 14 %, 4 % in 1 %. Pri ponudnikih z manjšim deležem ponujenih količin rezerve je zaznati, da so rRVF- nudili le del leta in še to ne vse mesece v letu 2023. Gre za ponudnike, ki so prvič sodelovali na teh dražbah rRVF-, in je možno povezati njihovo sodelovanje ali zaradi tehnologij, s katero lahko zagotavljajo storitev, ali pa zaradi zmožnosti prilagajanja odjema pri pogodbenih uporabnikih. Udeleženci na dražbah za rRVF+ in rRVF- so ponujali rezervno moč v večji meri iz klasičnih proizvodnih objektov, del rezerve pa je bil zagotovljen iz razpršenih virov, baterijskih hranilnikov in tudi s prilagajanjem odjema. Rezultati dražb so prikazani v tabeli 15.



TABELA 15: REZULTATI DRAŽB ZA rRPF

Pozitivna smer izravnave (rRPF+)		
	Že dodeljena količina [MW]	Dosežena cena [EUR/MW/h]
Petletni produkt	178	6,770
Negativna smer izravnave (rRPF-)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Dnevne dražbe	62	2,619
Negativna smer izravnave (rRPF-)		
	Dodeljena količina [MW]	Povprečna utežena cena [EUR/MW/h]
Dnevne dražbe	41	3,244

VIR: ELES

Za leto 2023 ELES ponudnikov nefrekvenčnih sistemskih storitev ni posebej izbiral. Ob koncu leta 2022 je za leto 2023 sklenil anekse k že sklenjenim pogodbam za zagotavljanje sistemskih storitev procesa regulacije napetosti in jalove moči ter zagona agregatov brez zunanjega napajanja.

V tabeli 16 so prikazani skupni stroški posameznih sistemskih storitev za leto 2023. Pri tem je treba poudariti, da so prikazani le tisti stroški, ki se financirajo iz omrežnine za prenosni sistem. To pa so stroški vseh nefrekvenčnih sistemskih storitev

in stroški zakupa rezervnih zmogljivosti pri frekvenčnih sistemskih storitvah. Izpostaviti je namreč treba dejstvo, da se stroški aktivacije energije pri frekvenčnih sistemskih storitvah financirajo iz bilančnega obračuna, stroške katerega pokrivajo odgovorni bilančnih skupin.

Skupni stroški sistemskih storitev so bili v letu 2023 nižji kot v letu 2022, predvsem na račun znižanja stroškov RVF in ugodnejšega zakupa nefrekvenčnih storitev. Med posameznimi storitvami sta višja zakupa obeh ročnih rezerv.

TABELA 16: STROŠKI IZVAJANJA SISTEMSKIH STORITEV V LETU 2023

Sistemska storitev	Letni strošek brez DDV [EUR]
RVF	760.437,71
Pozitivni aRPF	4.244.755,45
Negativni aRPF	4.061.587,96
Pozitivni rRPF	11.978.735,30
Negativni rRPF	1.165.048,37
Regulacija napetosti in jalove moči	3.831.702,21
Zagon agregatov brez zunanjega napajanja	1.212.095,16
Skupaj	27.254.362,16

VIR: ELES

ELES je v letu 2023 zakupil vso potrebno rezervno moč, energijo in ostale storitve v okviru predpisanih sistemskih storitev in pri tem ni zabeležil nikakršnih odmikov od načrtovanih obsegov. Izpostaviti velja 10. junij 2023, ko ELES na mesečnih in dnevni dražbah ni uspel zagotoviti predpisanih

količin aRPF ter je tako sprožil nadomestni postopek, kot ga predvideva ZOEE. Na omenjeni dan je bila cena zakupa določena s strani agencije z odločbo, in sicer 8,06 EUR/MW/h za aRPF+ ter 7,73 EUR/MW/h za aRPF-.

Izravnava odstopanj in bilančni obračun

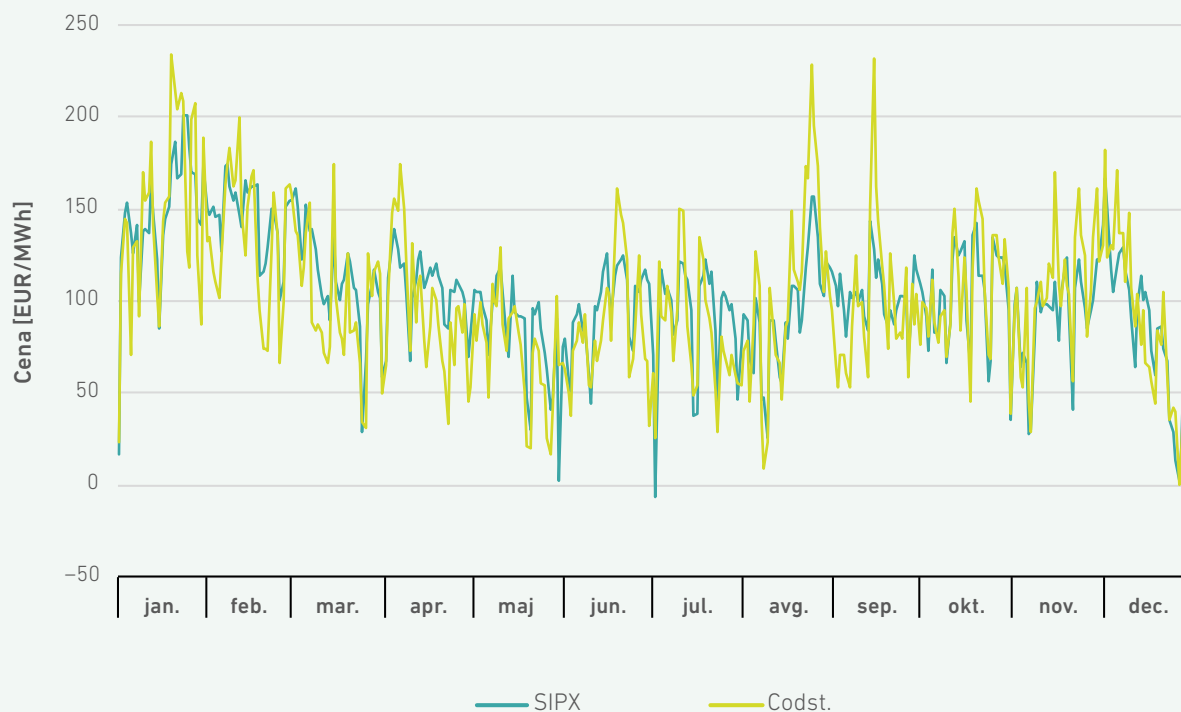
Za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema od napovedanih vrednosti je v Sloveniji odgovoren operater prenosnega sistema ELES, ki za manjša odstopanja v sistemu uporabi rezervo za povrnitev frekvence z avtomatično aktivacijo (aRPF), v primeru večjih odstopanj pa mora angažirati rezervo za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo (rRPF) ali kupiti oziroma prodati energijo na izravnalnem trgu. Stroške, povezane z izravnavo odstopanj, pokrivajo bilančne skupine z bilančnim obračunom, katerega obračunski interval znaša 15 minut.

Z letom 2023 so začela veljati prenovljena Pravila za delovanje trga z električno energijo, ki določajo nov model izračuna cen za odstopanja na podlagi enojne cene v vsakem obračunskem intervalu ne glede na smer odstopanj. S tem je operater trga uspešno implementiral zahteve iz evropskih smer-

nic za izravnavo električne energije, odločitve ACER o harmonizaciji glavnih značilnosti bilančnega obračuna ter Zakona o oskrbi z električno energijo.

Obdobje izračuna cen je minilo v znamenju postopne stabilizacije cen na trgu z električno energijo glede na preteklo razgibano leto. V primerjavi z rekordno visokimi cenami in njihovo izredno nihajnostjo v letu 2022 so v letu 2023 cene dosegale bistveno nižje ravni in manj ekstremov. Kljub omejenemu je letni povprečni SIPX v letu 2023 znašal 104 EUR/MWh, kar je precej več kot v obdobju pred t. i. »energetsko krizo«. Cene odstopanj, ki praviloma sledijo cenam trga za dan vnaprej, so tako v letu 2023 v povprečju znašale 101,18 EUR/MWh. Slednje je precej manj kot v letu 2022, ko je povprečna cena za negativna odstopanja znašala 263 EUR/MWh, za pozitivna odstopanja pa 188 EUR/MWh.

SLIKA 27: POVPREČNE DNEVNE VREDNOSTI OSNOVNIH CEN ODSTOPANJ C' IN C' TER INDEKSA SIPX



VIR: BORZEN



Slika 27 prikazuje povprečne dnevne vrednosti cen za odstopanja in borznega indeksa SIPX v letu 2023. V skladu z novimi pravili se začeni z januarjem 2023 za odstopanja izračunava le ena cena za posamezni interval, ne glede na smer odstopanj. Posledično ni mogoče izvesti neposredne primerjave cen odstopanj z letom 2022, ko sta se še ločeno izračunavali izpeljani ceni za odstopanja za negativna in pozitivna odstopanja. V letu 2023 je bila najvišja cena za odstopanja dosežena 12. 9. 2023 in je znašala 1.306,84 EUR/MWh, najnižja cena pa je bila – 600,06 EUR/MWh in je bila dosežena

9. 3. 2023. V povprečju so bile najnižje cene odstopanj v maju, 72,45 EUR/MWh, najvišje pa januarja, ko so v povprečju znašale 147,24 EUR/MWh.

Pod določenimi pogoji lahko pride tudi do situacije, ko se za odstopanja izračuna dvojne cene, ločeno za pozitivna in negativna odstopanja, kot v preteklosti. Zato se v prikazih, vključno s spodnjo preglednico (tabela 17), še vedno navaja cene C'_{neg} in C'_{poz} , ki pa so in bodo v veliki večini primerov enake, ker bodo v okviru bilančnega obračuna izračunane le enojne cene.

TABELA 17: POVPREČNE, NAJVIŠJE IN NAJNIŽJE VREDNOSTI C'_{neg} , C'_{poz} IN SIPX V LETIH 2023 IN 2022

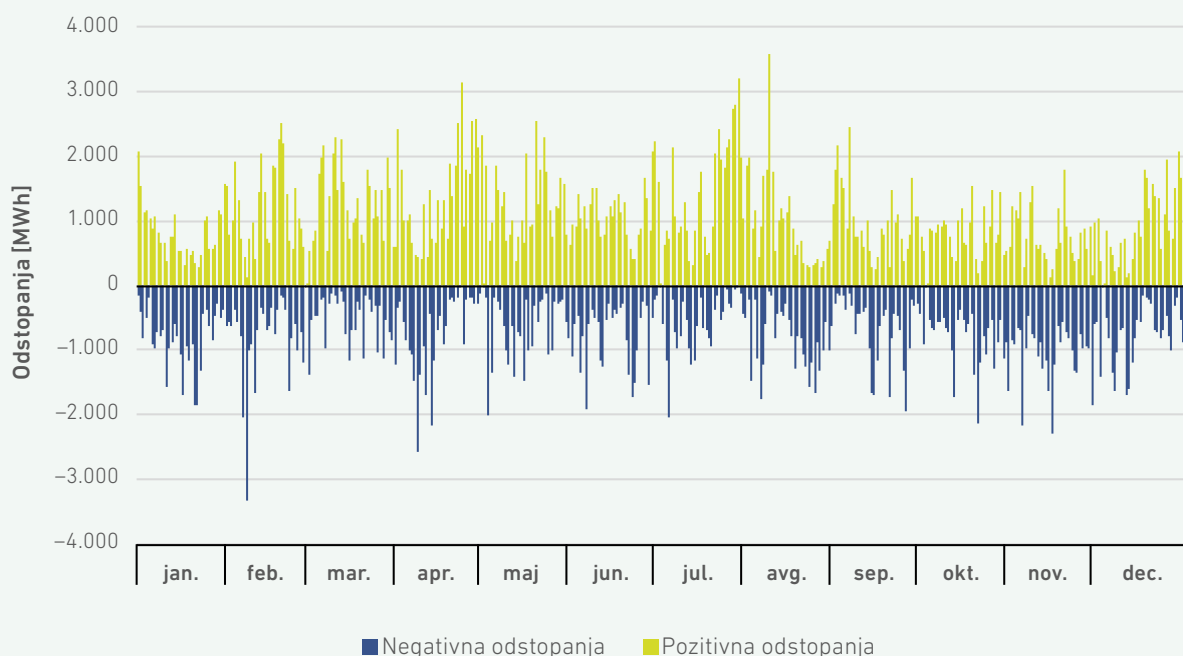
	2023 [EUR/MWh]			2022 [EUR/MWh]		
	C_{neg}	C_{poz}	SIPX	C'_{neg}	C'_{poz}	SIPX
Povprečje	101,18	101,18	104,10	307,16	214,23	274,46
Najvišja vrednost	1.306,84	1.306,84	426,18	1.148,27	879,29	879,29
Najnižja vrednost	-600,06	-600,06	-500,00	0,00	-431,42	0,00

VIR: BORZEN

Najvišja skupna mesečna pozitivna odstopanja (energijski presežek) bilančnih skupin so bila zabeležena v juliju in so znašala 45.046 MWh. Najvišja skupna mesečna negativna odstopanja (energijski manko) bilančnih skupin pa so bila v novembru, in

sicer 31.488 MWh. Povprečna mesečna odstopanja (pozitivna in negativna skupaj) bilančnih skupin so v letu 2023 znašala 56.146 MWh, kar je v povprečju več kot 30 % več od mesečnega povprečja v letu 2022.

SLIKA 28: VSOTE DNEVNIH ODSTOPANJA SLOVENSKEGA OMREŽJA V LETU 2023



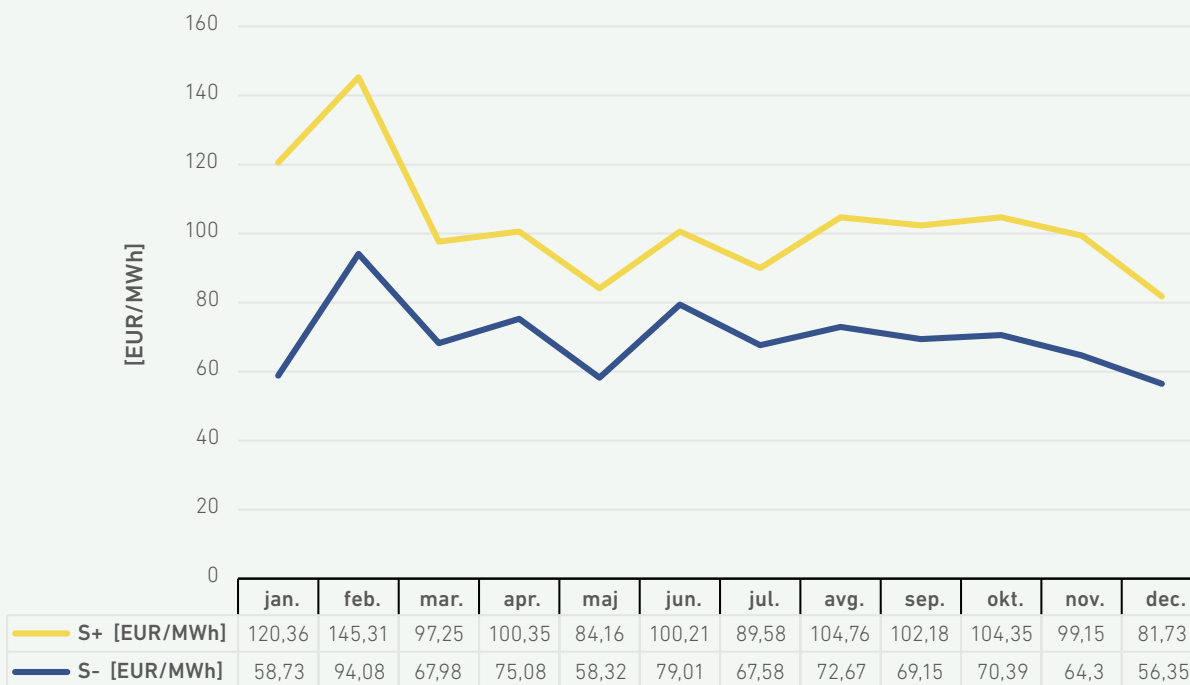
VIR: BORZEN

Podatki kažejo, da v decembru niso bila več prisotna visoka odstopanja v pozitivno smer, ki so bila v preteklih letih v veliki meri posledica takratne ureditve upoštevanja viškov iz samooskrbnih naprav. Od začetka leta 2023 naprej se z uveljavitvijo novih Pravil za delovanje trga z električno energijo viški iz teh naprav bilančno poračunajo v letnem poračunu bilančnega obračuna. V skladu z dinamično vključevanja uporabnikov v merjene diagrame, kot je določena v veljavnih sistemskih obratovalnih navodilih za distribucijski sistem električne energije, so bili z letom 2023 med merjene odjemalce vključeni vsi negospodinjiski odjemalci s priključno močjo manjšo od 43 kW. Slednje je imelo resen vpliv na obliko in velikost preostalega diagrama odjema, na kar je operater trga v skladu s svojimi pristojnostmi lahko vplival le z ustreznim in pravočasnim informiranjem vseh deležnikov na trgu.

Izravnalno energijo za izravnavo odstopanj v elektroenergetskem sistemu Slovenije zagotavlja

operater prenosnega sistema ELES. V letu 2023 je količina porabljene energije za izravnavo negativnih odstopanj znašala 299 GWh, za izravnavo pozitivnih odstopanj pa 413 GWh. Na spodnji sliki so prikazane povprečne urne cene izravnave elektroenergetskega sistema, izračunane iz vseh stroškov ter količin izravnave. S+ predstavlja cene urejanja kratke pozicije (nakup energije), S- pa predstavlja cene urejanja dolge pozicije (prodaja energije). V količinah so upoštevane vse vrste regulacije: RVF (rezerva za vzdrževanje frekvence), aRPF (avtomatska rezerva za povrnitev frekvence, pred spremembo terminologije imenovana »sekundarna regulacija«), rRPF (ročna rezerva za povrnitev frekvence, prej »terciarne regulacije«), RR (rezerve za nadomestitev, ki vključujejo tudi izravnalni trg), FSkar (odstopanja na mejah) ter energije iz IGCC mehanizma oziroma druga izravnava v skladu z 91. členom veljavnih Pravil za delovanje trga z električno energijo.

SLIKA 29: POVPREČNE MESEČNE VREDNOSTI STROŠKOV REGULACIJE (S+ IN S-) V LETU 2023



VIR: BORZEN

Povprečne cene izravnave v letu 2023 so bile občno nižje kot v letu 2022. V letu 2023 je bil relativni razmik med povprečnima cenama za pozitivno in

negativno izravnavo na približno enaki ravni kot v letu 2022, v absolutnih številkah pa je bil v povprečju skoraj 240 % nižji.



TABELA 18: GIBANJE SKUPNIH Odstopanj Bilančnih skupin in na mejah slovenskega regulacijskega območja v obdobju 2019–2023

	2019	2020	2021	2022	2023
Skupna pozitivna odstopanja bilančnih skupin [MWh]	278.713	245.421	245.997	304.004	395.440
Skupna pozitivna odstopanja regulacijskega območja [MWh]	305.042	300.190	324.665	374.111	496.849
Skupna negativna odstopanja bilančnih skupin [MWh]	152.982	177.414	236.796	210.779	278.317
Skupna negativna odstopanja regulacijskega območja [MWh]	225.191	262.243	341.339	335.860	413.335

VIRA: BORZEN, ELES

Tudi v letu 2023 je bil opazen razkorak v količinah, ki se evidentirajo na ravni regulacijskega območja in bilančnih skupin, saj oboji bolj odstopajo v pozitivni kot v negativni smeri. Glavni razlog za to je v optimizaciji tveganj, ki jih izvajajo bilančne sku-

pine. Visok delež pozitivnih odstopanj lahko delno pripišemo tudi večjemu deležu nepredvidljive proizvodnje iz obnovljivih virov in višjim cenam na dolgoročnih pogodbah v primerjavi z dnevnim trgovanjem.

Kakovost oskrbe

Na sistemski ravni se z reguliranjem s kakovostjo oskrbe skuša z optimalnimi stroški izboljševati ali ohranjati že doseženo raven. Pri obravnavi kakovosti oskrbe z električno energijo se izvajajo različne

dejavnosti, kot so spremljanje, poročanje in analiza podatkov pri naslednjih opazovanih dimenzijah: neprekinjenost napajanja, komercialna kakovost in kakovost napetosti.

Neprekinjenost napajanja

Podatki o neprekinjenosti napajanja se zbirajo, poročajo in analizirajo na podlagi enotne metodologije. S tem sta zagotovljeni medsebojna primerljivost podatkov o kakovosti oskrbe med posameznimi distribucijskimi podjetji in mednarodna primerljivost doseženih vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja z drugimi državami EU.

Prekinitve, ki so posledica krivde elektrooperaterjev ali distribucijskih podjetij, razvrščamo med lastne vzroke, v primerih krivde tretje osebe pa prekinitve uvrstimo med tuje vzroke. Pri nepričakovanih oziroma nepredvidenih dogodkih, ki niso posledica krivde elektrooperaterja ali distribucijskih podjetij oziroma tretjih oseb, se prekinitve po vzroku lahko uvrstijo med višjo silo.

Agencija je iz podatkov o parametrih SAIDI in SAIFI, ki so izračunani na ravni posameznega distribucijskega podjetja, izračunala agregirane vrednosti teh parametrov glede na število vseh odjemalcev v Sloveniji. Spremljanje parametrov SAIDI in SAIFI v opazovanem obdobju kaže na postopno izboljševanje ravni kakovosti oskrbe, razen ob pojavu vremenskih vplivov večjih razsežnosti, kot so bile na primer v letu 2023 avgustovske poplave ter deloma pojav močnega vetra v začetku leta. Dobava električne energije je bila v letu 2023 v povprečju vsakemu odjemalcu prekinjena 3,54-krat v trajanju 335,3 minute na prekinitev, kar je primerljivo celo z letom 2014, ko je bila neprekinjenost oskrbe z električno energijo motena zaradi obsežnega pojavljanja žleda v začetku leta. Po temeljiti analizi podatkov o neprekinjenosti se je agencija zato odločila da leto 2023 izvzame iz reguliranja z neprekinjenostjo napajanja.

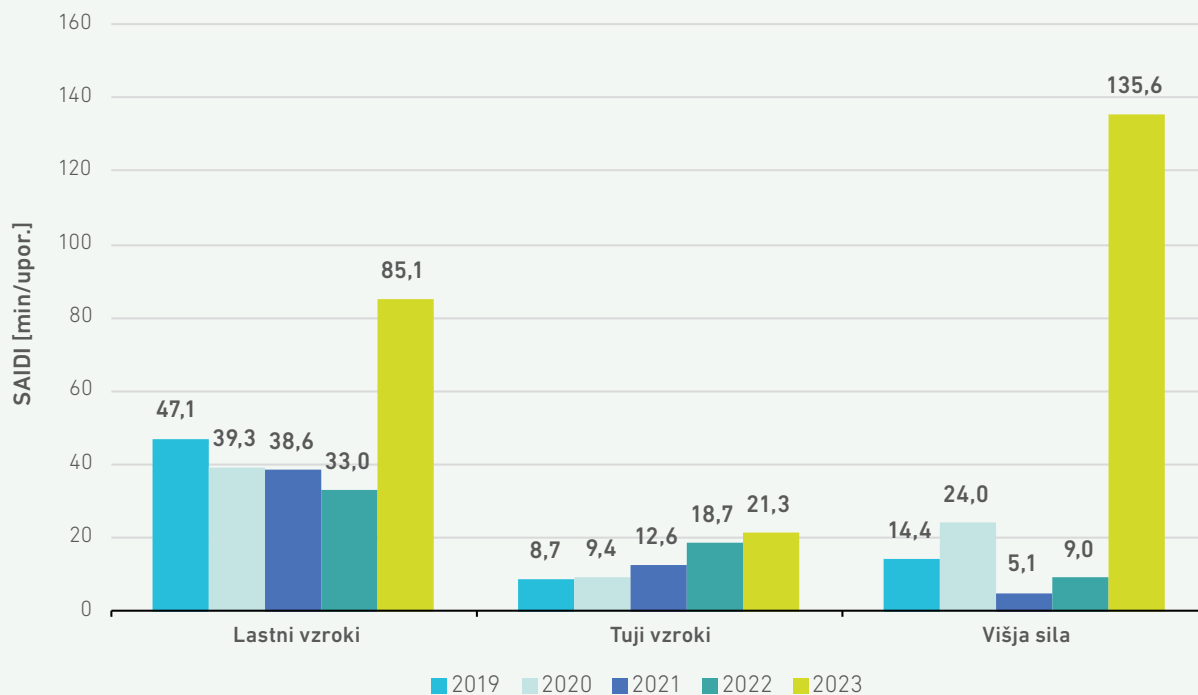
Agencija spremlja tudi parameter kratkotrajnih prekinitvev MAIFI, ki se izračunava podobno kot parameter SAIFI, temelji pa na številu kratkotrajnih prekinitvev, ki so krajše od treh minut in se ne ločujejo po vzrokih. Vrednost parametra MAIFI v zadnjih letih izkazuje določeno volatilitnost, v letu 2023 pa izrazito poslabšanje, kar je povezano z izrednimi dogodki ob poplavah.

335 minut je trajala povprečna prekinitev dobave električne energije, kar je povezano predvsem z izrednimi dogodki, ki so prizadeli Slovenijo v letu 2023

Na slikah 30 in 31 so prikazane vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2019–2023 za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ki so ločene po vzrokih prekinitvev na lastne vzroke in tuje vzroke

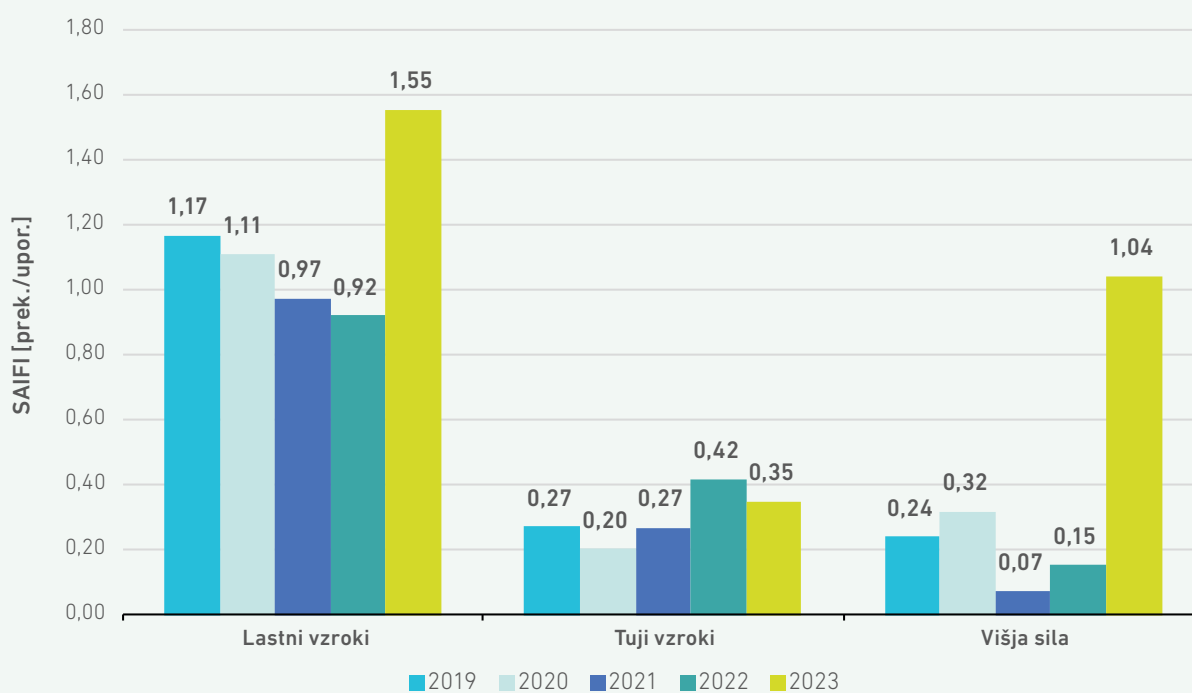
ter višjo silo, slika 32 pa prikazuje parameter MAIFI za isto opazovano obdobje. Vsi parametri so izračunani na državni ravni.

SLIKA 30: PARAMETER SAIDI ZA NENAČRTOVANE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

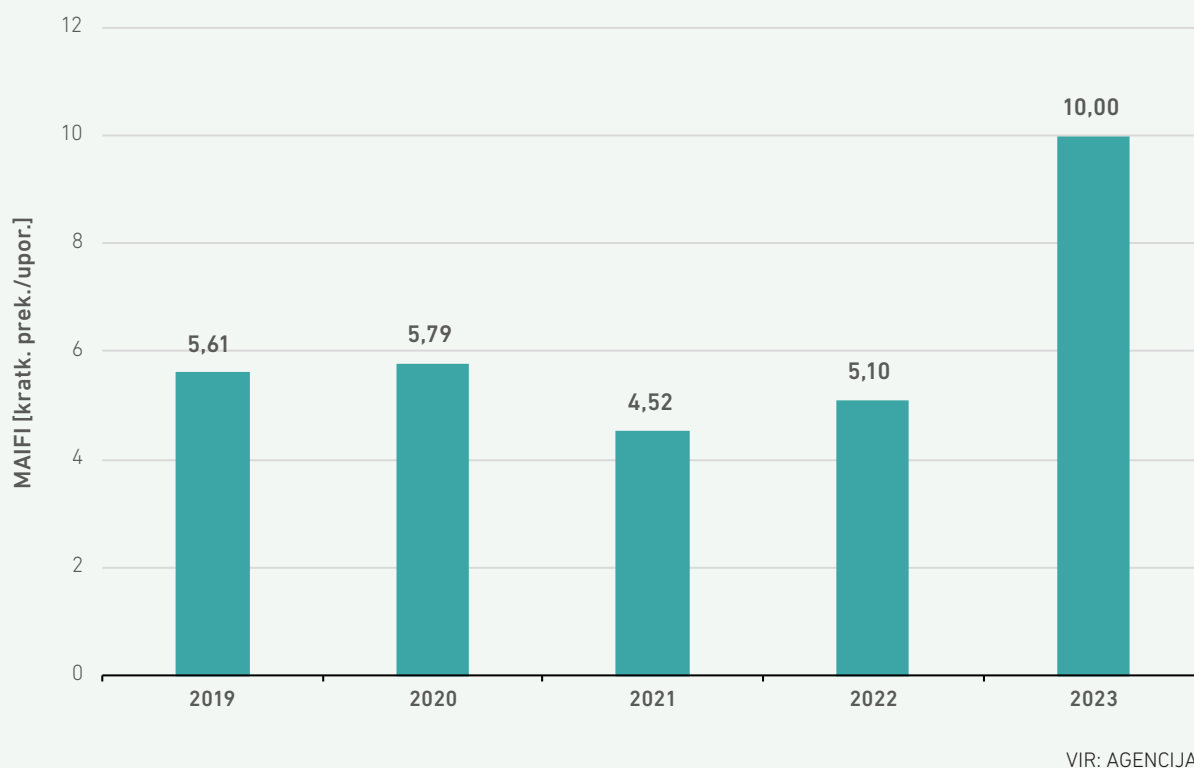
SLIKA 31: PARAMETER SAIFI ZA NENAČRTOVANE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA



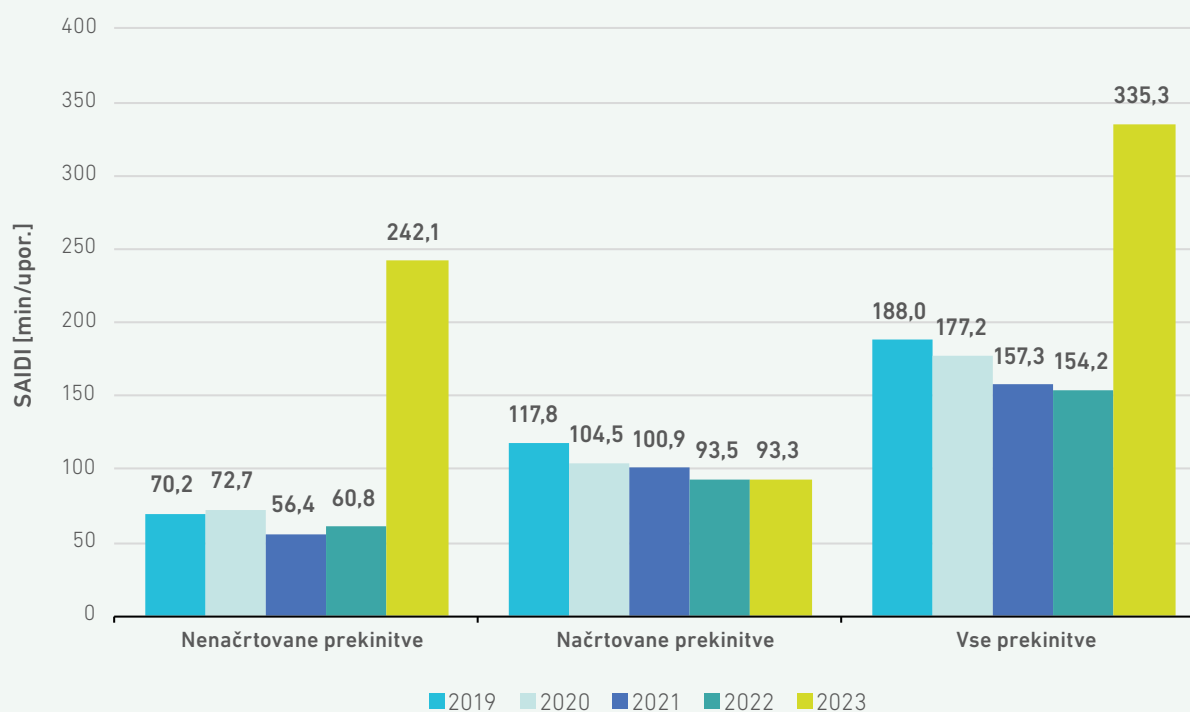
SLIKA 32: PARAMETER MAIFI V OBDOBJU 2019–2023



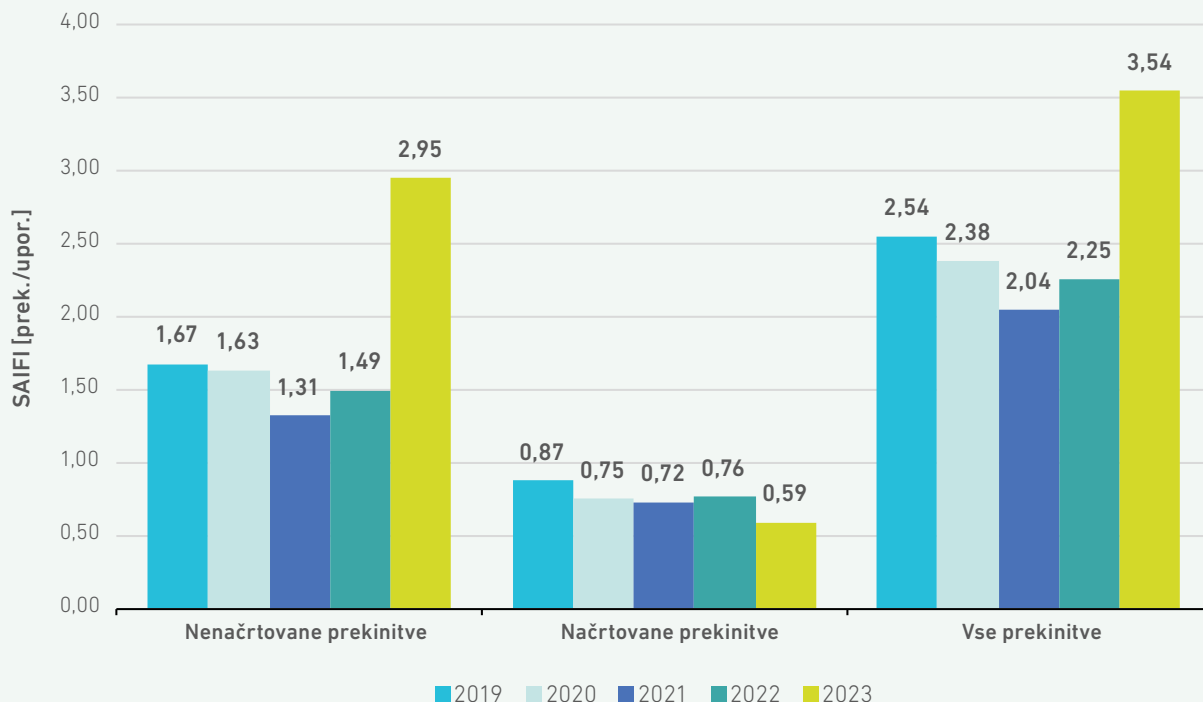
Na slikah 33 in 34 so prikazane skupne vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2019–2023

za nenačrtovane, načrtovane in vse prekinitev v Sloveniji.

SLIKA 33: PARAMETER SAIDI ZA VSE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2019–2023



SLIKA 34: PARAMETER SAIFI ZA VSE DOLGOTRAJNE PREKINITVE, LOČENE PO VZROKIH V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

Agencija je v letu 2023 nadaljevala s spremljanjem podatkov o neprekinjenosti napajanja tudi na ZDS. V letu 2023 ZDS niso obravnavali pritožb uporabnikov s področja neprekinjenosti napajanja, so pa zabeležili prekinitve dobave električne energije, kot je razvidno iz tabele 19. Za ZDS je značilno relativno majhno zabeleženo število prekinitvev, kar je posledica metodologije izvajanja monitoringa ne-

prekinjenosti napajanja z električno energijo, po kateri se beležijo prekinitve na ravni srednjena-petostnega izvoda. V letu 2023 je tako le v enem od ZDS zabeleženo večje število prekinitvev, ko so bili ob prekinitvi visokonapetostnega priključnega daljnovo-da, ki napaja celoten ZDS, hkrati prekinjeni vsi srednjena-petostni izvodi.

TABELA 19: PREGLED ŠTEVILA PREKINITEV V ZDS, LOČENIH PO VZROKIH V LETU 2023

Število prekinitvev dobave električne energije v letu 2023	ZDS Petrol Ravne	ZDS Petrol Štore	ZDS Jesenice	ZDS Sij Acroni	ZDS Talum	ZDS Salonit
Nenačrtovane prekinitve	46	0	0	4	2	0
• lastni vzroki	0	0	0	4	2	0
• tuji vzroki ⁴	6	0	0	0	0	0
• -višja sila	0	0	0	0	0	0
Načrtovane prekinitve	4	1	0	1	0	8
Kratkotrajne prekinitve	0	0	0	2	0	0

VIRI: ZDS



Komercialna kakovost

Zahtevana raven komercialne kakovosti je določena s sistemskimi in zajamčenimi standardi komercialne kakovosti. Kršitev zajamčenih standardov komercialne kakovosti, ki jih določi agencija, lahko ima za izvajalca posamezne storitve finančne posledice v obliki plačila nadomestila uporabniku, pri katerem je bila ugotovljena kršitev. Na podlagi vrednosti sistemskih standardov lahko uporabnik sklepa o pričakovani kakovosti, saj odražajo povprečno raven kakovosti storitev oziroma delež vseh uporabnikov sistema, ki jim je zagotovljena zahtevana raven kakovosti storitve.

V letu 2023 je bilo izplačano eno nadomestilo uporabniku zaradi kršitev zajamčenega standarda časa potrebnega za odpravo neskladja odklonov napajalne napetosti. Glede na triletni trend vrednosti parametrov komercialne kakovosti ugotavljamo, da se raven komercialne kakovosti na splošno ohranja, razen na področju priključevanja na sis-

Raven komercialne kakovosti storitev na področju priključevanja se slabša, predvsem zaradi zamud pri izdaji soglasij za priključitev naprav za samooskrbo

tem. Čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev, se je na vseh območjih distribucijskega sistema podaljšal preko zahtevanega minimalnega standarda, kar je povezano predvsem s težavami pri priključevanju naprav za samooskrbo.

V tabeli 20 so prikazani razponi (minimalne in maksimalne vrednosti) parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2021–2023.

TABELA 20: RAZPON VREDNOSTI PARAMETROV KOMERCIALNE KAKOVOSTI V OBDOBJU 2021–2023

Parameter komercialne kakovosti	2021		2022		2023	
	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.
Priključevanje na sistem						
Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev (dnevi)	10,4	47,9	18,2	36,7	21,2	68,1
Povprečni čas, potreben za izdajo ocene stroškov oziroma predračuna za enostavna dela (dnevi)	2,8	7,9	2,8	7,7	2,4	7,2
Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-sistem (dnevi)	2,0	14,2	4,3	22,6	4,3	12,5
Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na sistem (dnevi)	1,6	5,9	1,7	7,3	2,5	19,3
Skrb za odjemalce						
Povprečni čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov (dnevi)	1,3	3,3	1,7	3,8	2,2	5,2
Povprečni čas zadržanja klica v klicnem centru (sekunde)	13,0	93,7	5,0	87,9	5,0	107,8
Kazalnik ravni strežbe klicnega centra (%)	88,0	94,0	83,0	94,5	86,8	90,8
Tehnične storitve						
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06.00 – 22.00)	0,8	2,2	1,1	2,2	0,8	2,0
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (22.00 – 06.00)	1,2	6,1	1,0	2,0	1,4	2,1
Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti (dnevi)	14,4	31,9	14,1	25,1	11,9	27,6
Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti (meseci)	0,3	41,8	0,8 ⁷	29,3	0,2	32,5
Merjenje in zaračunavanje						
Povprečni čas, potreben za odpravo okvare števca (dnevi)	3,3	9,6	1,4	5,6	1,1	20,5
Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila (ure)	0,1	9,2	0,1	6,3	0,1	0,3

VIR: AGENCIJA

V zvezi s komercialno kakovostjo se na podlagi poenotenega postopka zbirajo tudi podatki o pritožbah uporabnikov. Že drugo leto zapored je opazno znatno povečanje skupnega števila pritožb, povezanih predvsem z zamudami pri izdaji soglasja za priključitev, ki so v večini povezane s priključevanjem naprav za samooskrbo ter s prekoračitvijo maksimalnega časa do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti, oboje je bilo že v preteklosti najpogostejši razlog za pritožbe.

Ponovno znatno povečanje skupnega števila pritožb zaradi zamud pri izdaji soglasja za priključitev

7 Popravek za leto 2022



Ob naraščanju števila skupnega števila pritožb pa se je glede na leto 2022 v letu 2023 zmanjšal delež upravičenih pritožb s področja zamud pri

izdaji soglasja za priključitev. Podatki o pritožbah glede komercialne kakovosti za obdobje 2021–2023 so zbrani v tabeli 21.

TABELA 21: ŠTEVILO IN DELEŽI UPRAVIČENIH PRITOŽB S PODROČJA KOMERCIALNE KAKOVOSTI V OBDOBJU 2021–2023

Vzrok za pritožbo	Število vseh pritožb			Število upravičenih pritožb			Delež upravičenih pritožb		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023	2021	2022	2023
Aktivacije priključkov									
Prekoračitev časa za aktiviranje priključka na sistem	1	1	6	0	1	5	0 %	100 %	83,3 %
Napačni odklop zaradi napake vzdrževalnega osebja	4	0	1	4	0	1	100 %	-	100 %
Kakovost oskrbe									
Prekoračitev maksimalnega časa trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	15	22	25	3	11	21	20 %	50 %	84 %
Prekoračitev roka za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	0	4	3	0	3	3	-	75 %	100 %
Prekoračitev maksimalnega dovoljenega trajanja in števila nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (velja samo za končne uporabnike na SN-sistemu)	0	0	0	0	0	0	-	-	-
Merjenje									
Zamuda pri odpravi okvare števca	1	86	16	1	3	0	100 %	3,5 %	0 %
Obračunavanje in izdajanje računov ter izterjave									
Zamuda pri odgovorih na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	2	25	19	2	8	7	100 %	32 %	36,8 %
Priključevanje na sistem									
Zamuda pri izdaji soglasja za priključitev	14	50	531	8	40	83	57 %	80 %	15,6 %
Storitve uporabnikom									
Nepravočasna obveščenos uporabnikov o načrtovani prekinitvi	7	5	5	6	0	0	86 %	0 %	0 %
SKUPAJ	44	193	606	24	66	120	55 %	32,7 %	19,8 %

VIR: AGENCIJA

ZDS so tudi v letu 2023 spremljali kakovost oskrbe na področju komercialne kakovosti. Zaradi večje togosti sistemov in relativno majhnega števila

uporabnikov ZDS v tem letu niso prejeli nobene pritožbe uporabnikov s področja komercialne kakovosti.

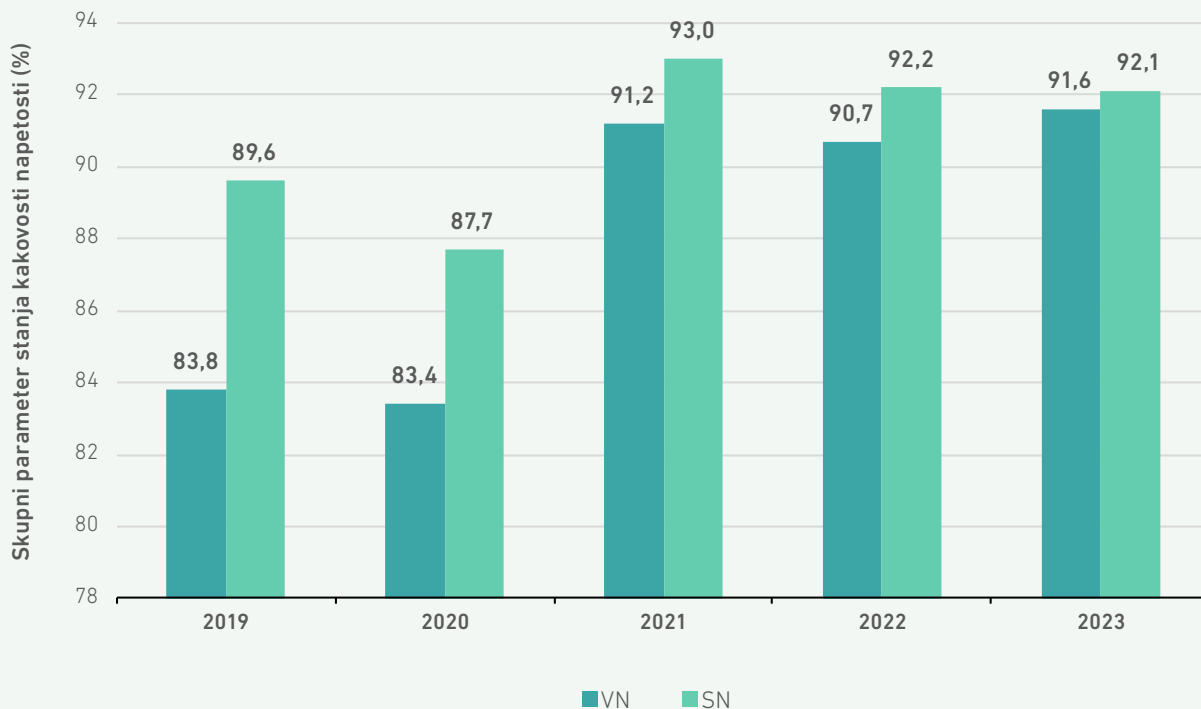
Kakovost napetosti

Elektrooperaterja in distribucijska podjetja morajo izvajati stalni monitoring na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom ter na prevzemno-predajnih mestih večjih uporabnikov, občasni monitoring pa se izvaja po vnaprej določenem načrtu. Pri obravnavi pritožbe uporabnika se izvede monitoring kakovosti napetosti, ki traja najmanj en teden. Monitoring kakovosti napetosti se izvaja tudi pred priključitvijo novega uporabnika v postopku izdaje soglasja za priključitev.

Na podlagi stalnega monitoringa kakovosti napetosti se izračuna skupni parameter stanja kakovosti napetosti, ki odraža delež tednov v koledarskem letu, v katerem so parametri kakovosti napetosti v skladu z zahtevami tehničnega standarda.

Zmanjšanje skupnega števila pritožb in rast deleža upravičenih pritožb o kakovosti napetosti

SLIKA 35: SKUPNI PARAMETER STANJA KAKOVOSTI NAPETOSTI ZA POSAMEZEN NAPETOSTNI NIVO V DISTRIBUCIJSKEM SISTEMU V OBDOBJU 2019–2023



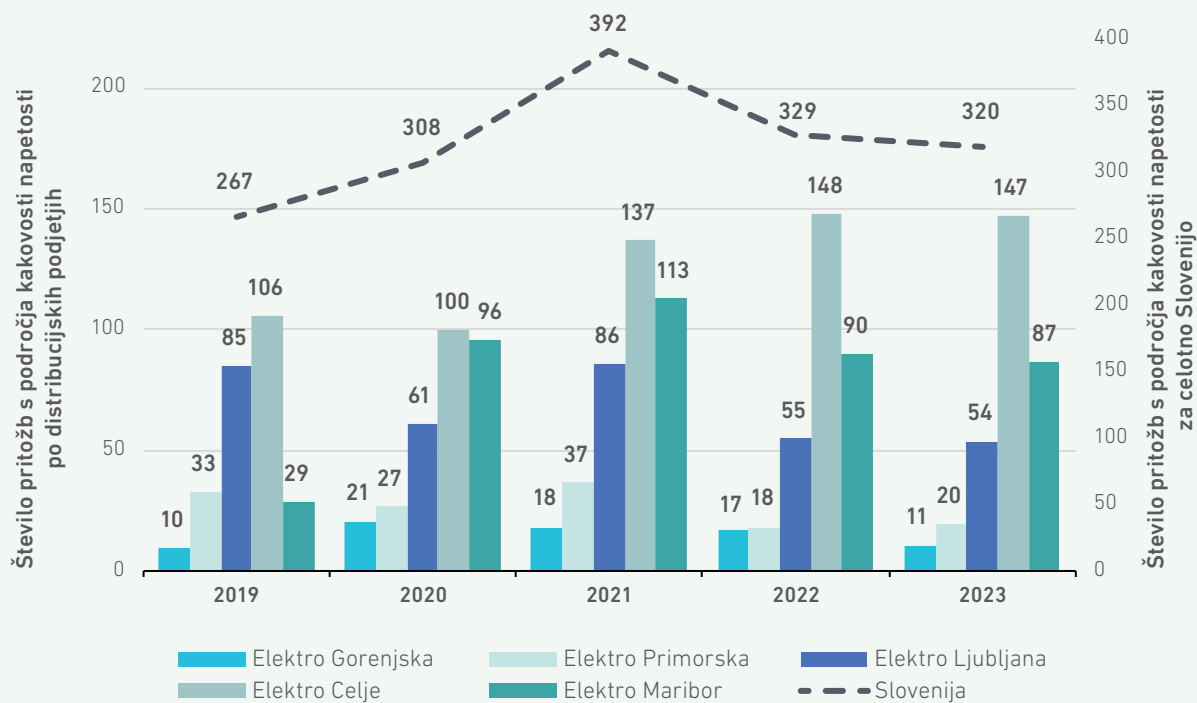
VIR: AGENCIJA

Na sliki 36 je posebej prikazano gibanje števila pritožb s področja kakovosti napetosti po posameznih distribucijskih podjetjih in za celotno Slovenijo, ki se je v letu 2023 že drugo leto zapored nekoliko

zmanjšalo in je v korelaciji s skupnim parametrom stanja kakovosti napetosti za SN omrežje na sliki 36.



SLIKA 36: ŠTEVILO PRITOŽB S PODROČJA KAKOVOSTI NAPETOSTI PO DISTRIBUCIJSKIH PODJETJIH IN V SLOVENIJI V OBDOBJU 2019–2023

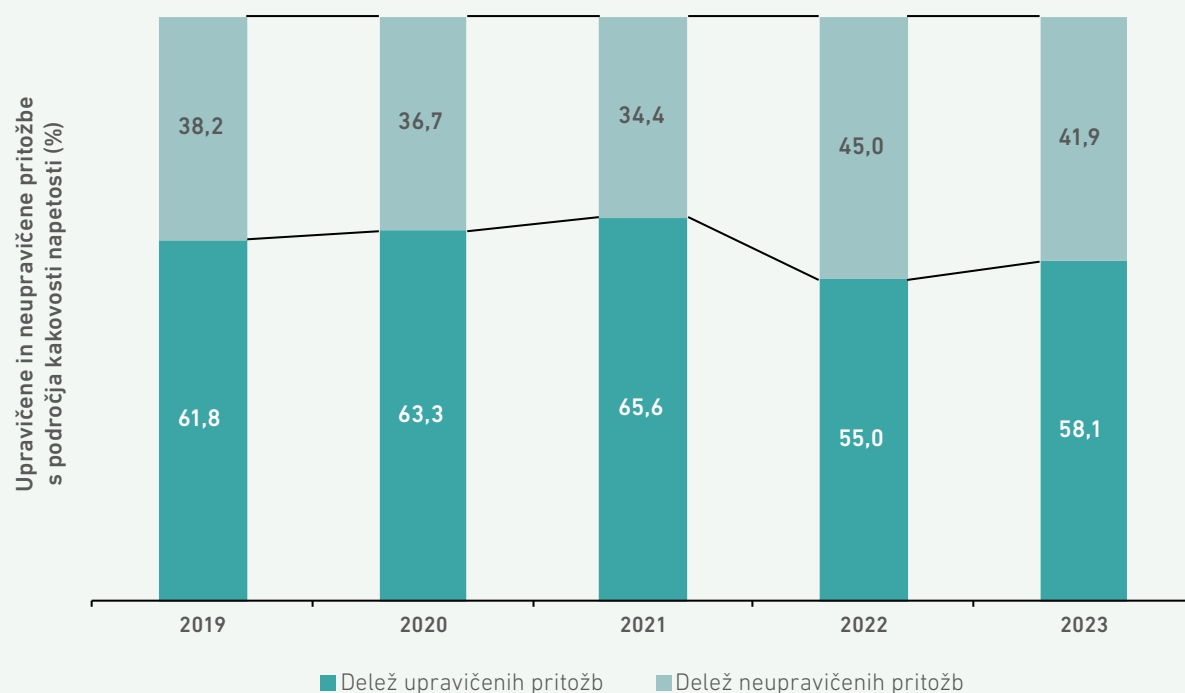


VIR: AGENCIJA

V letu 2023 se je kljub zmanjšanju skupnega števila pritožb s področja kakovosti napetosti nekoliko

povečalo število upravičenih pritožb, kar je razvidno s slike 37.

SLIKA 37: DELEŽ UPRAVIČENIH IN NEUPRAVIČENIH PRITOŽB S PODROČJA KAKOVOSTI NAPETOSTI V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

ELES je na visokonapetostnem sistemu izvajal stalni monitoring kakovosti napetosti v 195 merilnih točkah, to so meje z distribucijskimi sistemi, proizvodnimi objekti in neposrednimi odjemalci. Podobno kot v prejšnjih letih se ponavljajo kršitve standarda zaradi pojava flikerja. Neskladnost flikerja s standardom so ugotovili kar v 181 merilnih točkah, v katerih je bil dolgotrajni fliker vsaj en teden večji kot 1, povprečno pa je bilo zabeleženo

6,4 neskladnega tedna na posamezno merilno točko. Ostale kršitve neskladnosti kakovosti napetosti na prenosnem sistemu niso bile zabeležene.

Monitoring kakovosti napetosti v skladu s standardom so v letu 2023 izvajali tudi operaterji ZDS, ki niso zabeležili pritožb s področja kakovosti napetosti.

Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja

Razvoj elektroenergetskega omrežja temelji na desetletnih razvojnih načrtih prenosnega in distribucijskega sistema električne energije, ki ju morata elektrooperaterja izdelati vsako drugo leto ter zanj pridobiti soglasje agencije. Načrta morata biti razvojno usklajena in upoštevati državne strateške usmeritve na področju energetike. Pri načrtovanju elektrooperaterja uporabljata predpisano enotno metodologijo, ki upošteva dolgoročne napovedi porabe, analize pričakovanih obratovalnih stanj, stopnjo zanesljivosti napajanja uporabnikov, ekonomske analize in tudi morebitne lokacije novih proizvodnih virov.

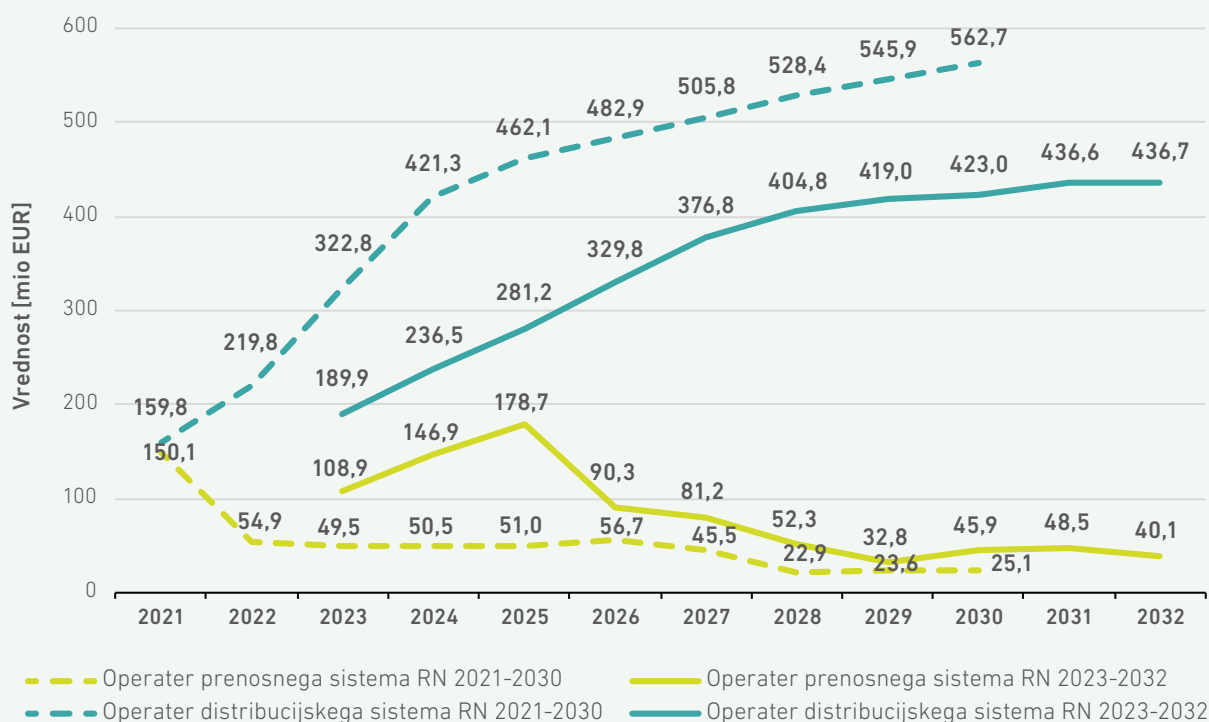
Izhodišče za načrtovanje v razvojnem načrtu operaterja prenosnega sistema je analiza razmer v prenosnem sistemu. Razvojni načrt mora vsebovati oceno možnosti za povečanje energetske učinkovitosti električne infrastrukture z uravnavanjem obremenitev ter analizo pokrivanja porabe s proizvodnimi viri in zadostnost proizvodnih virov in oceno potreb po prenosnih zmogljivostih, ki so podlaga za opredelitev časovne dinamike načrtovanih naložb in njihovo finančno ovrednotenje.

Operater distribucijskega sistema mora v razvojnem načrtu analizirati obdobje predhodnega razvojnega načrta, opraviti analizo napovedi porabe električne energije in električne moči ter pripraviti načrt naložbenih vlaganj v distribucijsko infrastrukturo za območje celotne države, ki ga mora tudi finančno ovrednotiti in pri tem prednostno upoštevati ukrepe za povečanje energetske učinkovitosti obstoječe električne infrastrukture z uravnavanjem obremenitev in prilagajanjem odjema ter nakupom sistemskih storitev.

Elektrooperaterja sta v razvojnih načrtih za obdobje od 2023 do 2032 med drugim upoštevala tudi scenarije prehoda v nizkoogljično družbo iz NEPN in s tem povezane potrebne naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo, ki jih je operater prenosnega sistema ovrednotil v višini 825,6 milijona evrov, distribucijski operater pa v višini več kot 3,5 milijarde evrov za desetletno obdobje razvojnega načrta.



SLIKA 38: OCENA NALOŽBENIH VLAGANJ IZ RAZVOJNIH NAČRTOV ELEKTROOPERATERJEV ZA OBDOBJE 2023–2032 TER PRIMERJAVA S PREDHODNIM RAZVOJNIM NAČRTOM



VIRA: ELES, SODO

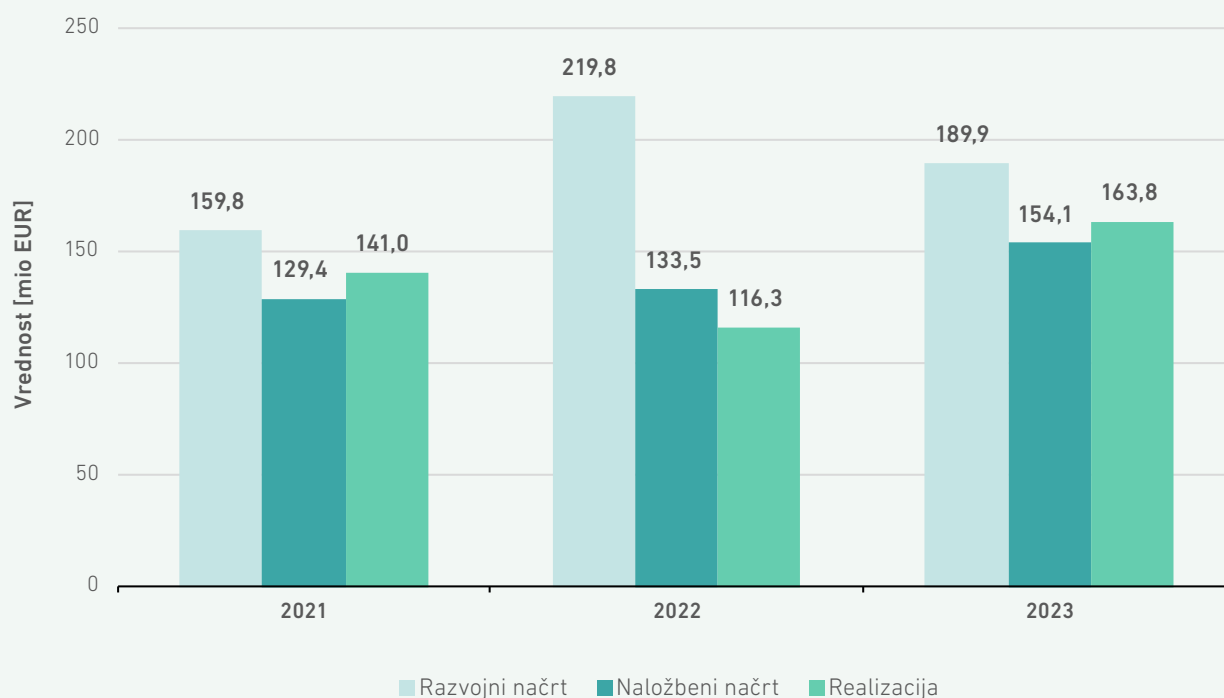
Konec leta 2022 je agencija od obeh elektrooperaterjev prejela razvojna načrta za obdobje 2023–2032 in jima v začetku leta 2023 izdala soglasje. V razvojnem načrtu operaterja distribucijskega sistema za obdobje 2023–2032 je vidno znatno znižanje vlaganj v distribucijsko infrastrukturo v primerjavi s predhodnim razvojnim načrtom, izdelanim na podlagi ciljev iz NEPN, kar operater distribucijskega sistema utemeljuje z boljšim naborom vhodnih podatkov in upoštevanjem izvajanja prožnosti kot alternativo ojačanju omrežja. V razvojnem načrtu operaterja prenosa sistema za obdobje 2023–2032 pa je v letih do 2028 vidno znatno povišanje vrednosti naložb glede na predhodni razvojni načrt kot posledica izvajanja projekta pametnih omrežij GreenSwitch, ki ga je operater prenosa sistema pripravil skupaj z operaterjema prenosnih sistemov Avstrije in Hrvaške. Primerjava razvojnega načrta distribucijskega operaterja za obdobje od leta 2023–2032 s predhodnim razvojnim načrtom (slika 38) pokaže poleg absolutnega zmanjšanja vrednosti načrtovanih naložb tudi zamikanje večjih vlaganj bolj in bolj v prihodnost.

Glede na znižanje vrednosti naložb v razvojnem načrtu za obdobje 2023–2032 se postavlja vprašanje, ali bodo operater distribucijskega sistema in lastniki distribucijskega sistema uspeli realizirati

načrtovana vlaganja v zvezi z izvajanjem nacionalnih ciljev v NEPN. V naložbenih načrtih, ki so bili predloženi za obdobje 2021–2023, so načrtovana sredstva za naložbe znatno nižja od sredstev, načrtovanih v razvojnem načrtu; če je bila realizacija naložb v letu 2021 vsaj nekoliko višja od naložbenega načrta, je realizacija naložb v letu 2022 znatno nižja tako od vrednosti v razvojnem načrtu kot tudi naložbenem načrtu, kar je vsaj delno povezano tudi z interventnim ukrepom vlade, ki je za obdobje treh mesecev ukinila plačevanje omrežnine za vse odjemalce v Sloveniji. V letu 2023 je bila realizacija naložb spet nekoliko višja od naložbenega načrta, a še zmeraj nižja od vrednosti predvidene z razvojnim načrtom.

V času priprave tega poročila je družba ELES objavila posvetovalni dokument Razvojni načrt distribucijskega sistema električne energije v RS za obdobje 2025–2034, v katerem so potrebna sredstva za desetletno obdobje ocenjena na skoraj 4,5 milijarde evrov. Skoraj milijardo evrov več potrebnih sredstev, kot je bilo za naložbe predvideno v obdobju 2023–2032, utemeljujejo s posodobitvijo NEPN (zvišanje ciljev na področju vključevanja OVE, elektrifikacija ogrevanja in prometa) ter znatnim zvišanjem cen materiala in opreme.

SLIKA 39: PRIMERJAVA VREDNOSTI V RAZVOJNIH IN NALOŽBENIH NAČRTIH ZA DISTRIBUCIJSKI SISTEM ELEKTRIČNE ENERGIJE TER REALIZACIJA



VIR: SODO

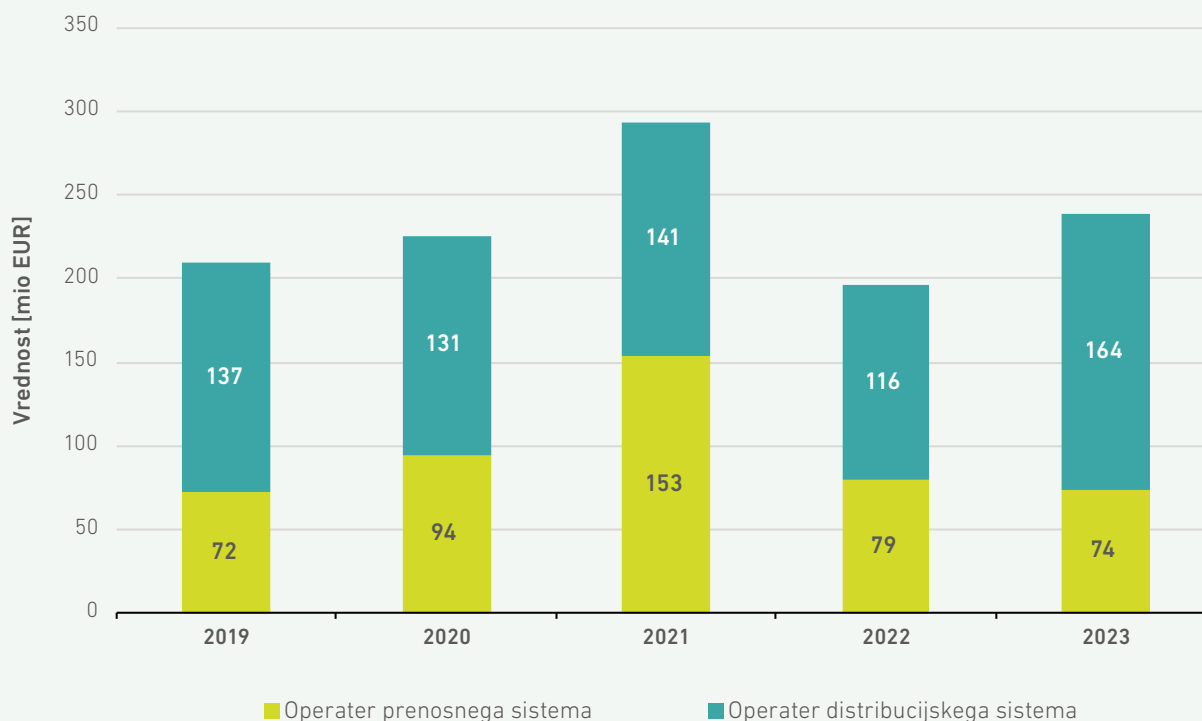
Nadzor nad izvajanjem razvojnih načrtov elektrooperaterjev

Operater prenosnega sistema je v letu 2023 za naložbe namenil 74,2 milijona evrov, kar je 49,9 % več od sredstev, predvidenih v regulativnem okviru, ki pa je bil narejen še na podlagi predhodnega razvojnega načrta. Od tega je bilo 35,2 milijona evrov namenjenih novim naložbam, 31 milijonov za rekonstrukcije in 8 milijonov evrov za druge poslovno potrebne naložbe. Največji delež, in sicer kar 80,5 %, je bil namenjen naložbam v omrežje, sledijo naložbe v ostala poslovno potrebna sredstva z 10,7 % ter naložbe v sekundarno opremo s 4,5 %,

pametna omrežja z 2,5 % in naložbe na področju obratovanja z 1,8 %. Med novogradnjami vrednostno izstopajo naložbe v daljnovidno povezavo DV 110 kV Koper–Izola v višini 13,5 milijona evrov, dokončanje 400-kV čezmejne daljnovidne povezave Cirkovce–Pince v višini 6,6 milijona evrov, ter izgradnjo obratne stavbe in zamenjavo sekundarne opreme v RTP Maribor v višini 5,5 milijona evrov. Med rekonstrukcijami pomembnejše izstopa naložba v obnovo daljnovidne povezave DV 2x110 kV Divača–Pivka v višini skoraj 14 milijonov evrov.



SLIKA 40: NALOŽBE OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA IN OPERATERJA DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA OBDOBJE 2019–2023



VIRA: ELES, SODO

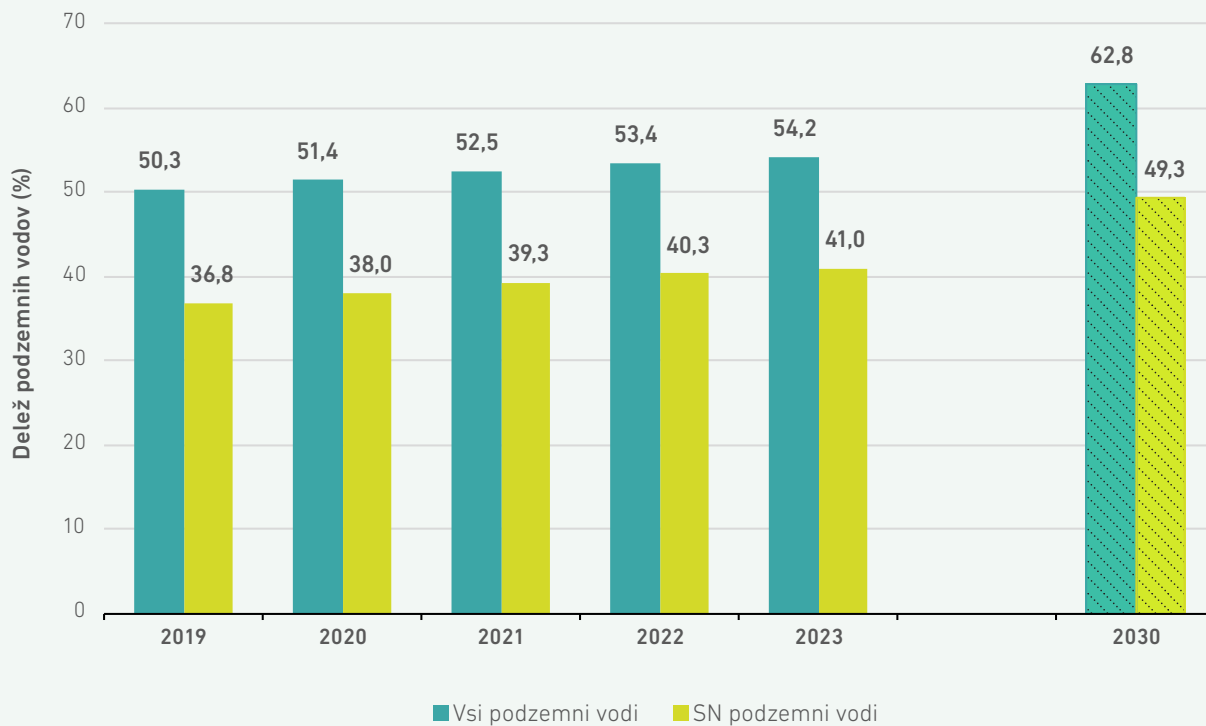
Operater distribucijskega sistema in lastniki distribucijskega sistema so v letu 2023 za naložbe namenili 163,8 milijona evrov, kar je 6,3 % več, kot je bilo načrtovano v regulativnem okviru, hkrati pa le 86,3 % sredstev, načrtovanih v razvojnem načrtu. Od tega je bilo 86 milijonov evrov namenjenih novim naložbam, 61,6 milijona evrov za rekonstrukcije in 16,2 milijona evrov za druge poslovno potrebne naložbe. Glede na napetostni nivo je bilo največ, in sicer 39 % naložb izvedenih v sredjenapetostnem omrežju, 26,5 % v nizkonapetostnem omrežju ter 11,5 % v visokonapetostnem omrežju. Preostanek predstavljajo naložbe v sekundarno

opremo s 13,1-odstotnim deležem in druge poslovno potrebne naložbe. V letu 2023 je zabeležena vrednostno najvišja realizacija naložb operaterja distribucijskega sistema v zgodovini, ki pa ne pomeni nujno tudi fizično sorazmerno večjega obsega realizacije naložb saj se tudi na tem področju izvajalci dejavnosti soočajo z veliko rastjo cen materialov in storitev za izgradnjo elektroenergetske infrastrukture.

Delež podzemnih vodov v distribucijskem sistemu se v zadnjih letih povečuje povprečno za 1,1 % na leto in je ob koncu leta 2023 znašal 54,2 % glede na vse distribucijske vode, oziroma 41 %, če opazujemo samo SN-distribucijske vode. Pri tem se je rast deleža podzemnih vodov v zadnjih dveh letih nekoliko upočasnila in je v letu 2023 znašala le še 0,8 odstotne točke za delež vseh podzemnih vodov oziroma 0,7 odstotne točke za delež SN podzemnih vodov. Ob predpostavki takšne rasti v naslednjem obdobju bi se do leta 2030 le težko približali ciljnim vrednostim deleža podzemnih SN-vodov v višini najmanj 50 %, ki jo za povečanje odpornosti elektrodistribucijskega omrežja predvideva NEPN.

Rast deleža podzemnih vodov v distribucijskem sistemu se upočasnjuje

SLIKA 41: RAST DELEŽA PODZEMNIH DISTRIBUCIJSKIH VODOV V OBDOBJU 2019–2023 IN PROJEKCIJA ZA LETO 2030



VIRI: AGENCIJA, SODO, EDP

TABELA 22: OBSEG ELEKTROENERGETSKE INFRASTRUKTURE PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA V SLOVENIJI OB KONCU LETA 2023

Prenosni sistem	
Vodi 400 kV	828 km
Vodi 220 kV	328 km
Vodi 110 kV	1.958 km
RTP VN/VN	8
RP 110 kV	1
Distribucijski sistem	
Vodi 110 kV	919 km
Vodi 35 kV, 20 kV, 10 kV	18.656 km
Vodi 0,4 kV	45.902 km
RTP 110 kV/SN	96
RTP SN/SN	7
RP SN	78
TP SN/NN	18.649

VIRI: ELES, SODO, EDP

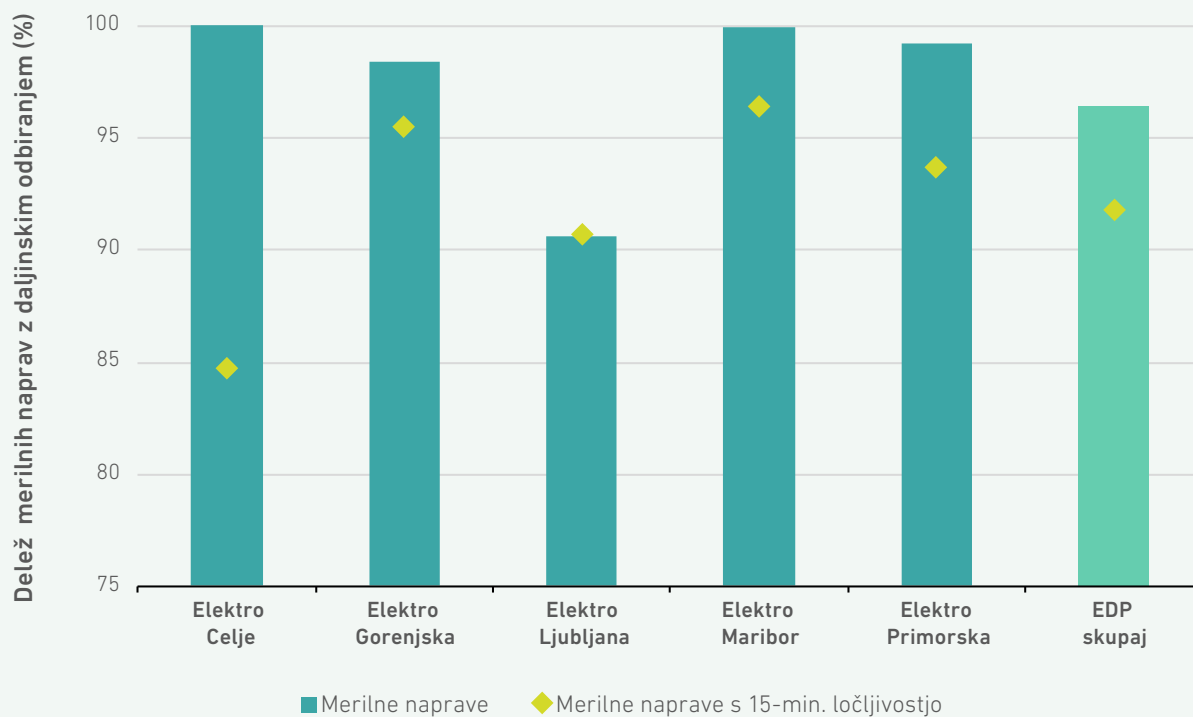


Razvoj sistema naprednega merjenja v Sloveniji

Slovenija se uvršča med vodilne evropske države pri nameščanju naprednih merilnih naprav. Konec leta 2023 je bilo že 94,5 % uporabnikov na distribucijskem sistemu opremljenih z naprednimi merilnimi napravami, 93 % pa jih je bilo dejansko povezanih v daljinski zajem merilnih podatkov. Od tega jih približno 91,8 % omogoča zajem podrobnih merilnih podatkov s 15-minutno ločljivostjo oz. je že skladnih s prenovljeno metodologijo obračunavanja omrežnine. Odstotek pametnih števec, ki še ne omogočajo 15-minutnih meritev, je po elektrodistribucijskih podjetjih med 1-15 % (slika 42).

94,5 % uporabnikov na distribucijskem sistemu je opremljenih z naprednimi merilnimi napravami

SLIKA 42: DELEŽ MERILNIH NAPRAV Z DALJINSKIM ODBIRANJEM IN 15-MINUTNO LOČLJIVOSTJO (VKLJUČNO Z AMR)



VIRI: EDP

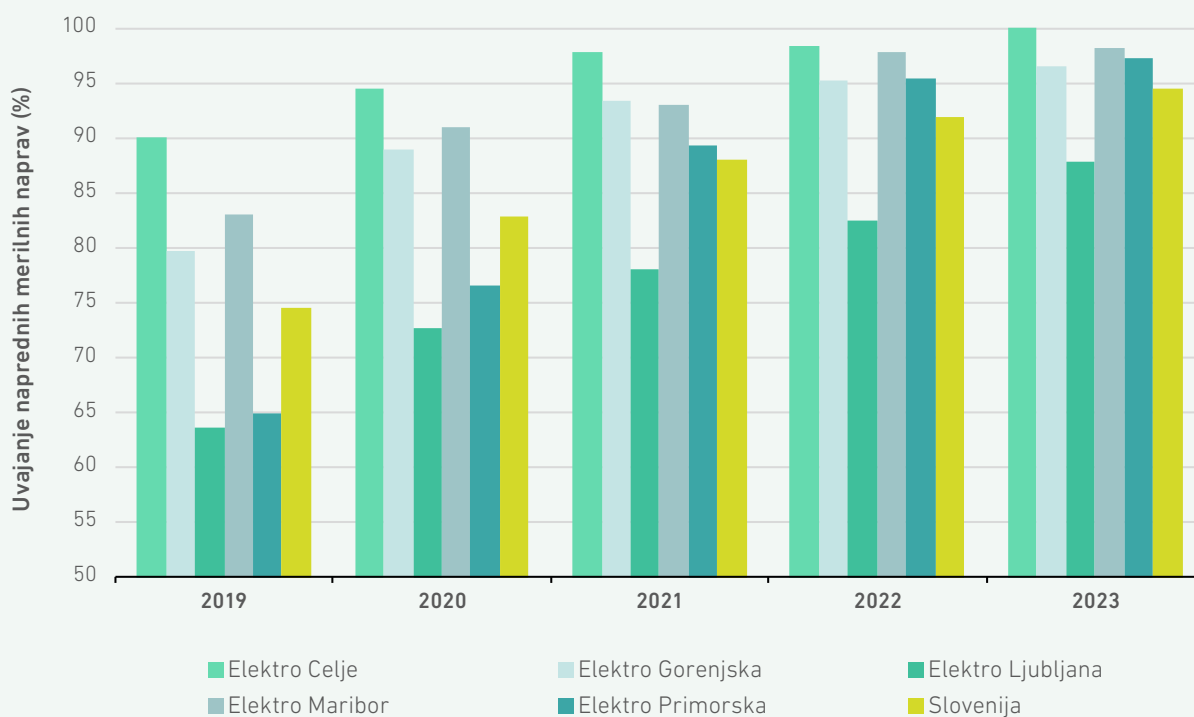
Približno polovica merilnih naprav s 15-minutno ločljivostjo odbiranja (50,9 %) je opremljenih z namenskim lokalnim vmesnikom I1, ki omogoča obdelavo podrobnih merilnih podatkov v približno realnem času. Ta funkcionalnost je pomembna za napredne končne uporabnike udeležene v sistemskih in drugih naprednih energetskih storitvah. V zadnjem četrtletju leta 2023 je upravljavec NMS proaktivno izvajal več dejavnosti za izboljšanje kakovosti merilnih podatkov bodisi z odpravljanjem

oz. omejevanjem virov motenj pri končnih odjemalcih, ki vplivajo na komunikacijske poti oz. prenos merilnih podatkov do centrov merjenja. Za zagotovitev enotnega pristopa pri zagotavljanju kakovosti merilnih podatkov na najvišjih slojih arhitekture NMS, tj. na ravni nacionalnega podatkovnega vozlišča (Moj Elektro, CEEPS idr.), je upravljavec NMS zasnoval kot dodaten vmesni sloj namenskega sistema za centralizirano upravljanje, validacijo in nadomeščanje podrobnih merilnih podatkov (POMP).

Vpeljani metodološki in tehnološki koncepti POMP omogočajo, da lahko Informatika d.o.o. kot osrednji ponudnik IT storitev za EDP izvaja vse potrebne podporne obdelave podatkov za obračun omrežnine. Vpeljani koncepti zagotavljajo tudi visoko stopnjo digitalizacije poslovnih procesov, napredne integracijske mehanizme, omogočajo pa tudi vpeljavo poslovnih modelov prožnosti. Prav tako POMP omogoča, z uvedbo naprednih podatkovnih in pretočnih rešitev, skalabilno obdelavo in shranjevanje masovnih podatkov, ki se lahko na neposreden in koristen način uporabijo tudi v številnih scenarijih na osnovi napredne podatkovne analitike in strojnega učenja.

91,8 % pametnih števec je skladnih s prenovljeno metodologijo obračunavanja omrežnine

SLIKA 43: TREND UVAJANJA NAPREDNIH MERILNIH NAPRAV V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: EDP

Agencija je izvedla obsežne aktivnosti za preverjanje skladnosti naprednega merilnega sistema in nove metodologije obračunavanja omrežnine z Direktivo (EU) 2019/944 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o skupnih pravilih notranjega trga električne energije in spremembi Direktive 2012/27/EU (v nadaljevanju Direktiva (EU) 2019/944) in Direktivo 2014/32/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 26. februarja 2014 o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo merilnih instrumentov na trgu (v nadaljevanju MID). V okviru teh aktivnosti je agencija osredotočila največ naporov na analizo in implikacije zahtev razdelka 10.1, ki nastav-

Vgrajeni pametni števeci izpolnjujejo zahteve MID tudi v kontekstu zahtev nove metodologije obračunavanja omrežnine

lja minimalne zahteve za merilno opremo. Izvedla je obsežne aktivnosti na nacionalni (sodelovanje z MIRS) kakor tudi na ravni EU, in sicer najprej z



izvedbo ciljanega vprašalnika prek platforme CEER pri področnih regulatorjih v državah članicah glede vsebinskih vprašanj, povezanih z razdelkom 10.1 MID, ter konkretizacijo opredelitve nekaterih nejasnih določb v MID ob upoštevanju Direktive (EU) 2019/944. Na podlagi izsledkov vprašalnika in posebej še zaradi negativne pozicije EDP je agencija z zaprosilom za mnenje EK v zvezi s potencialnimi kolizijami med več kot 20 let staro MID in Direktivo (EU) 2019/944 skušala pri EK uradno verificirati normativno skladnost obstoječe ureditve na področju meroslovja z Direktivo (EU) 2019/944, posredno pa še z reformo obračunavanja omrežnine iz leta 2022 (Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 146/22, 161/22, 50/23, 71/23, 117/23, 5/24 in 30/24). Slednja temelji na implementaciji direktiv, povezanih z zelenim prehodom in z njimi povezano

prenovljeno zasnovo modela trga (modele deljene dobave, dinamične cene itd.) ter z uveljavitvijo pravil agencije glede obračuna omrežnine. S to pobudo je neposredno prispevala k odzivnim aktivnostim pri EK, ki je dodelila WELMEC mandat za vsebinsko posodobitev MID, omejeno na tehnične zahteve s ciljem uskladiti jih s stanjem tehnike. Agencija se je vključila tudi v javno obravnavo osnutka sprememb MID, h kateri je sicer znotraj WELMEC vsebinsko aktivno prispeval MIRS. S sodelovanjem na različnih ravneh je bilo ugotovljeno, da je revizija MID potrebna, da pa je vgrajena merilna oprema v skladu z zahtevami MID z vidika obračunavanja inovativnih storitev, saj omogoča lokalni prikaz minimalnega nabora informacij, ki so podlaga za izračun zneska pri obračunu storitev (15-minutni merilni podatki).

Razvoj na področju pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij

Razvoj na področju pametnih omrežij v Sloveniji vsebinsko opredeljuje študija Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežij⁸. Ta naveda ključne projekte, ki naj bi z uporabo v študiji identificiranih tehnologij pripomogli k doseganju postavljenih nacionalnih ciljev na optimalen način. Pri distribucijskih podjetjih je poudarek na novih pristopih načrtovanja in obratovanja, podprtimi s pametnimi omrežji, medtem ko je na prenosnem omrežju poudarek na medsektorskem povezovanju.

celoviti pripravi zavezancev za periodično poročanje na letnem nivoju v prihodnosti. Zraven posredovanja golih podatkov so zavezanci podali mnenja o morebiti zaznanih težavah pri izračunu kazalnikov oziroma pri pridobivanju relevantnih vhodnih podatkov za proces poročanja agenciji. Eden izmed primarnih ciljev vzorčenja je bil namreč pridobivanje povratne informacije glede kakovosti oziroma razpoložljivosti podatkov, ki so potrebni za izračun kazalnikov. Podane informacije so v sledečih posvetovanjih z zavezanci uporabljene kot izhodišča za diskusijo in nadaljnje optimizacije poročanja. V regulativnem obdobju 2023 je učinek KPI na upravičene stroške zavezancev sicer ničen, v regulativnem obdobju 2024–2028 pa omejen zgolj na spodbudo – brez penalizacije.

Nova shema reguliranja za pametna omrežja na podlagi KPI

Agencija je za regulativna obdobja 2023/2024–2028 vpeljala reguliranje na podlagi uspešnosti naložb v pametna omrežja na podlagi omejenega nabora kazalnikov uspešnosti (KPI). Tovrstna regulacija se implementira postopno, glede na razpoložljivost podatkov, učinkovitost izmenjave podatkov, povzročeno administrativno breme, stanje tehnike in upošteva nacionalne strategije za zeleni prehod. V letu 2023 je agencija izvedla prvo vzorčenje podatkov o učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI za leto 2022, ki je bilo namenjeno

Ob prej opisanem reguliranju uspešnosti naložb v pametna omrežja na podlagi KPI, ki se izvaja na sistemskem nivoju in ni neposredno vezano na določen projekt, je agencija ohranila tudi namenske spodbude za naložbene projekte v pametna omrežja in shemo spodbud za projekte raziskav in inovacij. Omenjeni shemi ostajata enaki kot v predhodnem regulativnem obdobju in sta bili podrobno predstavljene v Poročilu o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2020. Pri projektih pametnih omrežij so določene ustrezne omejitve, ki preprečujejo morebitne večkratne finančne spodbude za zagotavljanje istih koristi.

Na spletni strani agencija objavlja prijave projektov raziskav in inovacij ter osnovne informacije o naložbenih projektih ter tudi poročila o vseh projektih, ki jih je kvalificirala v okviru svoje metodologije reguliranja, prav tako pa izvaja nadzor vseh kvalificiranih projektov.

Naložbe v pametna omrežja

V letu 2023 agencija ni prejela prijav novih projektov za naložbe v pametna omrežja, projekt SINCR0 GRID se je zaključil, projekt NEDO je v zaključni fazi. Začel pa se je tretji velik naložbeni projekt GreenSwitch⁹, ki je uvrščen med projekte skupnega interesa (PCI) s področja pametnih omrežij in katerega izvajanje bo trajalo predvidoma do leta 2028. Skupna vrednost projekta je 146,2 milijona evrov, pri čemer 73,1 milijona evrov sofinancira EU. Projekt koordinira ELES, v njem sodeluje še šest partnerjev iz Avstrije, Hrvaške in Slovenije: KNG-Kärnten Netz GmbH, HOPS, HEP Operator distribucijskega sistema d.o.o., Elektro Celje, Elektro Gorenjska, Elektro Ljubljana. Naložbe slovenskega dela partnerstva GreenSwitch so usmerjene v naslednje segmente:

1. Povečanje obratovalne učinkovitosti in nadzora nad prenosnim omrežjem, kar vključuje: a) vgradnjo novih naprav za regulacijo pretokov moči (SSSC in PST), b) namestitev visokotemperaturnih vodnikov z nizkim povosom (HTLS), c) nadgradnjo sistema za oceno prenosnih zmogljivosti glede na atmosferske razmere in obremenitev elektroenergetskega sistema (DTR) in d) integracijo novih komponent v sistem za nadzor in pridobivanje podatkov/upravljanje energije (SCADA/EMS).
2. Medsektorsko povezovanje, kar vključuje vzpostavitev: a) visokonapetostnih priključkov za polnilne parke velikih obremenitev in b) sistema za odvzem odvečne toplote iz visokonapetostnih transformatorjev.
3. Povečanje učinkovitosti distribucijskega omrežja in zanesljivosti oskrbe ter dvig čezmejne prenosne zmogljivosti, kar vključuje: a) avtomatizacijo in nadgradnjo transformatorskih postaj, b) nadgradnjo sistema za nadzor nad omrežjem (ADMS), c) nadgradnjo komunikacijske infrastrukture, d) zankanje sredjenapetostnega omrežja ter d) nadgradnjo distribucijske čezmejne povezave za krizne razmere.

**Začetek PCI projekta GreenSwitch
v skupni vrednosti
146,2 milijona EUR**

Podatki o realizaciji naložb za 2023 niso razpoložljivi zaradi mehanizma obračuna odstopanj od regulativnega okvira, zato se vse vrednosti v nadaljevanju nanašajo na leto 2022. Slika 44 prikazuje strukturo realizacije naložb ELES po posameznih funkcijah pametnih omrežij. Skupna vrednost naložb ELES v pametna omrežja je znašala približno 16,15 milijona evrov, kar je 20,3 % celotnih realiziranih naložb podjetja. Od tega je 64,1 % posledica zaključevanja prevzema japonske opreme iz projekta NEDO, ki je v funkciji optimizacije uporabe električne energije za odjemalca.

Skupna vrednost naložb distribucije v pametna omrežja¹⁰ je znašala približno 0,24 milijona evrov, kar pomeni 0,20 % celotne vrednosti naložb distribucije in predstavlja zgolj naložbo Elektro Ljubljana v platformo za obvladovanje velepodatkov.

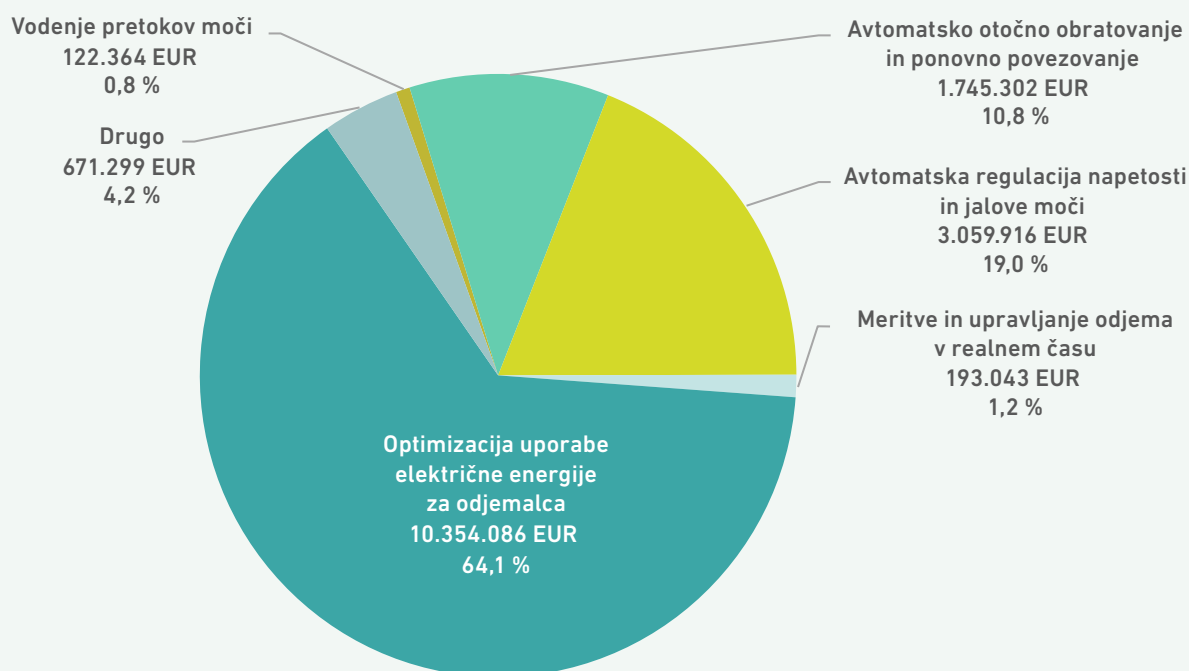
**Skupaj 16,4 milijona EUR naložb
v pametna omrežja v letu 2022
ob nepomembnem deležu naložb
distribucijskih podjetij**

⁹ <https://www.greenswitchproject.eu/>

¹⁰ V letu 2022 je samo Elektro Ljubljana izkazoval naložbe v pametna omrežja.



SLIKA 44: STRUKTURA¹¹ REALIZACIJE NALOŽB ELES V LETU 2022, RAZDELJENIH PO FUNKCIJAH PAMETNIH OMREŽIJ



VIR: AGENCIJA

Projekti sheme spodbud za naložbe v pametna omrežja se za izvajanje kvalificirajo na podlagi prijave projekta agenciji. Spodbuda se dodeli na podlagi kvalifikacije projekta in presoje o povezanih aktiviranih sredstvih, ki morajo ustrezati definiciji pametnih omrežij in pametne energetske infrastrukture iz splošnega akta, ki ureja metodologijo za določitev regulativnega okvira. Agencija dodeli spodbudo na podlagi presoje dejansko aktiviranih sredstev kvalificiranega projekta pametnih omrežij, o katerih zavezanci poročajo v postopku vsakoletnega obračuna odstopanj od regulativnega okvira. Slika 45 prikazuje primerjavo neodpisanih vrednosti aktiviranih sredstev projektov pametnih omrežij, ki jim je dodeljena spodbuda, in neodpisanih vrednosti sredstev pametnih omrežij, za katera regulirana podjetja ne prejemajo spodbud¹² oziroma za katera regulirana podjetja niso oddala vloge za kvalifikacijo projekta v shemo spodbud za naložbe v pametna omrežja. Iz prikazanih

Na ravni distribucije še vedno premalo naložb v pametna omrežja – neskladje s strategijo razvoja

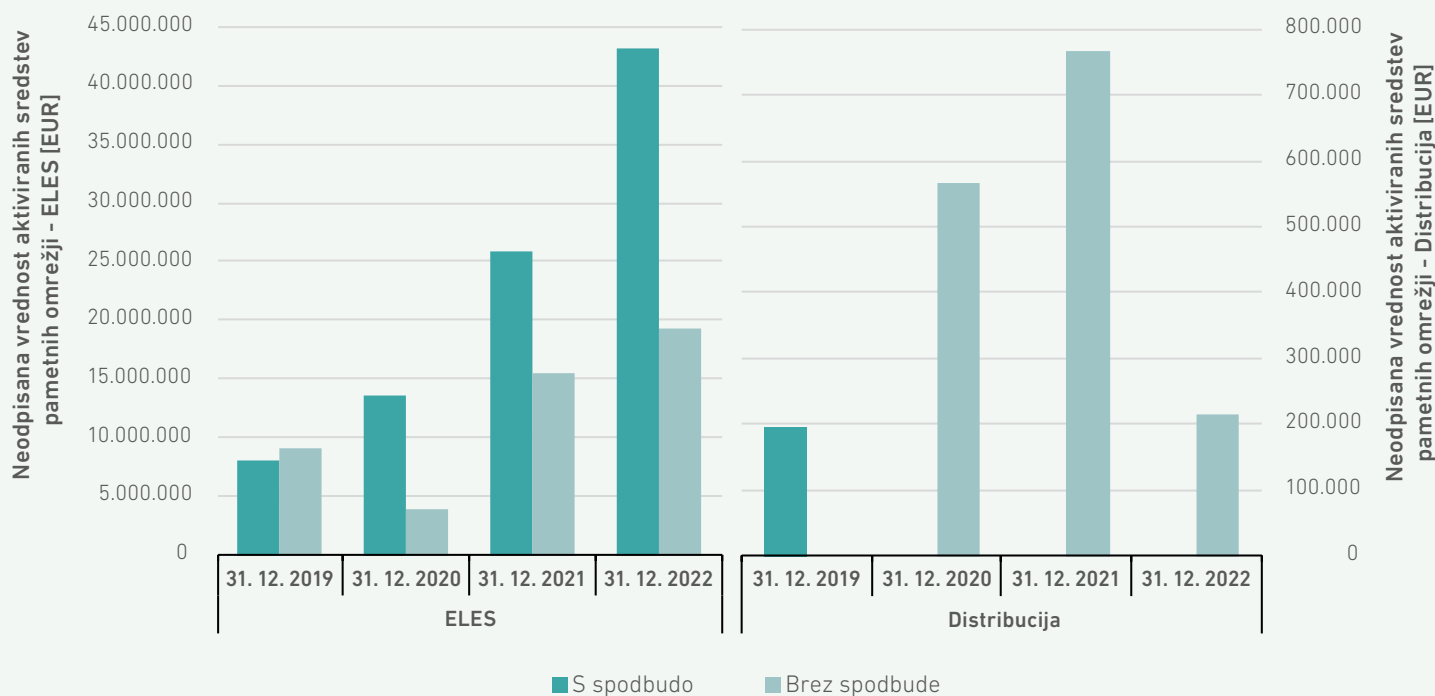
podatkov v opazovanem obdobju je mogoče razbrati povečevanje vrednosti aktiviranih sredstev pametnih omrežij pri ELES. Na ravni distribucije je SODO prejel spodbudo za naložbe v letu 2019, medtem ko Elektro Ljubljana za naložbe v letih 2020 do 2022 ni zaprosil za spodbudo. Preostala EDP niso imela naložb v pametna omrežja navkljub prenovljeni strategiji razvoja pametnih omrežij¹³.

11 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

12 Podjetja te projekte interno klasificirajo kot projekte pametnih omrežij, a ti ne izpolnjujejo formalnih kriterijev agencije.

13 Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežij, študija št.: 2444, EIMV, UL-FE, UM-FERI, Ljubljana, november 2020

SLIKA 45: PREGLED NEODPISANIH VREDNOSTI AKTIVIRANIH SREDSTEV PAMETNIH OMREŽIJ



VIR: AGENCIJA

Podatki kažejo na nadaljevanje splošne pasivnosti distribucije pri naložbah v pametna omrežja, saj naložbe ne dosegajo predvidenih vlaganj v zastavljene strategiji razvoja pametnih omrežij in posledično lahko zavirajo razvoj omrežja, potrebnega za doseganje ciljev zelenega prehoda. Hkrati agencija ne zaznava očitnega prehajanja rezultatov projektov, če so se izkazali za smotrne in koristne, iz okvira sheme raziskav in inovacij, ki so praviloma v obsegu omejeni le na določen del omrežja, v širše zastavljene naložbene projekte.

Zgoraj navedene naložbe SODO v letu 2019 so sicer povezane z izvajanjem projekta SINCRO.GRID, s katerim upravlja ELES. Podobno so štiri¹⁴ EDP v vlogi lastnikov infrastrukture vključena v izvajanje projekta NEDO v upravljanju ELES, pri čemer se pričakuje prenos dela sredstev projekta NEDO z ELES na EDP ob zaključku projekta; del sredstev, ki je trenutno v lasti ELES, je v osnovi namenjen uporabi v distribuciji. Kot je že navedeno, je povečanje naložb v pametna omrežja pri treh¹⁵ EDP načrtovano tudi v okviru projekta GreenSwitch.

14 Elektro Celje, Elektro Ljubljana, Elektro Maribor, Elektro Primorska

15 Elektro Celje, Elektro Gorenjska, Elektro Ljubljana



Projekti v okviru sheme raziskav in inovacij

Agencija je za regulativna obdobja 2023/2024–28 posodobila postopek kvalifikacije¹⁶ projektov v shemo raziskav in inovacij (shema RI). Vsebinsko na shemi RI ni bilo sprememb. Vloga je v posodobljenem postopku sestavljena iz dveh delov. Prvi del vloge oz. t. i. osnovna prijava je sedaj po obsegu bistveno krajša od predhodno uporabljene enotne vloge. Osnovna prijava je namenjena temeljnemu preverjanju skladnosti predlaganega projekta z namenom in cilji sheme RI. Če agencija na podlagi osnovne prijave ugotovi, da projekt ni skladen, prijavitelja ne povabi k oddaji razširjene prijave oziroma projekt zavrne že na tej stopnji. Sicer agencija najkasneje v 30 dneh po prejemu popolne osnovne prijave pisno povabi prijavitelja k oddaji drugega dela vloge (razširjena prijava), ki po obsegu približno ustreza predhodno uporabljeni enotni vlogi.

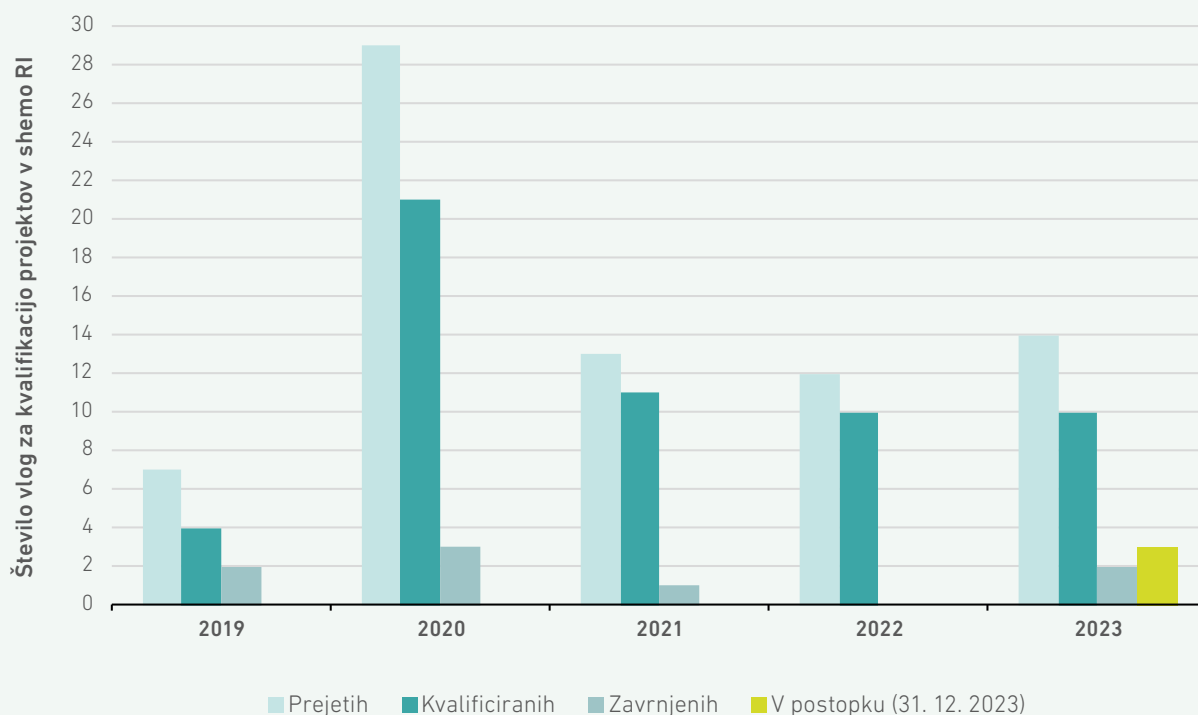
Posodobitev postopka kvalifikacije projektov v shemo RI

Agencija najkasneje v 45 dneh po prejemu popolne razširjene prijave obvesti prijavitelja o kvalifikaciji projekta ali projekt zavrne. Prvo leto izvajanja posodobljenega postopka kvalifikacije kaže, da je postopkovna posodobitev koristna – praviloma je vsebina vlog bolj fokusirana, postopek obravnave na agenciji pa je posledično lahko izveden hitreje.

V letu 2023 je agencija prejela 14 vlog za kvalifikacijo projektov v shemo RI, kvalificiranih je bilo 10 projektov¹⁷ in zaključenih tudi 10. Ob koncu leta 2023 so bili trije projekti še v postopku kvalifikacije. Slika 46 prikazuje število vlog za kvalifikacijo projektov v shemo RI po posameznih letih.

10 novih kvalificiranih projektov v shemo RI

SLIKA 46: PREGLED ŠTEVILA VLOG ZA KVALIFIKACIJO PROJEKTOV V SHEMA SPODBUJANJA RAZISKAV IN INOVACIJ



VIR: AGENCIJA

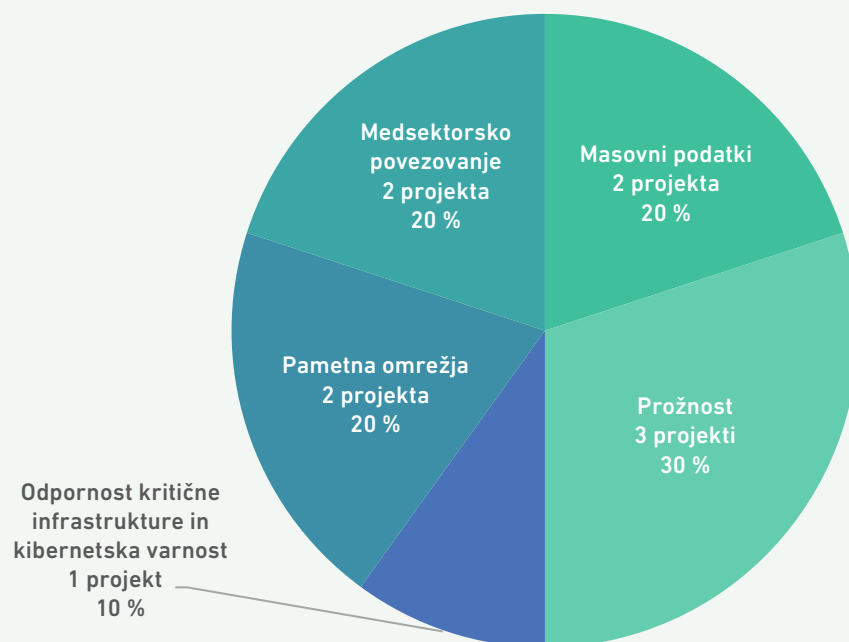
16
17

<https://www.agen-rs.si/documents/10926/102421/Diagram-poteka---raziskave-in-inovacije-V2.pdf/f225c148-327d-4bb4-989a-cb84102e979c>
Nekatere vloge so bile oddane leta 2021.

Slika 47 prikazuje pregled osrednjih tematik v letu 2023 kvalificiranih projektov. Struktura tematik je podobna kot v predhodnem obdobju, opazno je povečanje projektov, ki naslavljajo medsektorsko

povezovanje. Delež projektov, ki naslavljajo pametna omrežja, prožnost in uporabo masovnih podatkov v korist elektroenergetskega sistema, ostaja na visoki ravni.

SLIKA 47: STRUKTURA OSREDNIH TEMATIK V LETU 2023 KVALIFICIRANIH PROJEKTOV V SHEMO SPODBUJANJA RAZISKAV IN INOVACIJ



VIR: AGENCIJA

V okviru regulativnega obdobja 2023 so elektrooperaterja in EDP pripravili nove projekte in nadaljevali izvajanje potekajočih projektov, ki se v vrednosti približno 0,96 milijona evrov krijejo iz sheme RI in v vrednosti približno 1,17 milijona evrov iz drugih virov (Obzorje Evropa, ARIS idr.). V primerjavi s predhodnim regulativnim obdobjem 2022 se v regulativnem obdobju 2023 nadaljuje dokaj uravnoteženo razmerje kritja iz sheme RI in kritja iz drugih virov, kar kaže na uveljavljenost sheme RI pri reguliranih podjetjih. Slika 48 prikazuje oceno¹⁸ stroškov projektov, kritih iz sheme RI in drugih virov po posameznih podjetjih za regulativno obdobje 2023. V primerjavi z regulativnim obdobjem 2022 je pri ELES v vlogi OPS mogoče zaznati uravnoteženje kritja stroškov iz sheme RI in drugih

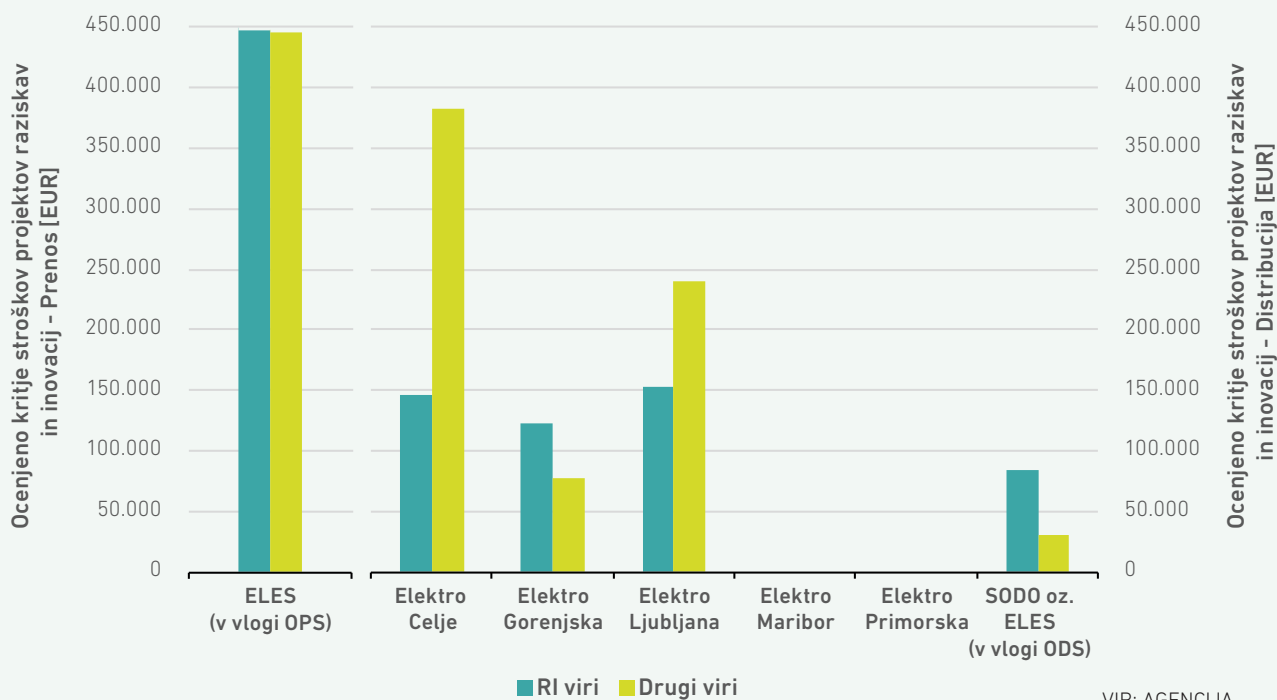
**0,96 milijona EUR iz sheme RI
za kvalificirane projekte**

virov, pri Elektro Celje in Elektro Ljubljana je mogoče zaznati povečanje kritja iz drugih virov, pri Elektro Gorenjska in SODO oz. ELES v vlogi ODS pa se nadaljuje pretežno kritje stroškov iz sheme RI. Elektro Maribor in Elektro Primorska projektnih aktivnosti v okviru sheme RI nista izvajali.

18 Če je trajanje projekta daljše od regulativnega obdobja, je vrednost stroškov projekta porazdeljena med regulativno obdobje in preostalo trajanje projekta na podlagi predpostavljene enakomerne časovne porazdelitve stroškov v času trajanja projekta.



SLIKA 48: PRIKAZ KRITJA STROŠKOV KVALIFICIRANIH PROJEKTOV IZ SCHEME SPODBUJANJA RAZISKAV IN INOVACIJ PO POSAMEZNIH PODJETJIH (OCENA ZA OBDOBJE 2023)

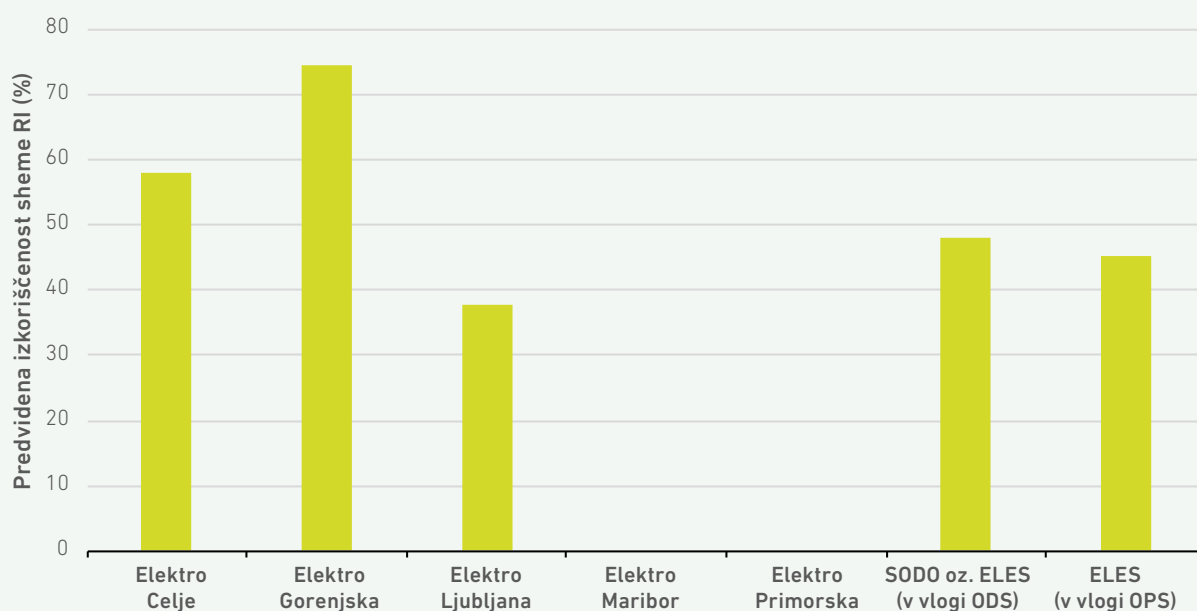


VIR: AGENCIJA

Stroški, namenjeni raziskavam in inovacijam za določeno podjetje, so navzgor omejeni z 0,5 % priznanih virov za pokrivanje upravičenih stroškov podjetja. Tako je mogoče oceniti tudi izkoriščenost¹⁹ sheme RI s kvalificiranimi projekti po

posameznih podjetjih glede na načrtovane vrednosti iz regulativnega okvira, kar prikazuje slika 49. Ocena kaže, da v regulativnem obdobju 2023 nobeno od reguliranih podjetij ne presega zamejitve stroškov.

SLIKA 49: IZKORIŠČENOST SCHEME RI PO POSAMEZNIH PODJETJIH GLEDE NA NAČRTOVANE VREDNOSTI IZ REGULATIVNEGA OKVIRA (OCENA ZA OBDOBJE 2023)



VIR: AGENCIJA

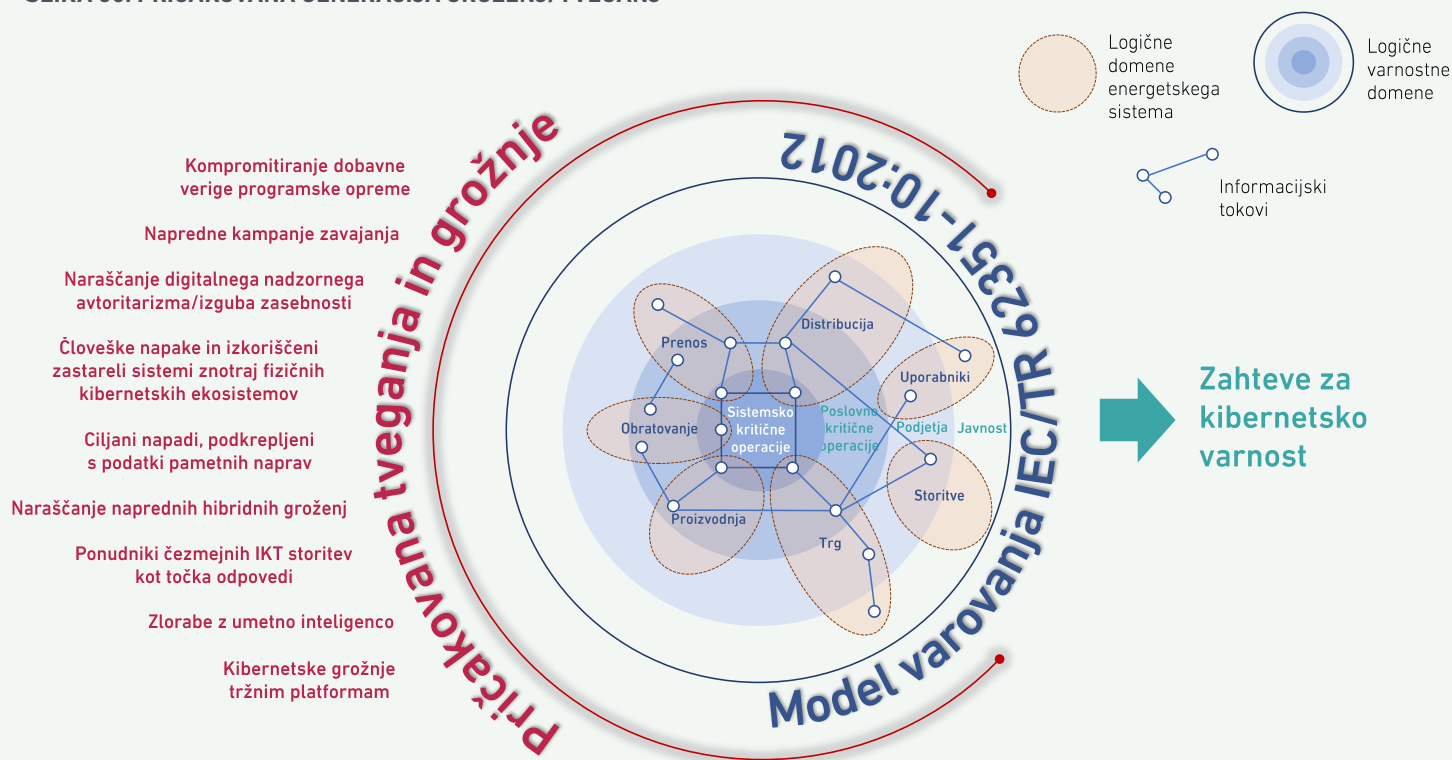
¹⁹ Oceno dejanske realizacije onemogoča mehanizem obračuna odstopanj od regulativnega okvira.

Informacijska varnost energetskega sistema

V obdobju, ko je elektroenergetski sektor v pomembnem evolucionem razvoju, ki ga zaznamujejo nenehne inovacije, se sektor sooča z brezprimernimi izzivi kot tudi izjemnimi priložnostmi. Stopnjevana elektrifikacija in digitalizacija, ključni gonili sodobnega razvoja, pogojujeta obsežne spremembe v načinu proizvodnje, distribucije in odjema električne energije. Hkrati lahko omenjene neobhodne inovacije vplivajo na razširjeno krajino tveganj in groženj, ki zahtevajo zahtevne analize, natančno preučitev in proaktivno ukrepanje. Elektrifikacija, zlasti v sektorjih prometa, ogrevanja in industrije, velja za ključno aktivnost v globalnih prizadevanjih za dekarbonizacijo. Medtem ko lahko pospešena elektrifikacija znatno prispeva k zmanjšanju emisij toplogrednih plinov, prinaša s seboj za elektroenergetski sektor tudi kompleksne izzive. Ti vključujejo potrebo po optimalnem povečanju zmogljivosti proizvodnje in prenosnih sistemov ter sistemskih storitev, integracijo obnovljivih virov energije in zagotavljanje zanesljivosti ter varnosti

oskrbe. Digitalizacija omogoča obetavne priložnosti za izboljšanje učinkovitosti, zanesljivosti in prilagodljivosti elektroenergetskih sistemov. Uvajanje naprednih tehnologij, kot so pametna omrežja, umetna inteligenca in internet stvari (IoT), nakazuje revolucionarne spremembe v načinu upravljanja in optimizacije elektroenergetskih sistemov. Vendar pa s seboj prinaša tudi povečano izpostavljenost kibernetičnim napadom in potrebo po robustnih varnostnih ukrepih za zaščito kritične/bistvene/pomembne infrastrukture. V kontekstu naraščajoče elektrifikacije in s pogojeno digitalizacijo se elektroenergetski sektor sooča z razširjeno krajino tveganj in groženj. Na to opozarja tudi nedavno poročilo ENISA²⁰ »Identifying Emerging Cyber Security Threats and Challenges for 2030«, ki izpostavlja potencialno razširitev obsega ranljivosti sektorja zaradi naprednih kibernetičnih napadov, s tveganji zlorabe kompleksnosti digitaliziranih in povezanih energetskega sistema in verjetnostjo kaskadnih učinkov (slika 50).

SLIKA 50: PRIČAKOVANA GENERACIJA GROŽENJ/TVEGANJ



20 <https://www.enisa.europa.eu/publications/enisa-foresight-cybersecurity-threats-for-2030>

21 EU-Smart-Grid-TF-Final-draft-report-published-Recommendations-to-the-EC-for-the-implementation-of-an-EU-Cybersecurity-Network-Code.pdf (beama.org.uk)



Podobno navajajo WEC²², WEF²³, IEA²⁴, NREL²⁵ in CISA²⁶. Posebej se izpostavlja potreba po celovitem pristopu k varnosti in zanesljivosti elektroenergetskih sistemov vključno s povečanjem odpornosti na naravne nesreče in zagotavljanjem kibernetske varnosti. Hkrati je v zaključni fazi sprejemanja pri Evropski komisiji omrežni kodeks za kibernetsko varnost, ki predstavlja pomembne zakonodajne vzvode za izboljšanje varnosti elektroenergetskih omrežij v Evropi. Čeprav je ta kodeks zasnovan z namenom okrepitve odpornosti proti kibernetskim napadom in zagotavljanja zanesljivega delovanja elektroenergetskih sistemov, prinaša tudi izzive. Med ključnimi bodo prav gotovo zagotavljanje skladnosti z zahtevami omrežnih pravil, prilagajanje obstoječih infrastruktur novim standardom ter vzdrževanje in posodabljanje varnostnih ukrepov v hitro spreminjajočem se okolju kibernetskih tveganj/groženj. V luči teh izzivov je očitno, da je za uspešno krmarjenje skozi prihajajoče spremembe potrebna celovita strategija, ki združuje tehnološke inovacije, regulativne prilagoditve in mednarodno sodelovanje. Sprejemanje proaktivnih ukrepov za obravnavo teh groženj/tveganj ne bo le izboljšalo varnosti in zanesljivosti delovanja elektroenergetskih sistemov, temveč bo tudi omogočilo izkoriščanje priložnosti, ki jih prinašata elektrifikacija in digitalizacija za prehod k trajnostni in nizkoogljični prihodnosti.

Regulativni vidiki – pomembnejše aktivnosti

Strateško normativni okvir za zagotavljanje informacijske varnosti energetskega sistema temelji na strategiji EU za kibernetsko varnost v digitalnem desetletju, akcijskem načrtu EU za digitalizacijo energetskega sektorja, Direktivi (EU) 2016/1148 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 6. julija 2016 o ukrepih za visoko skupno raven varnosti omrežij in informacijskih sistemov v Uniji (NIS), Direktivi (EU) 2022/2555 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. decembra 2022 o ukrepih za visoko skupno raven kibernetske varnosti v Uniji, spremembi Uredbe (EU) št. 910/2014 in Direktive (EU) 2018/1972 ter razveljavitvi Direktive (EU) 2016/1148 (NIS 2) in v letu 2024 še na omrežnih pravilih za kibernetsko varnost v energetskega

Preizkusno vzorčenje kazalnikov pripravljenosti na kibernetske grožnje

sektorju EU (CSNC²⁷), ki so v zaključni fazi potrjevanja pri Evropski komisiji.

V letu 2023 so se nadaljevale aktivnosti, ki so obsegale zakonodajne vidike kibernetske varnosti na energetskega področju in specifične regulativne vidike v obsegu delovanja nacionalnih regulatorjev. V okviru svojih nalog je agencija spremljala naložbe v informacijsko varnost in v tem obsegu tudi aktivnosti izvajalcev nalog GJS na področju informacijske varnosti in varstva podatkov ter razvojne vidike tega področja. Dodatno v okviru rednega spremljanja in poročanja o stanju kibernetske varnosti je agencija izvedla testno vzorčenje ključnih kazalnikov za pripravljenost na kibernetska tveganja/grožnje. Agencija se je pri določitvi in obsegu kazalnikov oprla na prilagojeno metodologijo Raziškovalnega inštituta za elektroenergetiko – EPRI²⁸. V okviru preizkusnega vzorčenja so bili zajeti indikativni taktični in operativni kazalniki, potrebni za izračun strateških kazalnikov (slika 51). Agencija se je v testnem vzorčenju osredotočila na ključni strateški kazalnik varovanja (S_{PS}^*), pri katerega izračunu se je omejila na najbolj tehtane povezane kazalnike: taktični kazalnik zaščite robnih točk oz. zaščite perimetra omrežja (T_{NPPS}^*), taktični kazalnik zaščite končnih točk omrežja (T_{EPS}^*), taktični kazalnik aktivnosti kadrovskega virov (T_{HSS}^*), operativni kazalnik povprečnega časa med incidenti (OI_{MTBI}^*) in njim podrejene kazalnike.

V okviru cikličnega procesa sodeluje agencija še pri ozaveščanju reguliranih podjetij in spremlja njihove dejavnosti na področju informacijske varnosti ter z njimi v okviru slovenskega energetskega varnostnega foruma (SEVF) obravnava aktualne vsebine.

22 <https://www.worldenergy.org/>

23 <https://www.weforum.org/>

24 <https://www.iea.org/>

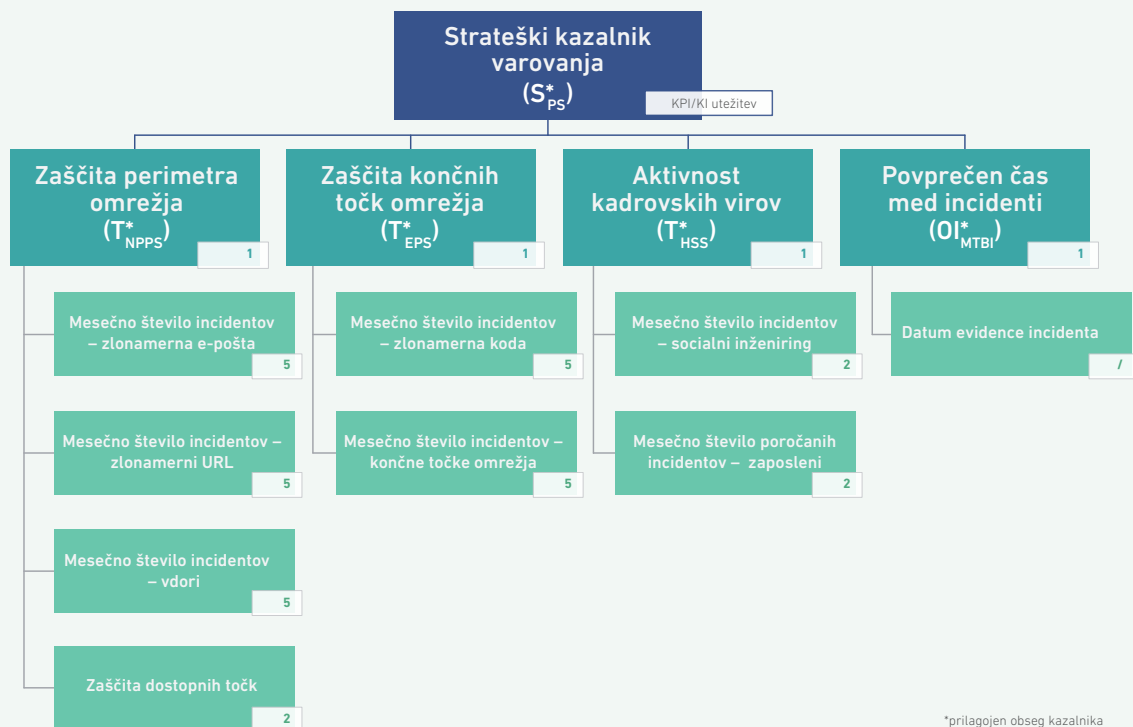
25 <https://www.nrel.gov/>

26 <https://www.cisa.gov/>

27 angl. Cybersecurity Network Code

28 <https://www.epri.com/>

SLIKA 51: IZBOR KAZALNIKOV ZA VREDNOTENJE PRIPRAVLJENOSTI NA KIBERNETSKE GROŽNJE



*prilagojen obseg kazalnika

VIRI: AGENCIJA, EPRI

Agencija je v okviru delovne skupine CEER za kibernetsko varnost (CEER CS WS) sodelovala v procesu spremljanja/dopolnjevanja predloga omrežnih pravil za kibernetsko varnost v energetskega sektorju in pri pripravi letnega poročila CEER o aktivnostih na področju kibernetske varnosti v energetskega sektorju. V okviru skupine za implementacijo informacijske varnosti REMIT pri ACER (ACER RISIG) je agencija v okviru cikličnega triletnega preverjanja predstavila interno metodologijo ocenjevanja tveganj in samooceno identificiranih tveganj in s tem obnovila pogoje za izmenjavo podatkov REMIT. Prav tako je bila dejavna v okviru RISIG pri presojah regulatorjev v procesu omogočitve/podaljšanja dostopa do izmenjave podatkov REMIT. Sodelovala je tudi pri drugih vsebinskih usklajitvah pri izmenjavi podatkov REMIT med nacionalnimi regulatorji in zunanjimi pooblaščenimi deležniki.

Operativni vidiki – pomembnejše aktivnosti

Izvajalci nalog GJS

V okviru SEVF se je nadaljeval strokovni dialog na področju informacijske/kibernetske varnosti in varstva podatkov z državnimi organi, evropskimi in drugimi institucijami (SI-CERT, URSIV, ACER, CEER) in z izvajalci nalog GJS v energetskega sektorju

tudi proaktivno s konkretnim preizkusnim vzorčenjem izbranih ključnih kazalnikov pripravljenosti na tveganja s kibernetskim varovanjem. Agencija je obveščala udeležence SEVF o aktualnih aktivnostih EK na področju kibernetske varnosti v energetskega sektorju EU ter z aktivnostmi CEER CS WS. Agencija deležnikom redno posreduje pomembna obvestila o varnostnih tveganjih, ki jih objavljajo nacionalni ali evropski odzivni centri za kibernetsko varnost SI-CERT, US-CERT in CERT-EU ter drugi področni odzivni centri za procesno informatiko ICS-CERT in MS-ISAC. Občasno obvešča deležnike še z opozorili skupine za kibernetsko varnost pri regulatorju sosednje države članice E-ISAC (HU).

Izvajalci nalog GJS so izvajali dodatne ukrepe, primarno na področju poslovne informatike (IT), na katerem je bilo izvedenih 54 % aktivnosti, in procesne informatike (OT), na katerem je bilo izvedeno 33 % aktivnosti. Od ostalih aktivnosti jih je bilo 2 % izvedeno na področju meritev, 11 % dodatnih aktivnosti pa je bilo izvedenih na nerazvrščenih področjih (tabela 23, postavka Drugo). Povzetek obsega izpostavljenih ukrepov oziroma aktivnosti po deležnikih, razčlenjen po domenah in področjih ISO/IEC 27002, je prikazan v preglednici (tabela 23), normirana porazdelitev aktivnosti po domenah pa v polarnem grafikonu na sliki 52.



TABELA 23: OBSEG AKTIVNOSTI IZVAJALCEV NALOG GJS NA PODROČJU INFORMACIJSKE/KIBERNETSKE VARNOSTI

Domena	Področje	ELES	EL-MB	EL-CE	EL-LJ	EL-GO	EL-PR	Plinovodi
IT	Informacijske varnostne politike	✓	✓	-	-	-	-	✓
		Meritve	-	✓	-	-	-	-
		Drugo	-	-	✓	-	-	✓
IT	Organiziranje informacijske varnosti (SUIV)	-	✓	✓	-	-	✓	✓
		Meritve	-	✓	-	-	-	-
		Drugo	-	-	✓	✓	✓	✓
IT	Kadrovski viri	✓	-	✓	✓	✓	✓	-
		Meritve	-	-	-	-	-	-
		Drugo	✓	-	✓	✓	✓	✓
IT	Upravljanje dobrin (sredstev)	-	-	-	-	✓	-	✓✓✓
		Meritve	-	-	-	-	-	✓
		Drugo	-	✓	✓	-	-	✓
IT	Upravljanje dostopa	✓✓	✓✓	✓	✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓
		Meritve	✓	-	-	✓	-	-
		Drugo	-	-	✓	-	-	✓
IT	Kriptografija	-	✓	-	-	-	-	✓
		Meritve	-	-	-	-	-	-
		Drugo	-	-	-	-	-	-
IT	Fizična varnost	-	✓✓✓	-	✓	✓	-	✓✓✓
		Meritve	-	✓✓✓	-	-	-	✓
		Drugo	-	-	-	-	-	✓
IT	Varnost operacij	✓✓✓	✓✓✓	✓✓	✓✓✓	✓✓✓	✓	✓✓✓
		Meritve	✓	✓	✓	✓	✓	✓
		Drugo	-	-	-	-	-	✓
IT	Varnost komunikacij	✓✓	-	✓	✓	✓✓	-	✓✓✓
		Meritve	✓	-	-	✓	-	-
		Drugo	-	-	-	-	-	-
IT	Pridobivanje, razvoj in vzdrževanje sistemov	-	✓✓	-	✓	-	✓	✓✓
		Meritve	-	✓	✓	✓	✓	✓
		Drugo	-	-	-	-	-	-
IT	Odnosi z dobavitelji	-	-	✓	✓	-	-	✓
		Meritve	-	-	-	-	-	-
		Drugo	-	-	-	-	✓	✓
IT	Upravljanje incidentov v informacijski varnosti	-	✓✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓✓
		Meritve	-	✓	✓	-	-	✓
		Drugo	-	-	-	✓	-	✓
IT	Upravljanje neprekinjenega poslovanja	-	✓✓	✓	✓	✓	-	✓
		Meritve	-	✓	✓	✓	✓	✓
		Drugo	-	-	✓	-	-	✓
IT	Skladnost	✓✓	-	✓✓	-	✓✓	✓✓	✓✓✓
		Meritve	✓	-	✓	-	✓	✓
		Drugo	✓	-	✓	✓	✓	✓
IT	Upravljanje tveganj	-	✓	✓	✓	-	-	✓
		Meritve	✓	✓	-	-	-	✓
		Drugo	-	-	✓	✓	✓	-

Legenda: Obravnavana domena/področje
 ✓ $0 \leq x < 3$
 ✓✓ $3 \leq x < 6$
 ✓✓✓ $6 \leq x$
 - Ni bilo dodatnih aktivnosti

Število dodatnih aktivnosti (x)

VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER, PLINOVODI, EDP



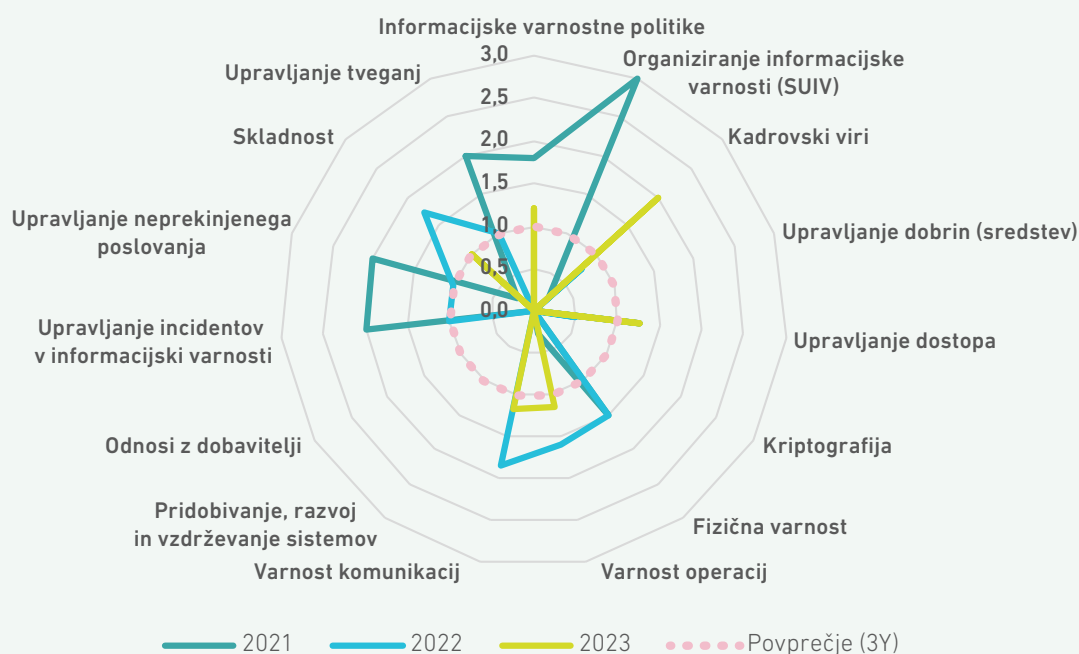
V obsegu dodatnih aktivnosti izvajalcev GJS so najpogosteje obravnavana podpodročja ISO 27002 podana v večstopenjskem tortnem grafikonu (slika 53). Največ aktivnosti je bilo izvedenih na področjih varnosti operacij, upravljanja dostopa, upravljanja incidentov v informacijski varnosti in varnosti komunikacij.

ELES

Kombinirani operater prenosnega in distribucijskega sistema je v letu 2023 v obsegu običajnih

aktivnosti na področju informacijske/kibernetske varnosti izvedel 39 dodatnih aktivnosti, od tega 56 % na področju poslovne informatike, 28 % na področju procesne informatike in 15 % v nerazvrščenih aktivnostih³⁰. V primerjavi s triletnim povprečjem so bila najpomembnejša področja izboljšanja zrelosti nadzorstev v informacijski varnosti po ISO 27002 področje kadrovskih virov, upravljanja dostopa in varnosti komunikacij ter informacijskih varnostnih politik.

SLIKA 54: NORMIRANA³¹ PORAZDELITEV IN ODPSTOPANJA OBSEGA AKTIVNOSTI ELES PO PODROČJIH ISO 27002



VIRI: AGENCIJA, ELEKTROOPERATER

Distribucijska podjetja

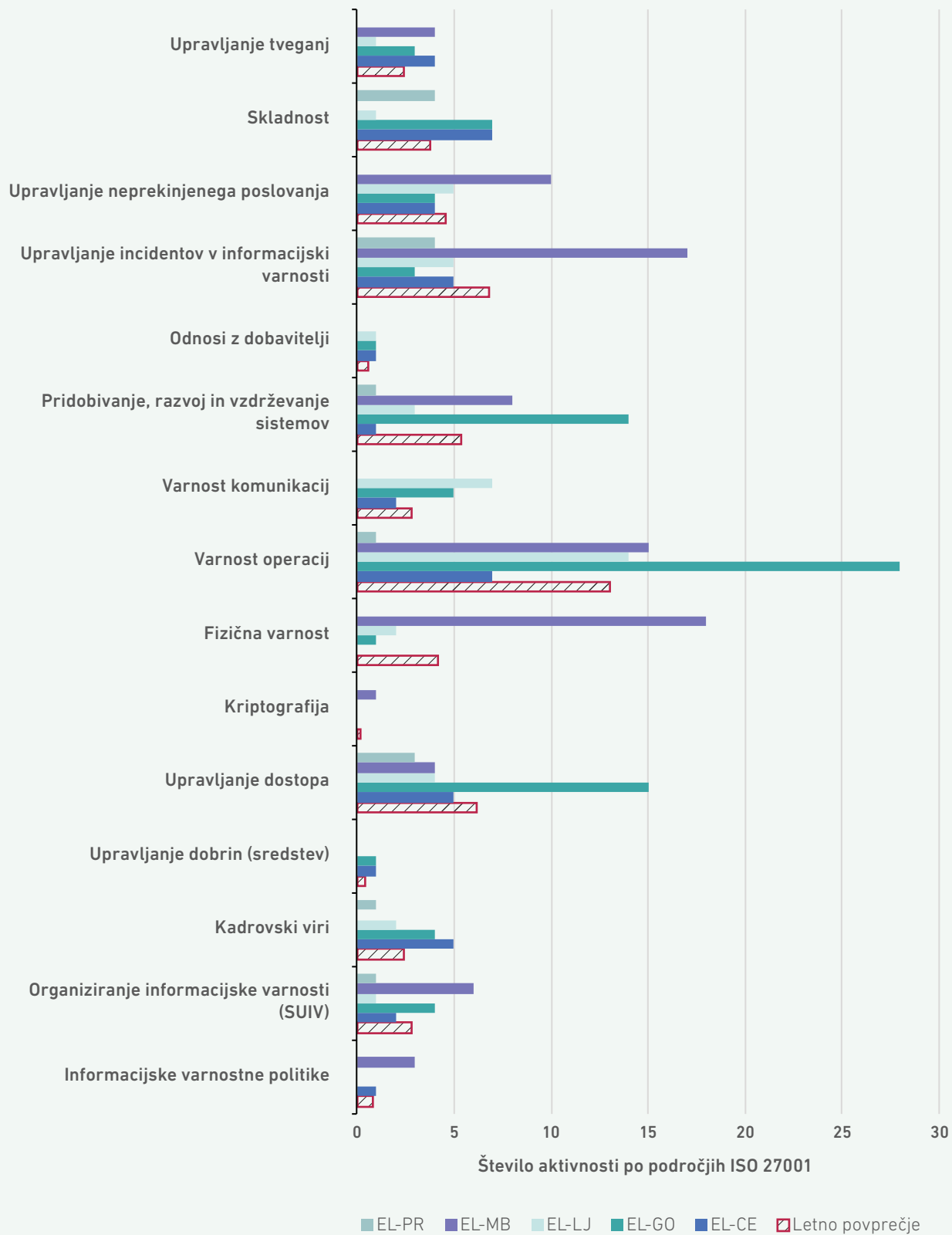
EDP so v letu 2023 izvedla skupaj 282 dodatnih aktivnosti s področja informacijske varnosti, kar je enkrat več kot v letu 2022. Od teh aktivnosti jih je bilo 55 % izvedenih na področju poslovne informatike, 31 % na področju procesne informatike, 4 % na področju meritev in 10 % v nerazvrščenih aktivnostih. Pomembnejša področja dodatnih aktivnosti oz. izboljšanja zrelosti nadzorstev v informacijski varnosti področij ISO 27002 so primerjana v grafikonu na sliki 55. Podana je normirana primerjava

aktivnosti po področjih. Primerjava agregiranega obsega aktivnosti distribucijskih podjetij z letnimi trendi pa je prikazana v grafikonu na sliki 56.

V primerjavi s predhodnim letom je bilo največ aktivnosti EDP izvedenih na področjih varnosti operacij, upravljanja incidentov, upravljanja dostopa in na področju pridobivanja, razvoja in vzdrževanja sistemov. Primerjava skupnih aktivnosti glede na triletno povprečje s trendi pa je podana v grafikonu na sliki 56.

30 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.
31 Agregirane aktivnosti so normirane na triletno povprečje.

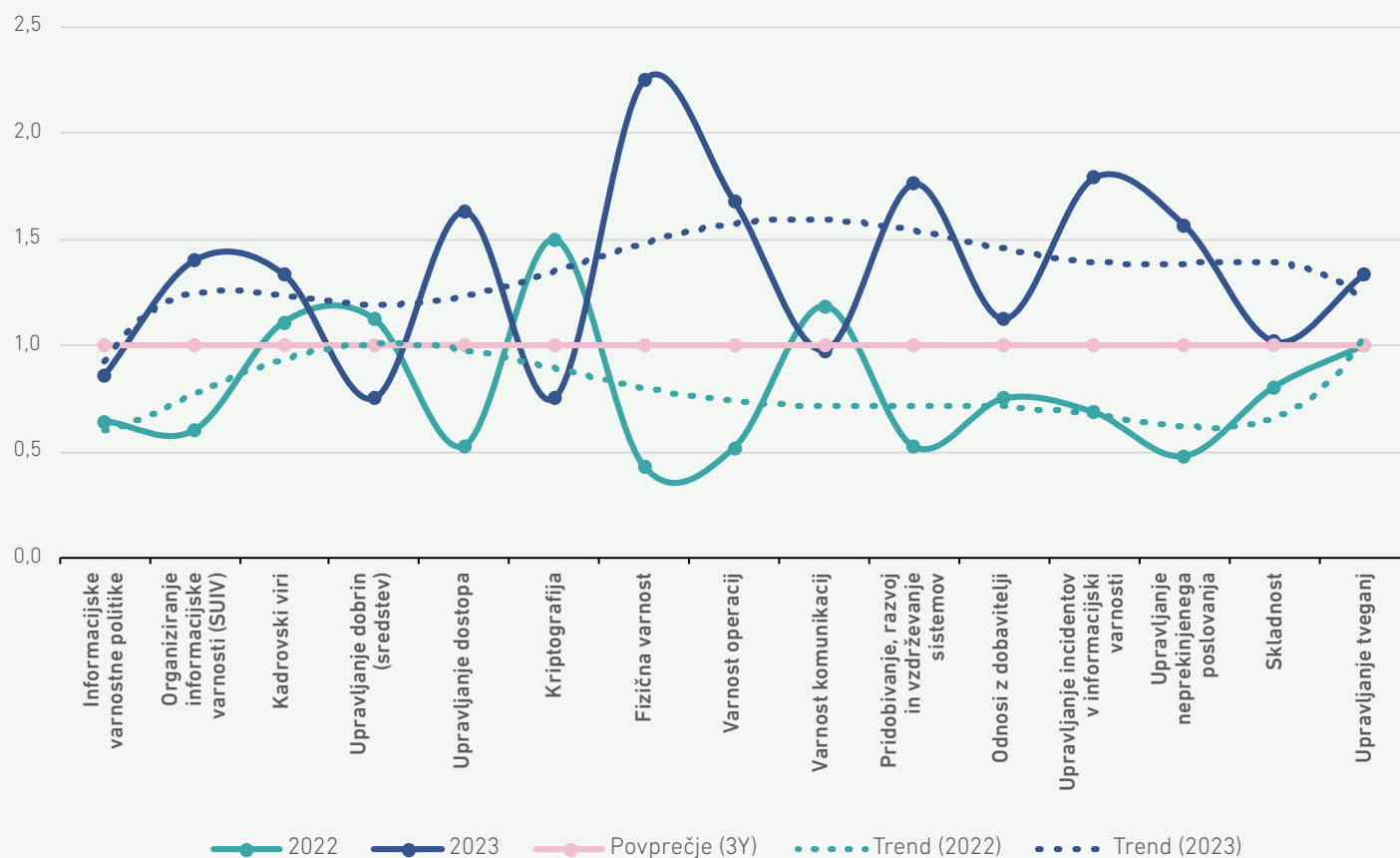
SLIKA 55: PORAZDELITEV OBSEGA AKTIVNOSTI EDP PO PODROČJIH GLEDE NA LETNO POVPREČJE



VIRI: AGENCIJA, EDP



SLIKA 56: NORMIRANA³¹ PRIMERJAVA AGREGIRANEGA OBSEGA IN TRENDI AKTIVNOSTI EDP



VIRI: AGENCIJA, EDP

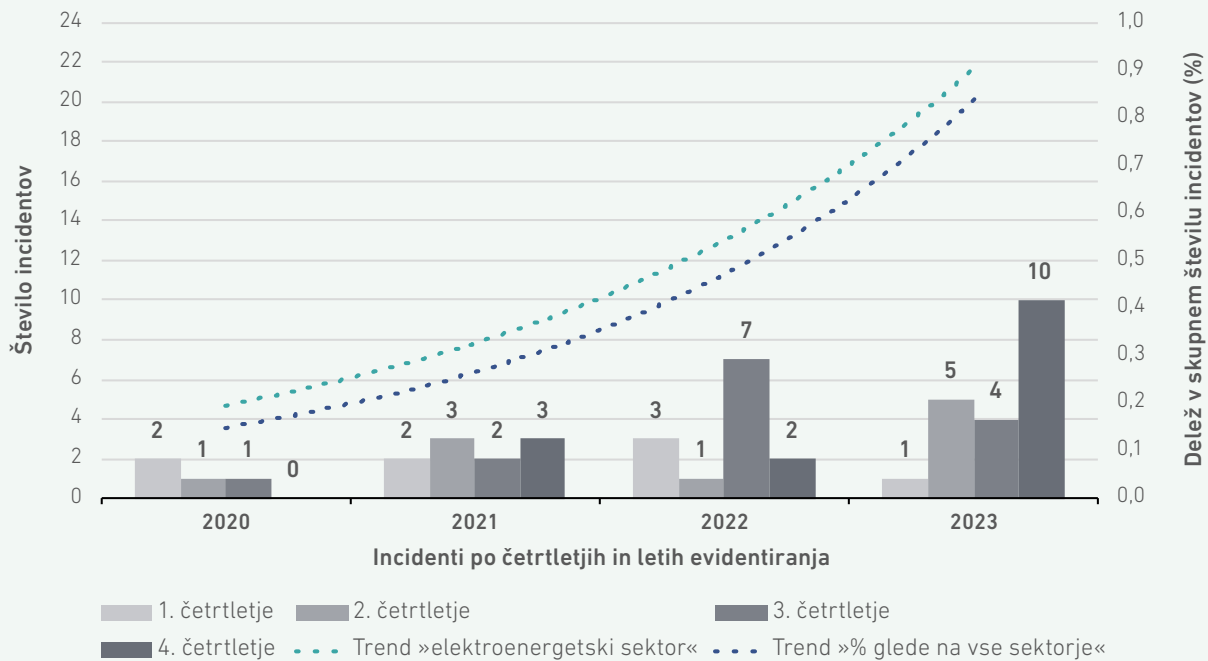
Plinovodi

Operater prenosnega sistema zemeljskega plina je v letu 2023 povečal obseg dodatnih aktivnosti. K obstoječim je bilo dodatno izvedenih 262 aktivnosti, od tega 52 % na področju poslovne informatike, 36 % na področju procesne informatike in 12 % v neraz-

vršenih aktivnostih (npr. varstvo osebnih podatkov ipd.). V primerjavi s triletnim povprečjem je bilo zboljšanje zrelosti nadzorstev v informacijski varnosti področij ISO 27002 osredotočeno na upravljanje dobrin (sredstev), upravljanje dostopa do sistemov in aplikacij, varnost operacij, upravljanje incidentov in neprekinjenosti poslovanja (slika 57).



SLIKA 58: INCIDENTI V ENERGETSKEM SEKTORJU IN KRATKOROČNI TREND

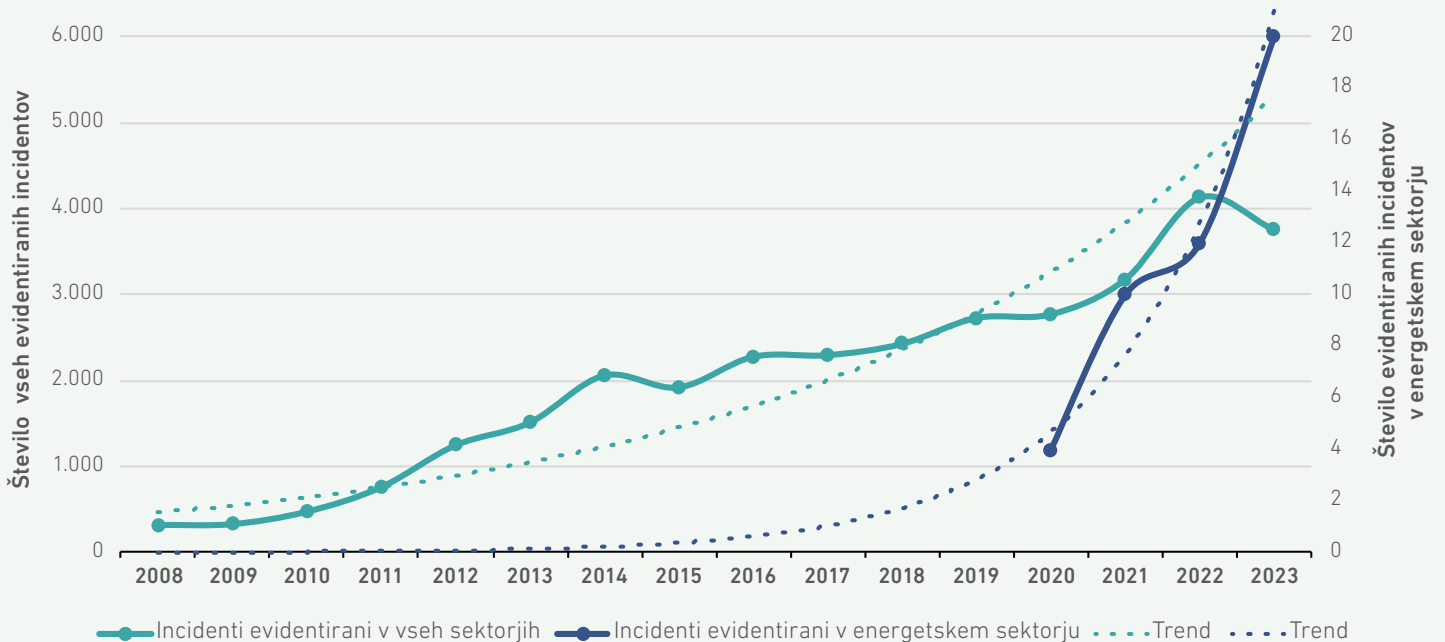


VIRI: AGENCIJA, URSIV, SI-CERT

Navkljub majhnemu odstotku, ki pa zdaleč ni zanemarljiv, se v energetskem sektorju nakazuje trend rasti incidentov. Iz primerjave deleža incidentov v energetskem sektorju k skupnemu številu poročanih incidentov SI-CERT, ki v poročilu o kibernetični varnosti za leto 2023³⁵ znaša 4 %, je opaziti občutno

korelacijo s trendom skupne rasti v ostalih sektorjih kljub temu, da se je število kumulativnih priglasenih incidentov v zadnjem letu zmanjšalo (slika 59). Čeprav se kratkoročni trendi rasti incidentov bistveno ne razlikujejo, nakazuje dolgoročna projekcija najslabšega scenarija drugačno napoved.

SLIKA 59: DOLGOROČNA PROJEKCIJA (EKSPONENTNA OZ. »WORST-CASE« APROKSIMACIJA) RASTI INCIDENTOV V SEKTORJU



VIRI: AGENCIJA, URSIV, SI-CERT

35 https://www.cert.si/letna_porocila/porocilo-o-kiberneticki-varnosti-za-let-2023/

Strateški vidiki – izzivi

Gospodarske javne službe (GJS), ki skrbijo za oskrbo z energijo, se soočajo z vse večjimi izzivi obravnave naraščajočih tveganj v kibernetski varnosti. Med glavnimi izzivi so pomanjkanje strateške osredotočenosti, splošna težnja po omejevanju razkritja institucionalnih informacij, omejen nabor človeških virov, veščin in znanja, ter neoptimalna izmenjava informacij med deležniki. Čeprav se preventiva osredotoča na omejevanje groženj, analiziranje ranljivosti in zmanjševanje vpliva morebitnih napadov, je glavni poudarek za GJS na prožnem digitalnem sloju, kjer lahko varno obratujejo. To zahteva oblikovanje novega varnostnega koncepta, ki vključuje načrtovanje in naknadno opremljanje/posodabljanje sistemov z namenom odložitve, absorbiranja in ponovnega prilagajanja občutljivega, a nepogrešljivega digitalnega sloja.

Izzivi, ki jih lahko prepoznamo kot pomembne za odločevalce v energetske sektorju, so:

- **Vlaganje v napredno infrastrukturo:** Uporaba in integracija sodobnih in prilagodljivih tehnologij, kot so napredni sistemi za odkrivanje in preprečevanje napadov, močni mehanizmi za preverjanje pristnosti (overjanje) in varnostne rešitve ter uporaba umetne inteligence na področju kibernetske varnosti povečujejo pripravljenost in prilagodljivost energetskih sistemov na kibernetske grožnje.
- **Izboljšanje sodelovanja med sektorji in institucijami:** Učinkovita obramba pred kibernetskimi napadi zahteva tesno sodelovanje med energetske sektorjem, vladnimi agencijami, regulatorji, informacijskimi varnostnimi strokovnjaki in drugimi institucijami. Neoptimalnost medsektorskega sodelovanja lahko otežuje izmenjavo informacij o grožnjah, izkušnjah in najboljših praksah ter ovira skupne napore za krepitev kibernetske varnosti.
- **Potreba po večjem medsektorskem in medinstitucionalnem sodelovanju:** Cilj je vzpostavitev učinkovite in porazdeljene skupne obrambe pred kibernetskimi napadi, kar zahteva tesno sodelovanje in dolgoročno načrtovanje med energetske sektorjem, nacionalnimi pristojnimi organi in agencijami, regulatorji, strokovnjaki za informacijsko varnost in drugimi institucijami. Potreba po medsektorskem sodelovanju je priporočljiva, da bi spodbudili izmenjavo informacij o tveganjih/grožnjah, izkušnjah in najboljših praksah ter spodbudili skupna prizadevanja za krepitev kibernetske varnosti na bolj sistemski in trajnosten način s pomočjo solidarnosti, kadar je to mogoče.
- **Hitro spreminjajoča se kibernetska krajina:** Tehnološki napredek ter razvoj novih naprav in sistemov prinašajo nove varnostne izzive. Internet stvari (IoT), pametna omrežja in druga napredna tehnologija predstavljajo potencialno večjo krajino napadov, ki jo je treba varovati/zaščititi. Spremljanje v realnem času, prilagajanje in pravočasna uvedba varnostnih rešitev v spreminjajočem se kibernetske okolju je ključnega pomena za zagotavljanje kibernetske varnosti v energetske sektorju.
- **Ozaveščenost in kompetence:** Ključnega pomena je zagotoviti, da imajo zaposleni v energetske sektorju ustrezno znanje in zavedanje o kibernetskih grožnjah ter najboljših praksah za preprečevanje napadov. Izobraževanje, dopolnjeno z rednim usposabljanjem, kampanjami ozaveščanja ter celovitimi in poglobljenimi kibernetskimi vajami je ključnega pomena za izboljšanje kibernetske odpornosti. Načrtovanje in izvajanje specializiranih izobraževalnih programov bo povečalo zavedanje o tveganjih, omogočilo razumevanje najboljših praks in izboljšalo sposobnost učinkovitega odzivanja na morebitne kibernetske napade.
- **Krepitev sodelovanja med/z varnostnimi strokovnjaki:** Namenske naložbe v kibernetsko varnost lahko vključujejo tudi vzpostavitev zasebnih/javnih partnerstev z vodilnimi varnostnimi strokovnjaki, ki nudijo podporo podjetjem v energetske sektorju. Sodelovanje z zunanjimi strokovnjaki omogoča nadgradnjo obstoječega znanja, ažurno spremljanje trendov ter implementacijo inovativnih in učinkovitih najboljših praks na področju kibernetske varnosti.
- **Izboljšave v notranji organiziranosti:** Za doseganje večje sinergije na področju zagotavljanja integralne varnosti (vključno s kibernetsko varnostjo) z vidika kadrovske in drugih razpoložljivih potencialov je koristno izboljšanje notranje organiziranosti z učinkovitim vključevanjem in aktiviranjem človeških virov.



Omrežnina za prenosni in distribucijski sistem električne energije

Določitev omrežnine

Agencija izvaja ekonomsko regulacijo dejavnosti elektrooperaterjev na podlagi metode regulirane omrežnine. Z njo se elektrooperaterju z določitvijo omrežnine in drugih prihodkov ter ob upoštevanju presežka omrežnine iz prejšnjih let zagotovi pokritje vseh upravičenih stroškov regulativnega obdobja in primanjkljaja omrežnine iz prejšnjih let.

Z regulacijo agencija spodbuja učinkovitost elektrooperaterjev in uporabe sistema, raziskave in inovacije ter naložbe v nove oziroma inovativne tehnologije, zagotavlja trajno in stabilno poslovanje elektrooperaterjev, stabilno okolje za vlagatelje oziroma lastnike ter stabilne in predvidljive razmere za uporabnike sistema.

Pred začetkom regulativnega obdobja agencija na podlagi kriterijev določi načrtovane upravičene stroške in načrtovane vire za njihovo pokrivanje, v okviru katerih se z upoštevanjem metode regulirane omrežnine določi omrežnina in posledično tarifne postavke za omrežnino.

Upravičeni stroški so stroški, ki so potrebni za izvajanje te dejavnosti in so določeni na podlagi kriterijev, ki so predpisani v splošnem aktu, ki določa metodologijo za določitev regulativnega okvira.

Regulativno obdobje 2022

Elektrooperaterja (od 2. oktobra 2023 dalje kombiniran operater) sta v letu 2023 na podlagi kriterijev iz novele Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje, ki jo je agencija izdala v letu 2021, preračunala načrtovane upravičene stroške leta 2022 v priznane z regulacijo. Preračun je agencija preverila in izdala posebni odločbi. Prav tako je agencija na podlagi podatkov iz poslovnih knjig elektrooperaterjev in

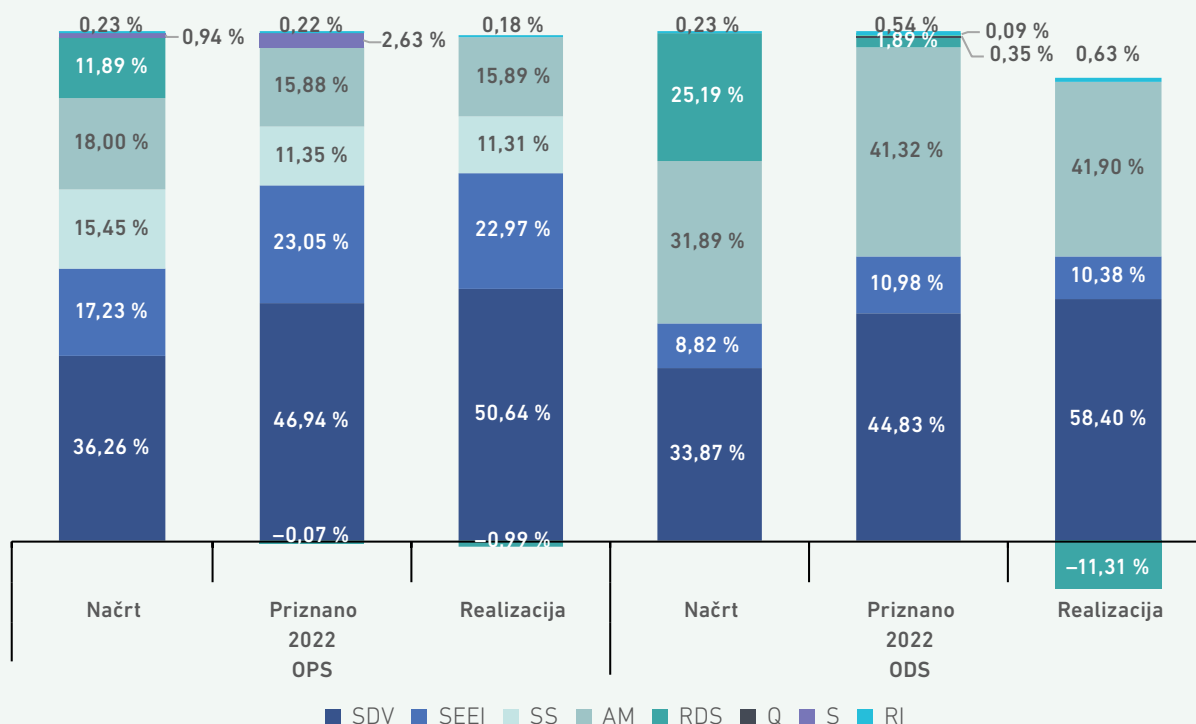
Med upravičene stroške se vključujejo stroški delovanja in vzdrževanja (SDV), električne energije za izgube v omrežju (SEEI), sistemskih storitev (SS), amortizacije (AM), raziskav in inovacij (RI) ter reguliran donos na sredstva (RDS), kakovost oskrbe (Q) in spodbude (S). Od 1. januarja 2023 pa se med upravičene stroške vključujejo tudi stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja (SSP) in spodbude za uspešnost naložb v pametna omrežja (S(E)).

Po preteku posameznega leta regulativnega obdobja se ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira kot razlika med priznanimi upravičenimi stroški elektrooperaterja in priznanimi viri za pokrivanje upravičenih stroškov. Odstopanja od regulativnega okvira se kažejo v primanjkljaju ali presežku omrežnine, ki se upošteva pri določitvi naslednjega regulativnega okvira.

V letu 2023 je treba izpostaviti, da se je SODO, ki je izvajal dejavnost operaterja distribucijskega sistema, 2. 10. 2023 pripojil k ELES, ki je izvajal dejavnost operaterja prenosnega sistema. Od pripojitve dalje je ELES operater kombiniranega sistema, ki izvaja dejavnost operaterja prenosnega in distribucijskega sistema.

distribucijskih podjetij izračunala realizirane upravičene stroške.

Slika 60 prikazuje strukturo upravičenih stroškov za dejavnost operaterja prenosnega in distribucijskega sistema, pri čemer so stroški operaterja distribucijskega sistema izračunani kot vsota upravičenih stroškov EDP in operaterja distribucijskega sistema.

SLIKA 60: STRUKTURA UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA REGULATIVNO OBDOBJE 2022


VIR: AGENCIJA

V letu 2022 je treba izpostaviti, da je bilo zaradi oprostitve plačila omrežnine zaračunane manj omrežnine, kot je bilo načrtovano, saj so se na podlagi Zakona o nujnih ukrepih za omilitev posledic zaradi vpliva visokih cen energentov (ZUOPVCE) za obdobje od 1. februarja do 30. aprila 2022 tarifne postavke za omrežnino za distribucijski in prenosni sistem za končne odjemalce za vse odjemne skupine znižale na nič. Tako za navedeno obdobje ni bilo zaračunane omrežnine v višini 94 milijonov evrov, od tega 70 milijonov za distribucijski sistem in 24 milijonov evrov omrežnine za prenosni sistem. Manko omrežnine zaradi oprostitve plačila omrežnine za distribucijski in prenosni sistem pa se je pokrilo tako, da se je znižal priznani reguliran donos na sredstva, kar je razvidno iz slike 60. Posledično se je znižanje priznanega reguliranega donosa na sredstva odrazilo na poslovnih izidih elektrooperaterjev in distribucijskih podjetij. Priznan reguliran donos na sredstva je agencija določila z odločbo o ugotovljenem odstopanju za obdobje od 1. januarja do 31. decembra 2022. Zoper to odločbo so distribucijska podjetja vložila tožbo na Upravno sodišče Republike Slovenije.

Iz primerjave strukture priznanih in realiziranih upravičenih stroškov (slika 60) operaterja prenosnega sistema regulativnega obdobja 2022 izhaja,

da je bistvena razlika na postavkah stroškov delovanja in vzdrževanja ter reguliranega donosa na sredstva. Tako kot v preteklih regulativnih obdobjih je delež realiziranih stroškov delovanja in vzdrževanja v celotnih realiziranih upravičenih stroških višji kot pri priznanih upravičenih stroških. To pomeni, da je operater prenosnega sistema na postavki stroškov delovanja in vzdrževanja posloval stroškovno neučinkovito in je posledično realiziral nižji reguliran donos kot priznan z regulacijo.

Primerjava struktur priznanih in realiziranih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema regulativnega obdobja 2022 pokaže, da je tudi dejavnost operaterja distribucijskega sistema stroškovno neučinkovita na področju stroškov delovanja in vzdrževanja, kar se prav tako odraža na nižjem realiziranem reguliranem donosu kot priznanem z regulacijo.

Na višino realiziranega reguliranega donosa operaterja prenosnega in distribucijskega sistema zraven učinkovitosti poslovanja vplivajo tudi spodbude, višina drugih prihodkov ter evidentiranje presežkov in primanjkljajev omrežnine v poslovnih knjigah.



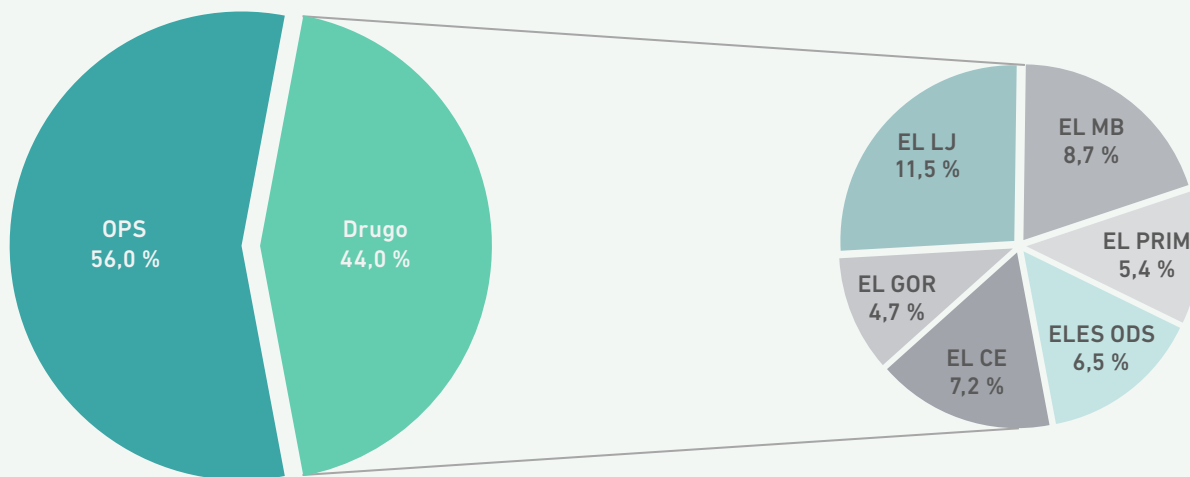
Regulativni obdobji 2023 in 2024–2028

S 1. januarjem 2023 se je začelo enoletno regulativno obdobje, ki je trajalo do 31. decembra 2023. Agencija je v letu 2022 operaterjema prenosnega in distribucijskega sistema določila regulativni okvir za obdobje od 1. januarja do 31. decembra 2023 z odločbama, v katerih je določila tudi tarifne postavke za omrežnino. Regulativni okvir za prej navedeno regulativno obdobje je agencija določila na podlagi Akta o metodologiji za določitev

regulativnega okvira za elektrooperaterje, ki ga je izdala v letu 2022.

Za obdobje 2023 je agencija za operaterja prenosnega sistema določila upravičene stroške v višini 397 milijonov evrov, kar je 100,5 % več kot leta 2022 in za operaterja distribucijskega sistema v višini 312,2 milijona evrov, kar je 4,18 % več kot leta 2022.

SLIKA 61: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA REGULATIVNO OBDOBJE 2023 PO POSAMEZNEM PODJETJU

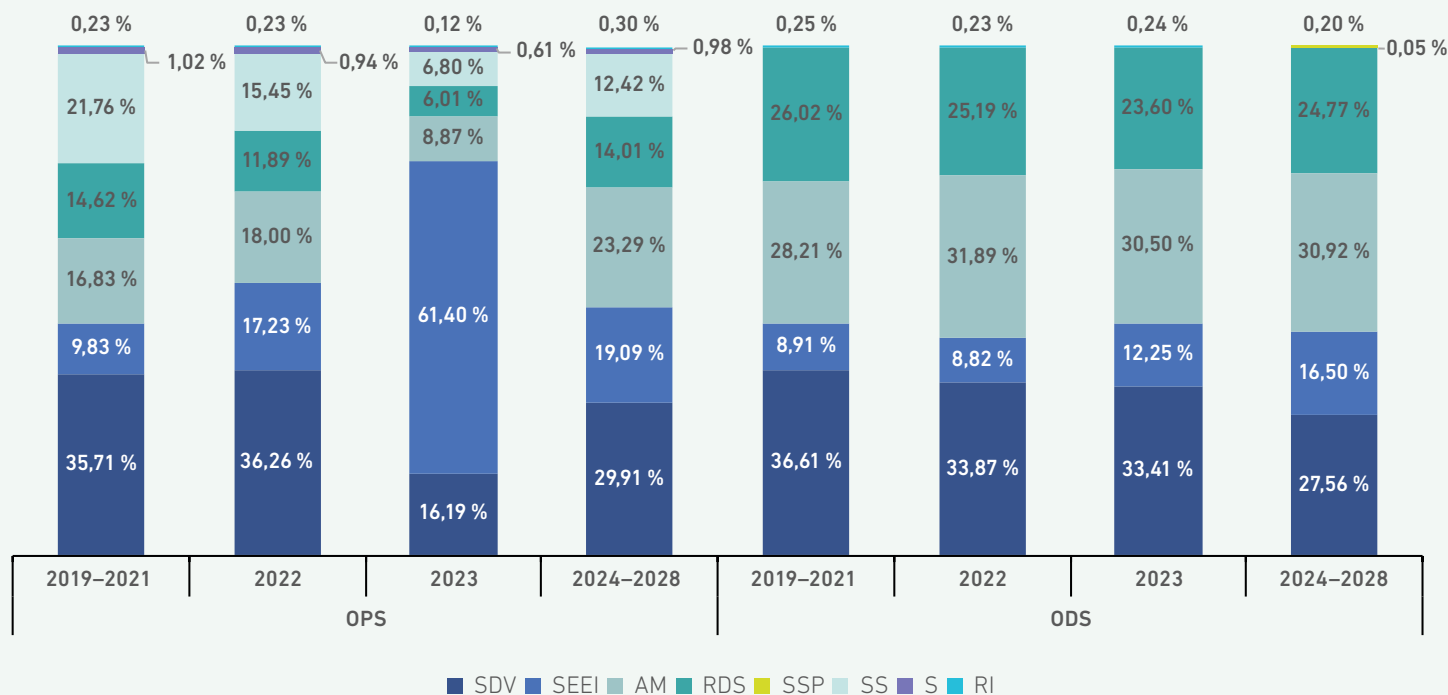


VIR: AGENCIJA

Struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema (slika 62) je glede na pretekla leta bistveno spremenjena, kar je posledica visokih stroškov električne energije za pokrivanje izgub v omrežju. Visoki stroški električne energije za pokrivanje izgub v omrežju so posledica visokih cene električne energije in delnega

pokrivanja teh stroškov tudi za distribucijski sistem. Medtem ko se struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema v regulativnem obdobju od 1. januarja do 31. december 2023 ni bistveno spremenila glede na pretekla regulativna obdobja.

SLIKA 62: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJA PRENOSNEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA SISTEMA ZA OBDOBJE 2019–2028



VIR: AGENCIJA

Za leto 2023 je bilo za operaterja prenosnega sistema načrtovano, da se bodo načrtovani upravičeni stroški pokrili z omrežnino v višini 96,4 milijona evrov, drugimi prihodki v višini 131,7 milijona evrov in presežkom omrežnine preteklih let v višini 63,3 milijona evrov. Načrtovani primanjkljaj omrežnine prenosni sistem pa se bo pokrival z drugimi viri v skladu z interventno zakonodajo. V letu 2023 je bilo zaračunanih 92,6 milijona evrov omrežnin za pokrivanje upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema, kar je 3,9 % manj, kot je bilo načrtovano.

Za operaterja distribucijskega sistema pa je bilo načrtovano, da se bodo načrtovani upravičeni stroški leta 2023 pokrili z omrežninami v višini 290,6 milijona evrov in drugimi prihodki v višini 15,8 milijonov evrov. Hkrati pa je bilo načrtovano, da se v letu 2023 pokrije primanjkljaj omrežnine preteklih let v višini 5,3 milijona evrov. Načrtovani primanjkljaj omrežnine za distribucijski sistem se bo prav tako pokrival z drugimi viri v skladu z interventno zakonodajo. V letu 2023 je bilo zaračunanih 281,7 milijona evrov omrežnin za pokrivanje upravičenih stroškov operaterja distribucijskega sistema, kar je 3,06 % manj, kot je bilo načrtovano.

Agencija je na podlagi Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje,

V letu 2023 določen regulativni okvir za obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 in tarifne postavke za leto 2024

ki ga je izdala v letu 2022 in na podlagi katerega je že določila regulativni okvir za regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023, v letu 2023 za obe dejavnosti določila regulativni okvir za obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 z odločbama, v katerih je določila tudi tarifne postavke za omrežnino za leto 2024. Omrežnina za prenosni in distribucijski sistem ostaja v letu 2024 na ravni načrtovane za leto 2023.

Za obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 je agencija za operaterja prenosnega sistema določila upravičene stroške v višini 1.214 milijonov evrov in za operaterja distribucijskega sistema v višini 1.929 milijona evrov.



Obračunavanje omrežnine

Za obračunavanje omrežnine se uporablja netransakcijska metoda poštna znamka, kar pomeni uporabo sistema enotnih tarifnih postavk za obračunavanje omrežnine na celotnem območju Slovenije v okviru posamezne odjemne skupine. Elektrooperater uvrsti končnega odjemalca v odjemno skupino glede na napetostni nivo (VN, SN, NN), način priključitve (zbiralke, izvod), režim obratovanja (obratovalne ure) in vrsto odjema.

Za pokrivanje upravičenih stroškov elektrooperaterja, ki se financirajo iz omrežnine, agencija določi tarifne postavke omrežnine za posamezne odjemne skupine, ki jih ločimo na:

- omrežnino za prenosni sistem,
- omrežnino za distribucijski sistem,
- omrežnino za čezmerno prevzeto jalovo energijo in
- omrežnino za priključno moč.

Po dnevnem času se tarifne postavke omrežnine za prenosni in distribucijski sistem delijo na:

- višje dnevne tarifne postavke v času višje tarife (VT), ki se obračunavajo od ponedeljka do petka med 6.00 in 22.00, in
- nižje dnevne tarifne postavke v času manjše tarife (MT), ki se obračunavajo v preostalem času ter ob sobotah, nedeljah in dela prostih dnevih od 00.00 do 24.00, ali
- enotne dnevne tarifne postavke (ET), ki se obračunavajo vse dni od 00.00 do 24.00.

Pri končnih odjemalcih na nizkonapetostnem nivoju brez merjenja moči in pri gospodinskih odjemalcih se obračunska moč določa na podlagi nazivne jakosti naprave za preprečevanje prekoračitev dogovorjene obremenitve (obračunske varovalke) in vrste priključka (enofazni oziroma trifazni

priključek), medtem ko se pri odjemalcih, ki imajo priključno moč večjo kot 43 kW, obračunska moč ugotavlja mesečno na podlagi povprečja treh največje doseženih moči v času trajanja višje tarife.

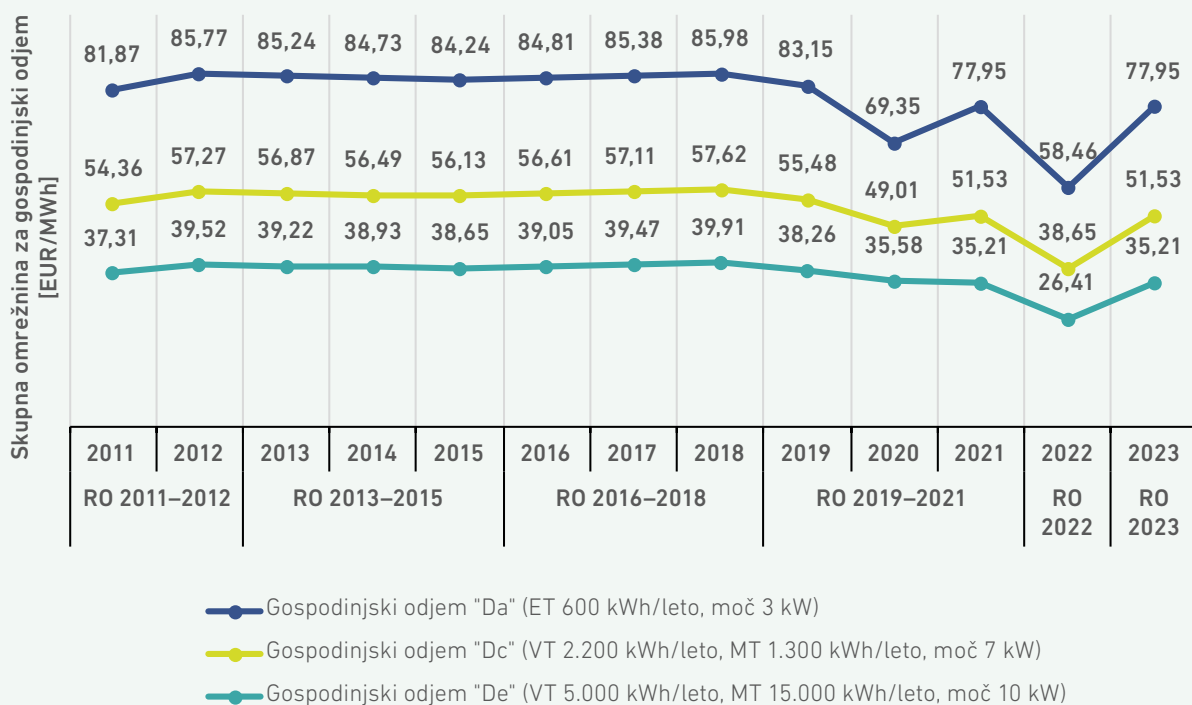
Na slikah 63 in 64 prikazujemo gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem po letih regulativnih obdobj za nekatere značilne gospodinske in poslovne odjemalce, definirane s standardnimi porabniškimi skupinami.

Nihanje omrežnine za gospodinski odjem je bilo opazno v obdobju od 1. marca do 31. maja 2020, ko se gospodinskim in malim poslovnim odjemalcem ni obračunavala tarifna postavka za obračunsko moč zaradi sprejetega izrednega ukrepa agencije za blaženje socialnih in gospodarskih posledic epidemije covid-19, kot je razvidno s slike 63.

Drug opazen padec v količinah skupne omrežnine je viden v letu 2022, ko je vlada sprejela soroden ukrep. Za oba elektrooperaterja so bile od 1. februarja do 30. aprila 2022 vse tarifne postavke za obračunsko moč in prevzeto delovno energijo za vse odjemne skupine znižane na nič. Zaradi tega ukrepa je bil v letu 2022 zabeležen izpad zaračunane omrežnine v višini 70 milijonov evrov za distribucijski sistem in 24 milijonov evrov za prenosni sistem, kar je skupaj skoraj 27-odstotni izpad načrtovane omrežnine za leto 2022.

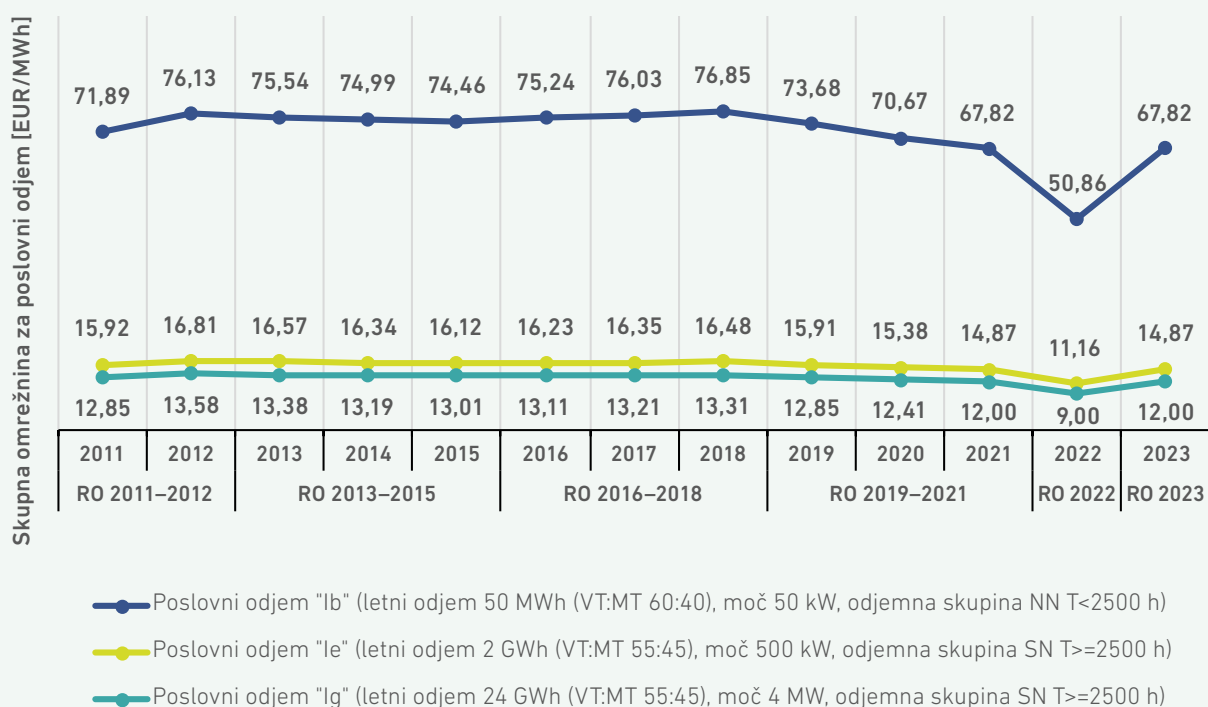
Upoštevajoč vse ukrepe v letu 2022, je bilo v primerjavi z letom 2023 pobranih za 62 milijonov evrov več omrežnine za distribucijski sistem in 19,8 milijona evrov več omrežnine za prenosni sistem. Če ne upoštevamo ukrepov iz leta 2022, je bilo v letu 2023 pobranih za 8,5 milijona evrov več omrežnine za distribucijski sistem in 4,4 milijona evrov več omrežnine za prenosni sistem.

SLIKA 63: GIBANJE SKUPNE OMREŽNINE ZA PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM ZA NEKATERE ZNAČILNE GOSPODINJSKE ODJEMALCE PO REGULATIVNIH OBDOBJIH



VIR: AGENCIJA

SLIKA 64: GIBANJE SKUPNE OMREŽNINE ZA PRENOSNI IN DISTRIBUCIJSKI SISTEM ZA NEKATERE ZNAČILNE POSLOVNE ODJEMALCE PO REGULATIVNIH OBDOBJIH



VIR: AGENCIJA



Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti

Področje dodeljevanja in uporabe medobmočnih prenosnih zmogljivosti (v nadaljevanju MPZ) v EU ureja Uredba (EU) 2019/943 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o notranjem trgu električne energije (v nadaljevanju Uredba (EU) 2019/943). Uredba med drugim zahteva obvezno uporabo tržnih metod dodeljevanja razpoložljivih MPZ v vseh časovnih obdobjih. V letu 2022 sta to področje dodatno urejali še Uredba Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti (v nadaljevanju Uredba (EU) 2015/1222), ki ureja področje določanja in dodeljevanja MPZ za dan vnaprej in znotraj dneva, in Uredba Komisije (EU) 2016/1719 z dne 26. septembra 2016 o določitvi smernic za terminsko dodeljevanje zmogljivosti (v nadaljevanju Uredba (EU) 2016/1719), ki ureja področje določanja in dodeljevanja MPZ za obdobja, ki so daljša od dneva vnaprej.

Uredba (EU) 2015/1222 določa, da mora dodeljevanje MPZ za dan vnaprej potekati v okviru enotnega spajanja trgov na način avkcijskega trgovanja. Tudi dodeljevanje MPZ znotraj dneva mora potekati v okviru enotnega spajanja trgov, vendar na način sprotnega trgovanja. Uredba (EU) 2016/1719 po drugi strani določa, da lahko za časovna obdobja, ki so daljša od dneva vnaprej, dodeljevanje MPZ poteka v obliki dodeljevanja fizičnih ali finančnih pravic uporabe MPZ z uporabo eksplicitnih dražb. To dodeljevanje mora potekati preko skupne evropske dražbene platforme in z uporabo enotnih pravil za skupni evropski trg. Slovenija je z mejo z Italijo že od februarja 2014, z mejo z Avstrijo pa od julija 2016 vključena v t. i. vseevropsko spajanje trgov za dan vnaprej. Junija 2018 je bila v to spajanje trgov vključena tudi slovensko-hrvaška meja. Junija 2022 je začel obratovati 400-kV daljnovod Cirkovce-Héviz, s čimer je bila vzpostavljena neposredna daljnovodna povezava med Slovenijo in Madžarsko. Takoj po vzpostavitvi povezave je bila ta meja vključena v enotno evropsko spajanje trgov za dan vnaprej. Junija 2022 je prišlo tudi do pomembne spremembe v regiji Core, v katero sodijo meje Slovenije z Avstrijo, Hrvaško in Madžarsko, saj se od takrat za dodeljevanje razpoložljivih MPZ namesto dotedanje metode razpoložljivih prenosnih zmogljivosti (ATC) uporablja metoda, ki temelji na pretokih moči (FB). V regiji Severna Italija, kamor sodi meja z Italijo, se še naprej uporablja metoda ATC.

To pomeni, da je v letu 2023 dodeljevanje MPZ za dan vnaprej na vseh slovenskih mejah potekalo

v okviru vseevropskega spajanja trgov za dan vnaprej, torej v skladu z določbami Uredbe (EU) 2015/1222.

Pri dodeljevanju zmogljivosti v okviru spajanja trgov za dan vnaprej in znotraj dneva je na slovenski strani poleg operaterja prenosnega sistema sodelovala tudi družba BSP Energetska Borza, ki jo je agencija na podlagi pogojev iz Uredbe (EU) 2015/1222 in javnega razpisa konec oktobra 2023 ponovno določila za imenovanega operaterja trga z električno energijo (IOTEE) za trgovalno območje Slovenije za nedoločen čas.

V okviru terminskega dodeljevanja MPZ, ki ga ureja Uredba (EU) 2016/1719, so se na vseh slovenskih mejah zmogljivosti dodeljevale na letni in mesečni ravni. To dodeljevanje je potekalo v obliki eksplicitnih dražb, na katerih so se dodeljevale zmogljivosti v obliki fizičnih pravic uporabe z uporabo načela »uporabi ali prodaj«. To načelo pomeni, da se vse zmogljivosti, ki jih imetniki do določenega roka ne nominirajo in s tem potrdijo njihove dejanske uporabe, prenesejo na dodeljevanje za dan vnaprej, pri čemer imetniki pravic uporabe MPZ kot nadomestilo prejmejo plačilo v vrednosti produkta cenovne razlike med trgovoma, dosežene pri spajanju trgov za dan vnaprej, in količine neuporabljenih zmogljivosti. V vlogi skupne platforme za izvajanje dražb je na vseh slovenskih mejah nastopala dražbena hiša JAO (Joint Allocation Office) s sedežem v Luksemburgu. Pri izvajanju vseh dražb na letni in mesečni ravni na slovenskih mejah so bila uporabljena t. i. harmonizirana dražbena pravila, ki se uporabljajo tudi na vseh drugih mejah na skupnem evropskem trgu z električno energijo.

Zaradi uvedbe dodeljevanja MPZ na podlagi pretokov moči ni več mogoče prikazovati dodeljenih količin in prihodkov po posameznih mejah, saj se pri tej metodi uporablja tudi virtualno trgovalno območje, v katerem se upoštevajo meje med trgovalnimi območji, ki ne sodijo v regijo Core. Tako je mogoče prikazati le realizirane prihodke po posameznih mejah in na virtualnem območju. Tabela 24 podaja prihodke po mejah, pri čemer je virtualno območje poimenovano »slack zone«. Prihodki so prikazani po bruto in neto pristopu. Bruto pristop pomeni, da je prikazan celotni znesek prihodkov od prezasedenosti, medtem ko so pri neto pristopu odšteti stroški kompenzacij imetnikom prenosnih zmogljivosti zaradi njihove omejitve in vračil nenominiranih dolgoročnih prenosnih zmogljivosti.

TABELA 24: REALIZIRANI PRIHODKI V LETU 2023 PO MEJAH

Meja	Bruto pristop [EUR]	Neto pristop [EUR]
Avstrija	29.031.649	18.184.286
Hrvaška	20.332.771	13.777.869
Italija	92.900.736	52.018.742
Madžarska	11.761.804	6.617.193
Slack Zone	35.700.853	35.700.853
Skupaj	189.727.812	126.298.942

VIR: ELES

Razvidno je, da se je velik del prihodkov tudi v 2023 realiziral v virtualnem območju. To je posledica dejstev, da znaten del pretokov moči med Slovenijo in trgovalnimi območji iz regije Core poteka preko trgovalnih območij Italije in Švice, ki nista del te regije. Tudi po letu 2022, ko so bili prihodki od dodeljevanja MPZ povečani skoraj za trikrat glede na pretekla obdobja pred energetske krizo, so se ti v letu 2023 še dodatno povečali za 11,8 milijona evrov. Obdobje po največji energetske krizi je pri

trgovanju z električno energijo med trgovalnimi območji nakazalo določene spremembe pri dodeljevanju MPZ. Zaradi znižanja in umirjanja cen na borzah s terminskimi in dnevnimi produkti z električno energijo je na slovenskih mejah bilo opazno, da so se cene na dražbah za letna dodeljevanja MPZ občutno povečale (med 1,7 na AT-SI meji do 11-krat na IT-SI meji), kar je ob skoraj enakih dodeljenih količinah zagotovilo visoke prihodke.

Spodbujanje konkurence

Ruska invazija na Ukrajino je leta 2022 povzročila hude skoke cen energije po vsej EU. V letu 2023 so se zaradi obsežnih intervencijskih ukrepov v državah članicah na podlagi odzivnega okvira Evropske komisije in drugih vplivnih faktorjev, ki jih razkrivamo v naslednjih poglavjih, cene ves čas zniževale in stabilizirale. So pa trgi posledično v večjem obsegu regulirani kot pred krizo, v Sloveniji smo imeli cenovne zamejitve tako na maloprodajnem trgu kakor tudi na trgu sistemskih storitev, ki so podaljšane v leto 2024. Vse to seveda vpliva na raven konkurenčnosti trgov z energijo ter izrazito zmanjšano dinamiko teh trgov.

Da bi se izognila cenovnim šokom v prihodnosti, se je EU odločila preoblikovati notranji trg električne energije. Reforma trga z električno energijo je dolgoročni odgovor EU na energetske krize leta 2022. Kljub visokemu deležu obnovljivih virov v proizvodnji energije so visoki skoki cen fosilnih goriv (zlasti plina) povzročili strmo rast cen električne energije. To je posledica delovanja trga z električno energijo v EU, kjer cena električne energije temelji na stroških fosilnih goriv, uporabljenih pri proizvodnji električne energije (koncept mejne proizvodne enote). Reforma se osredotoča na dolgoročne rešitve, da bi se izognili podobnim situacijam v prihodnosti. Z novimi pravili bodo cene električne energije manj

Reforma zasnove modela notranjega trga z električno energijo v EU

odvisne od cene fosilnih goriv. To bo ustvarilo blazilnik med trgi in računi za električno energijo, ki jih plačujejo potrošniki. Potrošniki bodo imeli več možnosti pri podpisu pogodbe o električni energiji, saj bo zagotovljena:

- povečana razpoložljivost pogodb s fiksno ceno in pogodb za določen čas;
- prilagodljivost pri izbiri dinamičnega oblikovanja cen z možnostjo sklenitve več ali kombiniranih pogodb o dobavi;
- večja preglednost pred podpisom pogodb, jasnejše podporne informacije;
- lažji dostop do obnovljive energije zaradi možnosti lokalnega trgovanja z električno energijo, proizvedeno iz obnovljivih virov (viške energije iz samooskrbe bo na primer mogoče prodati sosedom).



Ranljivi odjemalci bodo bolj zaščiteni:

- vlade bodo zagotovile dovolj dobaviteljev zasilne oskrbe, tako da noben potrošnik ne bo ostal brez električne energije;
- vlade bodo lahko učinkoviteje regulirale maloprodajne cene za gospodinjstva in mali poslovni odjem.

Podjetja bodo imela stabilnejše cene zaradi možnosti sklenitve dolgoročnih pogodb (kot so pogodbe o nakupu električne energije, s katerimi se proizva-

jalec električne energije zaveže, da bo po določeni ceni prodajal energijo neposredno odjemalcem energije). Proizvajalci električne energije pa bodo s tem imeli stabilnejše prihodke. Naložbe v nove objekte za proizvodnjo električne energije na vetrno energijo, sončno energijo, geotermalno energijo, hidroenergijo (brez rezervoarja) in jedrsko energijo bodo izvedene v obliki dvosmernih pogodb za razliko (CfD). To po eni strani zagotavlja minimalen donos tovrstnih naložb, po drugi strani pa preprečuje prevelike stroške v primeru ponovne krize.

Veleprodajni trg

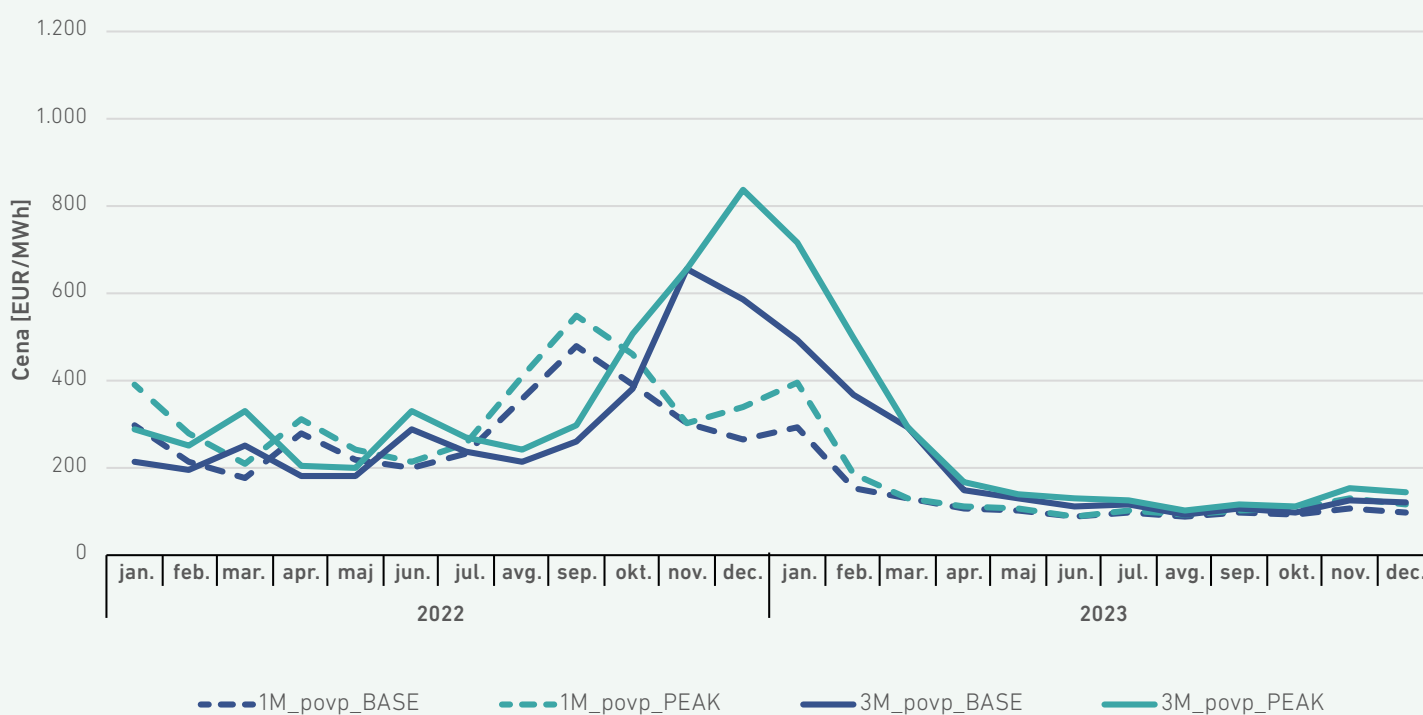
V naslednjih poglavjih se osredotočimo večinoma na trgovanje na sprotnih veleprodajnih trgih, ki je organizirano tudi v Sloveniji in omogoča primerjavo z ostalimi referenčnimi trgi.

Cene električne energije

V letu 2023 so se cene na veleprodajnih terminskih trgih postopoma zniževale. Trgi so si v letu 2023 postopoma opomogli od energetske krize, kar je razvidno iz znižanja terminskih cen. Kriza je poudarila pomen terminskih trgov, ko je zaradi nizke likvidnosti teh trgov bilo obvladovanje ekstremnih cen na trgih za dan vnaprej zelo zahtevno.

Zato je februarja 2023 ACER začel razpravo o nadaljnjem razvoju terminskega trga električne energije. Izboljšano varstvo potrošnikov z zavarovanjem prek uporabe terminskih produktov je bil tudi eden izmed temeljnih ciljev reforme zasnove trga z električno energijo.

SLIKA 65: RAZVOJ CEN REFERENČNIH MESEČNIH PRODUKTOV NA BORZI EEX³⁶



VIR: MONTEL

36 Primer: Za dobavo v januarju 2023 je 1M povprečje trgovanih cen v decembru 2022 (za mesečni produkt BA-SE ali PEAK jan 23), za 3 M pa povprečje trgovanih cen v oktobru 2022 (za mesečni produkt BASE ali PEAK jan 23).

Posledično je stabilizacijo opaziti tudi na sprotnih trgih, kjer so se cene vrnile na ravni v letu 2021, ne pa tudi na ravni pred pandemijo.

Cene na borzah za dan vnaprej v Sloveniji in na tujih trgih

Slovenski trg z električno energijo leži na stičišču štirih velikih evropskih trgov, nemškega, avstrijskega, italijanskega in trga jugovzhodne Evrope. Slovenski trg je vključen v medregijsko spajanje trgov za dan vnaprej na mejah z Avstrijo, Italijo,

Hrvaško in Madžarsko. V okviru spajanja trga znotraj dneva je slovenski borzni trg z električno energijo vključen v enotni evropski trg znotraj dneva, in sicer od leta 2022 naprej na mejah z vsemi sosednjimi državami.

Vplivni dejavniki

Veleprodajne cene električne energije na trgu za dan vnaprej so bile v letu 2023 bistveno nižje od cen, doseženih v letu 2022, zaznamovanem po izrazitem porastu ter nestanovitnosti, ki je posledica predvsem geopolitične situacije na vzhodu Evrope. Tako je povprečna cena električne energije na trgu za dan vnaprej znotraj področja EU-27/EEA (Norveška) in Švica v letu 2023 znašala 93 EUR/MWh³⁷. Čeprav ta vrednost predstavlja 42,5 % veleprodajne cene iz leta 2022 (219 EUR/MWh), je še vedno višja kot v obdobju pred krizo (v povprečju skoraj dvakrat višja).

Na znižanje cen električne energije na trgu za dan vnaprej v preteklem letu vplivajo predvsem zmanjšana odvisnost od zemeljskega plina, dobavljenega po plinovodih iz Rusije, zmanjšana poraba električne energije zaradi energetske krize³⁸ ter povečanje deleža električne energije, proizvedene iz nizkoogljičnih virov. Povpraševanje po električni energiji se je na ravni EU zmanjševalo vse do tretjega četrtletja 2023 in ključno prispevalo k zmanjševanju odvisnosti od fosilnih goriv.

Dinamika gibanja cen na trgu električne energije je tesno povezana z veleprodajnimi cenami zemeljskega plina. Zaradi uspešnega nadomeščanja uvoza ruskega plina z uvozom iz drugih držav (predvsem ZDA in Norveška) in povečanim uvozom utekočinjenega zemeljskega plina (LNG) ter zmanjšane porabe plina so države članice zagotovile nadpovprečne zapolnjenosti skladišč z zemeljskim plinom in posledično nižje veleprodajne cene plina tudi električne energije. Povprečne cene zemeljskega plina so se znižale od 150 in 300 EUR/MWh v letu 2022 na manj kot 130 EUR/MWh v letu 2023, kar je sicer raven nad 80 EUR/MWh iz leta 2012. Najvišje so bile na Irskem in v Italiji, najnižje pa na skandinavskem. K temu je dodatno prispevala tudi Uredba (EU) 2022/1032 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 29. junija 2022 o spremembi Uredb (EU) 2017/1938 in (ES) št. 715/2009 glede skladiščenja plina, ki je narekovala, da morajo biti skladišča plina pred začetkom ogrevalne sezone 2023/24 najmanj 90-odstotno zapolnjena, poleg tega pa še ugodne vremenske razmere (blaga zima, ustrezna vetrovnost ter hidrologija in večje število sončnih ur). V letu 2023 se cene zemeljskega plina na evropskih plinskih vozliščih po letu velikih razponov ponovno približujejo (tj. konvergirajo), kar je posledica novih LNG terminalov za uvoz, in povečane transportne zmogljivosti. Povečana odvisnost EU od LNG zahteva prilagoditve v čezmejnih pretokih plina za zagotavljanje njegovega učinkovitega prenosa. Neusklajeni nacionalni ukrepi, ki povečujejo stroške čezmejnega trgovanja, lahko motijo te tokove, tvegajo fragmentacijo trga in ovirajo konvergenco cen. Zato je nujno spodbujati bolj usklajene pristope med državami članicami za stabilnejši in povezan trg zemeljskega plina.

37 ACER. (2024). Key developments in EU electricity wholesale markets. 2024 Market Monitoring Report

38 Kljub nizkim cenam na sprotnih trgih se je nadaljevalo zmanjševanje povpraševanja po energiji, kar je posledica ekonomskih učinkov in prenehanja podpornih interventnih ukrepov.



Potem ko je manjši obseg proizvodnje iz nuklearnih, vetrnih in hidroelektrarn prispeval k dvigu cen v letu 2022, je pospešeno priključevanje obnovljivih virov električne energije (OVE) na nivoju EU ter zvečana proizvodnja nuklearnih elektrarn v Franciji³⁹ v letu 2023 povečalo delež električne energije, proizvedene iz nizkoogljičnih proizvodnih virov, in je poleg zmanjšane porabe dodatno prispevalo k zmanjšanju odvisnosti od fosilnih goriv. Razlike v deležih med posameznimi državami pa so posledica lokalnih specifik energetske mešanice. Posledično se v Italiji in na Irskem v letu 2023 pojavijo najvišje cene električne energije, v nordijskih državah, predvsem zaradi učinkovitega obratovanja črpalnih hidroelektrarn, pa najnižje.

V letu 2023 se je na področju jugovzhodne Evrope vzpostavil trg električne energije za dan vnaprej, in sicer v Albaniji, Črni Gori ter Severni Makedoniji. Dodatno so v letu 2023 pripravljene zakonodajne podlage za podporne sheme pospešenega priključevanja OVE v Albaniji, Bosni in Hercegovini, Gruziji, Moldaviji in Ukrajini in so izvedene prve dražbe energije iz OVE v Albaniji, Gruziji, Severni Makedoniji, Kosovu in Srbiji. Cene v državah jugovzhodne Evrope z več medsebojnimi čezmejnimi povezavami so dosegale podobne ravni kot na trgih znotraj EU.

V letu 2023 se še naprej čutijo posledice zaostrenih geopolitičnih razmer in globalne energetske krize, ki jo poganjata tudi inflacija in nižja ekonomska rast gospodarstev. Tako se v evropskih državah, ZDA ter na Japonskem zazna zmanjševanje povpraševanja po električni energiji predvsem zaradi zmanjšanja aktivnosti energetsko intenzivnejše industrije, kar je posledica zmanjšanja konkurenčnosti zaradi energetske druginje.

Za leto 2023 pa je značilna tudi povečana pojavnost negativnih cen na trgu za dan vnaprej kot posledica povečanega števila priključenih OVE⁴⁰ in zanje značilne-nepredvidljive narave obratovanja. Ta dejavnik dodatno podkrepljuje potrebo po integraciji trgov in omogočanju izrabe prožnosti.

Kljub zniževanju veleprodajnih cen pa energija ostaja draga, predvsem zaradi upoštevanja tveganj dobaviteljev in volatilnosti trga. Energetska kriza je izpostavila ključno vlogo terminskih trgov. Terminalske trgi udeležencem na trgu omogočajo stabilizirati in zavarovati svoje prihodnje denarne tokove in s tem zavarovati svoja podjetja pred tveganji prihodnjih sprememb cen.

39 Francija v letu 2023 v nasprotju z letom 2022 postane neto izvoznica, Nemčija pa neto uvoznica, pri čemer je Italija ostala največja neto uvoznica. Italija, Litva in Luksemburg so cenejšo električno energijo od sosednjih držav članic uvažale skoraj vsako uro v letu 2023.

40 Zmogljivost sončnih elektrarn se je v primerjavi z letom 2022 povečala za 20 % in je bila dvakrat večja kot v letu 2019, zmogljivost vetrnih elektrarn pa se je povečala za 8 %.

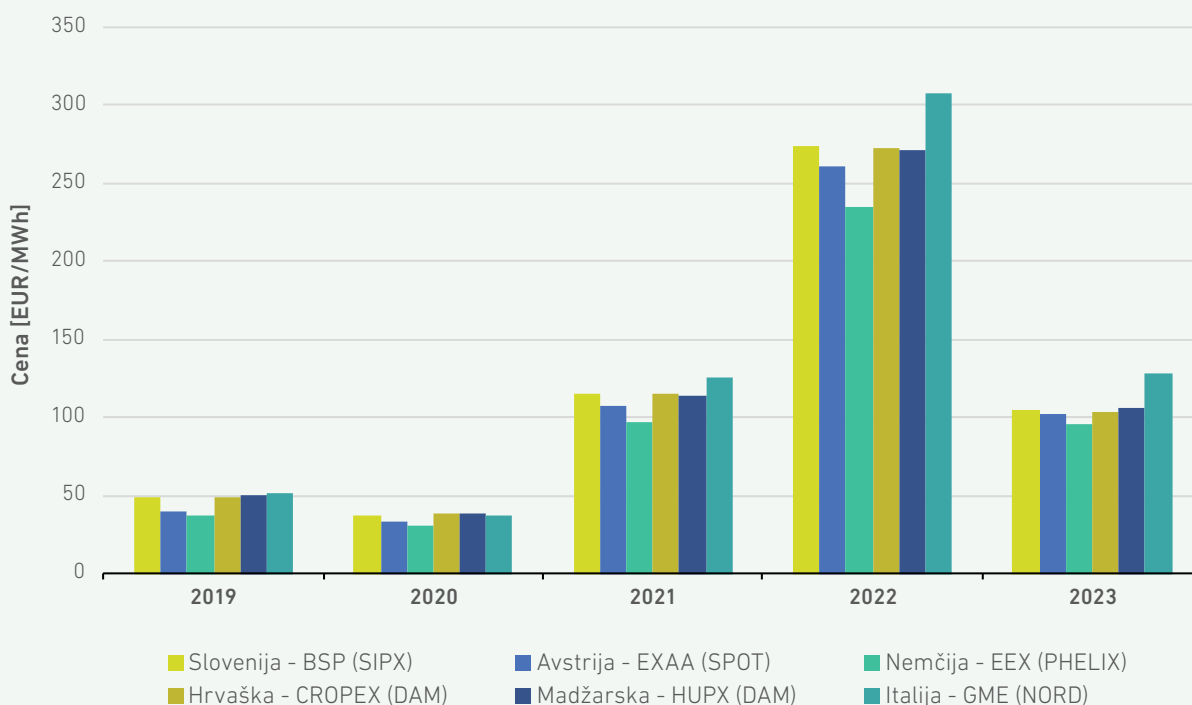
Slika 66 prikazuje gibanje povprečnih cen pasovne energije na borzah v Sloveniji, sosednjih državah in v Nemčiji v zadnjih petih letih. Cene na borzi v Sloveniji so bile v letu 2023 najbolj primerljive s cenami na Madžarskem, Hrvaškem in v Avstriji.

V letu 2023 se je povprečna cena pasovne energije na borzi v Sloveniji v primerjavi z letom 2022 znižala za 62 % in je znašala 104,33 EUR/MWh. Kot je razvidno na sliki 66, so se cene električne energije drastično znižale na vseh opazovanih trgih na ravni, ki so primerljive z letom 2021. Najvišjo povprečno ceno na trgu za dan vnaprej v letu 2023 (127,78 EUR/MWh) so zabeležili na italijanskem trgu GME (NORD).

Znižanje cen na borzah za okoli 60 % glede na prejšnje leto

Najnižjo povprečno ceno pasovne energije (95,18 EUR/MWh) v obsegu primerjave so znova beležili na nemški borzi, kjer so se povprečne cene v primerjavi z letom 2022 znižale, in sicer za 60 %. Nekoliko višje so bile povprečne cene v Avstriji. Cene na borzah v Nemčiji zaradi likvidnosti z električno energijo vplivajo tudi na preostale trge v EU.

SLIKA 66: GIBANJE POVPREČNE CENE PASOVNE ENERGIJE NA TRGU ZA DAN VNAPREJ V SLOVENIJI IN NA SOSEDNIH BORZAH V OBDOBJU 2019–2023



VIR: MONTEL

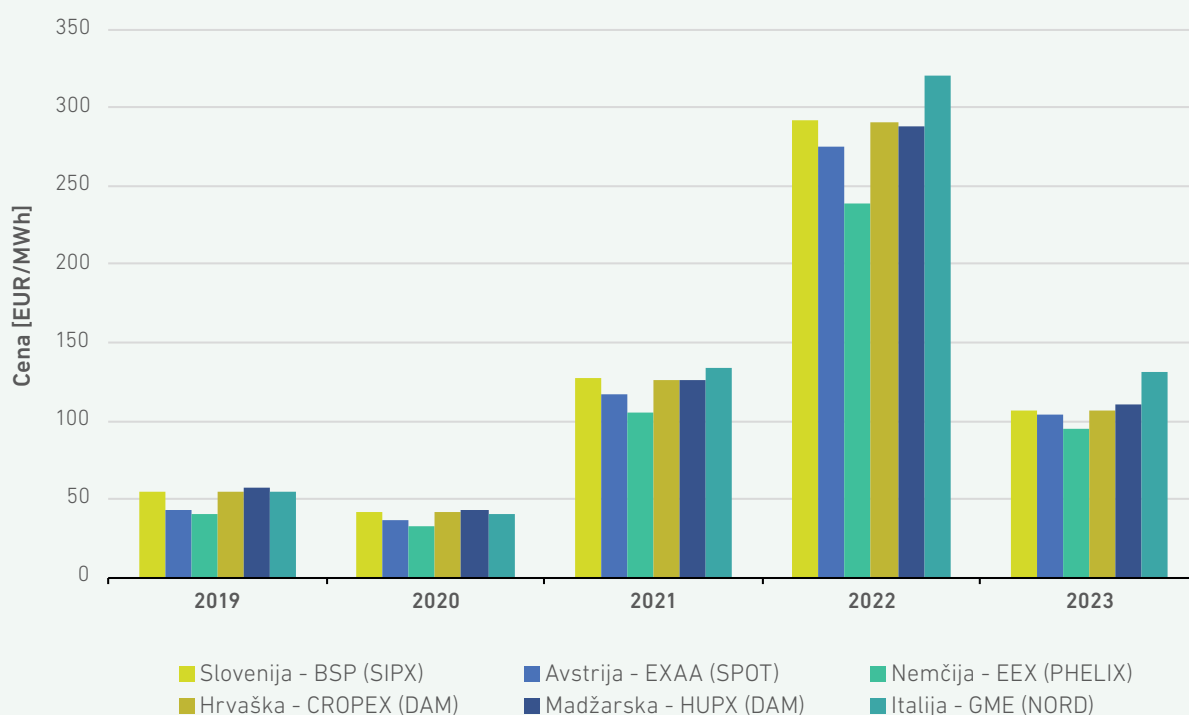
Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej na posameznih trgih prikazuje slika 67. V letu 2023 se je povprečna cena vršne energije na borzi v Sloveniji v primerjavi s povprečno ceno v letu 2022 znižala za 63 % in je znašala 106,86 EUR/MWh. Skupaj s Hrvaško je to najvišji odstotek znižanja cene glede na leto prej v primerjavi s preostalimi borzami. Povprečne cene vršne energije na zadevnem trgu so padle celo pod raven

iz leta 2021, zato je razlika med povprečnima cenama vršne in pasovne energije v letu 2023 nepomembna.

Najmanjše zvišanje cen beležijo na italijanskem trgu GME (59 %), kljub temu pa je povprečna cena vršne energije v letu 2023 med vsemi opazovanimi trgi bila najvišja prav na italijanskem trgu GME (NORD) in je znašala 131,40 EUR/MWh.



SLIKA 67: GIBANJE POVPREČNE CENE VRŠNE ENERGIJE NA TRGU ZA DAN VNAPREJ V SLOVENIJI IN NA SOSEDNIH BORZAH V OBDOBJU 2019–2023



VIR: MONTEL

Veleprodajne cene električne energije na sprotnih trgih so od začetka leta in vse tja do junija padale. V drugi polovici leta je bilo konstantno nihanje cen okrog ravni približno 100 EUR/MWh, proti koncu leta pa ponovno opazimo padanje cen. Cene so najvišjo raven dosegle proti koncu januarja, ko se je cena povzpela nad 200 EUR/MWh. V začetku julija smo zabeležili rekordno nizke cene, in sicer na nemški borzi je cena padla na –53,9 EUR/MWh. Medtem ko je bila tudi na ostalih analiziranih borzah cena rahlo negativna, je na italijanski borzi cena ostala nespremenjena in je znašala 109,1 EUR/MWh. Na božični dan so ponovno zabeležene izredno nizke cene, ki so se gibale blizu 0 EUR/MWh.

Prodaja električne energije končnim odjemalcem v letu 2023 se je po podatkih Ministrstva za okolje, podnebje in energijo zmanjšala za okoli 11,4 %. Prodaja se je zmanjšala tako v segmentu poslovnih (14,4 %) kot tudi v segmentu gospodinjstvih odjemalcev (3,0 %).

Cene pasovne energije v letu 2023 so z izjemo italijanskega trga bile najnižje v zadnjem četrtletju. V Sloveniji je bila povprečna cena v zadnjem četrtletju 91,59 EUR/MWh, v Nemčiji je cena znašala 82,27 EUR/MWh. Na vseh opazovanih trgih je bila cena najvišja v prvem četrtletju 2023. Povprečna

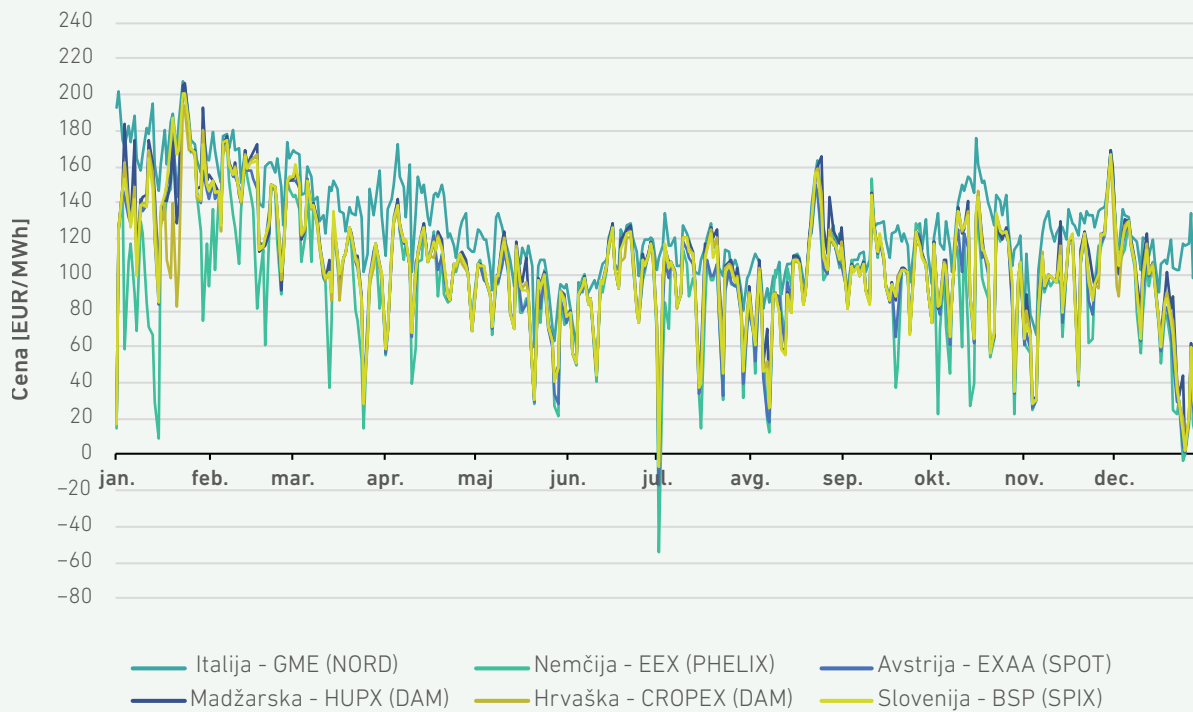
cena pasovne energije je takrat v Sloveniji znašala 134,91 EUR/MWh, v Nemčiji 115,80 EUR/MWh, v Italiji pa kar 159,94 EUR/MWh.

Najvišje cene pasovne energije na borznih trgih za dan vnaprej so bile v letu 2023 dosežene v januarju, in sicer je dnevna cena za pasovno energijo na slovenski borzi absolutni vrh dosegla 24. januarja 2023 in je znašala 201,158 EUR/MWh. V letu 2022 je najvišja cena za pasovno energijo znašala kar 747,987 EUR/MWh. Najvišja urna cena v 2023 je bila dosežena 11. septembra, in sicer je na ta dan med 19:00 in 20:00 znašala 426,18 EUR/MWh. Leto prej je najvišja cena bila dosežena v avgusta, v enakem časovnem oknu in je znašala 879,29 EUR/MWh.

Če kot cenovne konice arbitrarno določimo preseganje trikratnika povprečnih urnih cen v letu, je v Sloveniji prišlo do preseganja cenovnih konic v treh primerih, kar v primerjavi z letom 2022 pomeni zmanjšanje za okoli 77 %. Razlog za tako veliko zmanjšanje so bile rekordne cene v letu 2022.

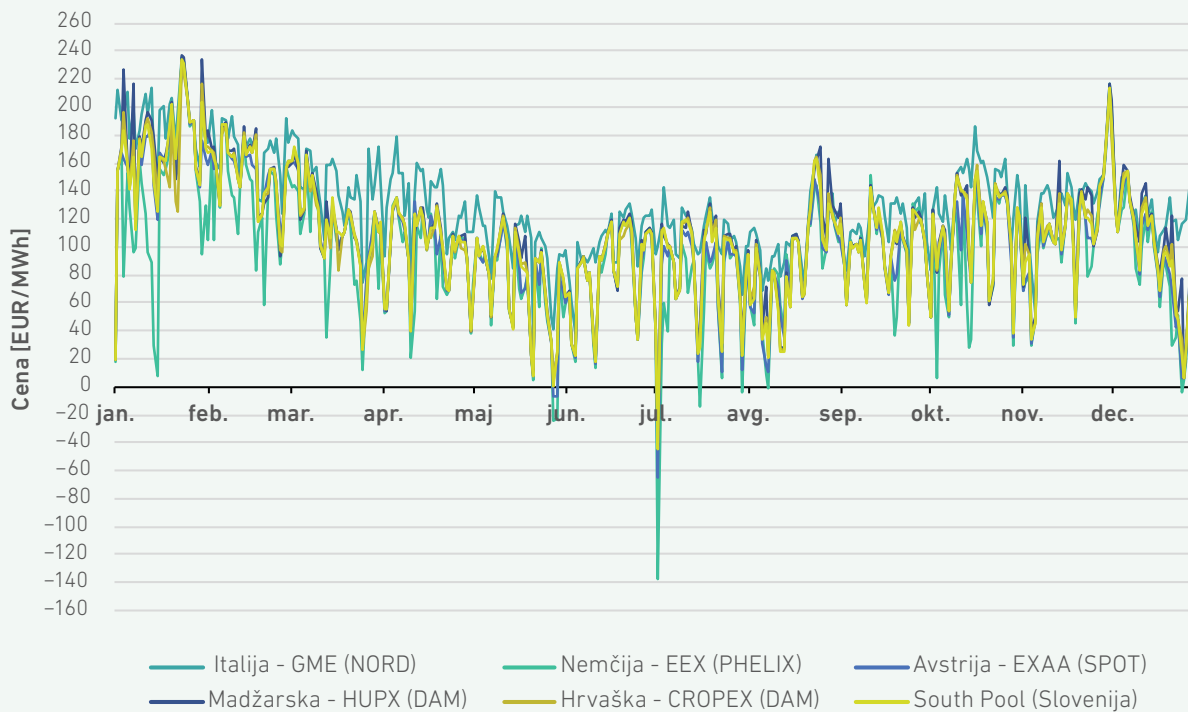
Negativno urno ceno smo na slovenski borzi v letu 2023 zabeležili v 96 urah, medtem ko jih v letu 2022 sploh ni bilo. Na nemškem trgu so negativno urno celo zabeležili v 301 uri, medtem ko so jih v lanskem letu zabeležili le v 69 urah.

SLIKA 68: GIBANJE CENE PASOVNE ENERGIJE V SLOVENIJI IN NA SOSEDNJIH BORZAH NA TRGU ZA DAN VNAPREJ



VIR: MONTEL

SLIKA 69: GIBANJE CENE VRŠNE ENERGIJE V SLOVENIJI IN NA SOSEDNJIH BORZAH NA TRGU ZA DAN VNAPREJ



VIR: MONTEL



Tabela 25 prikazuje rezultate primerjalne analize doseženih cen na trgu za dan vnaprej na borznih trgih BSP (Slovenija), GME (Italija), EXAA (Avstrija), CROPEX (Hrvaška) in HUPX (Madžarska) v letih 2022 in 2023.

Razlika med cenami električne energije se je s spojitvijo trgov med Slovenijo in Madžarsko znižala⁴¹, saj je opazna večja primerljivost cen med trgoma

BSP in HUPX. Delež ur, ko so bile cene na avstrijski borzi EXAA enake kot na BSP, se je v letu 2023 v primerjavi z letom prej povečal. Na drugi strani se je delež ur, ko so bile cene na italijanski borzi (GME) in hrvaški borzi (CROPEX) enake kot na BSP, v letu 2023 v primerjavi z letom prej zmanjšal. Največje razlike ostajajo pri primerjavi z italijanskim trgom, kjer so cene precej višje.

TABELA 25: PRIMERJAVA DOSEŽENIH CEN (GLEDE NA DELEŽ UR) NA TRGU ZA DAN VNAPREJ MED BORZAMI

	Delež ur v 2022	Delež ur v 2023
Nižja cena na BSP glede na GME	62,60 %	82,09 %
Nižja cena na GME glede na BSP	9,00 %	9,59 %
Enaka cena na BSP in GME	28,40 %	8,32 %
Nižja cena na BSP glede na EXAA	21,20 %	27,91 %
Nižja cena na EXAA glede na BSP	51,90 %	41,74 %
Enaka cena na BSP in EXAA	27,00 %	30,35 %
Nižja cena na BSP glede na CROPEX	25,80 %	42,48 %
Nižja cena na CROPEX glede na BSP	34,00 %	27,17 %
Enaka cena na BSP in CROPEX	40,30 %	30,35 %
Nižja cena na BSP glede na HUPX	32,40 %	47,93 %
Nižja cena na HUPX glede na BSP	42,50 %	23,32 %
Enaka cena na BSP in HUPX	25,10 %	28,74 %

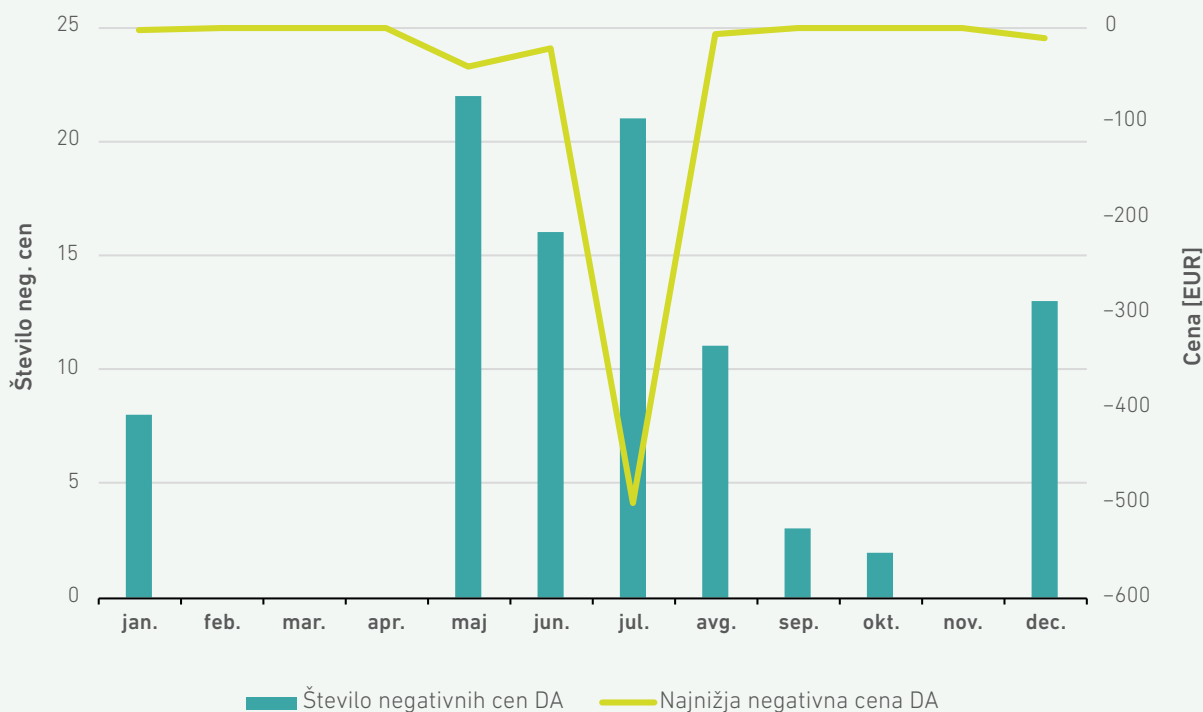
VIR: AGENCIJA, MONTEL

V letu 2023 se pojavi porast negativnih cen, ki so se na avkcijskem trgu za dan vnaprej na BSP pojavile v januarju, maju, juniju, juliju, avgustu, septembru, oktobru in decembru. Največ negativnih cen se je

pojavi v maju 2023, kjer se negativna cena pojavi 22-krat. Najnižja dosežena cena je bila 2. julija 2023 za uro H15 in je znašala -500 EUR/MWh.

41 Trgi na meji Slovenije in Madžarske so bili uradno spojeni in integrirani 30. 6. 2022, trgovanje pa se je začelo v začetku julija.

SLIKA 70: ANALIZA NEGATIVNIH CEN NA TRGU BSP ZA DAN VNAPREJ



VIR: BSP

ŠTUDIJA PRIMERA

Analiza stopnje volatilnosti cen električne energije na trgu za dan vnaprej v obdobju 2021–2024

V okviru eksplicitnih novih nalog v skladu s 53. členom EZ-2 mora agencija spremljati tudi stopnjo nestanovitnosti cen, in sicer v kontekstu vpliva nestanovitnosti cen na račune končnih odjemalcev. Zaradi izrazito omejene ponudbe produktov dobave na podlagi dinamičnih cen, povezanih s cenami na sprotnih veleprodajnih trgih, v nadaljevanju prikazujemo analizo stopnje volatilnosti skozi daljše obdobje, s ciljem pridobiti globlji vpogled v stanje na trgu.

Analiza volatilnosti cen električne energije na slovenski energetski borzi BSP SouthPool je bila narejena skozi ovrednotenje standardnih deviacij urnih indeksov električne energije SIPXhourly_i od vrednosti indeksa SIPXbase, kjer indeks i predstavlja

uro v dnevno. SIPXbase je indeks električne energije na borznem trgu z električno energijo v Sloveniji in predstavlja povprečno dnevno ceno za posle, sklenjene v urah i na slovenskem borznem trgu.⁴²

Dnevna volatilnost cene električne energije V_d je za vsak dan d , v katerem nastopa N ur, bila določena, kot je podano v spodnji formuli (1). Na dan prehoda v obdobje poletnega časa velja, da je dan sestavljen iz 23 ur, na dan prehoda iz obdobja poletnega časa v obdobje zimskega časa pa velja, da je dan sestavljen iz 25 ur.

$$V_d = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\text{SIPXhourly}_i - \text{SIPXbase})^2}{N}}$$

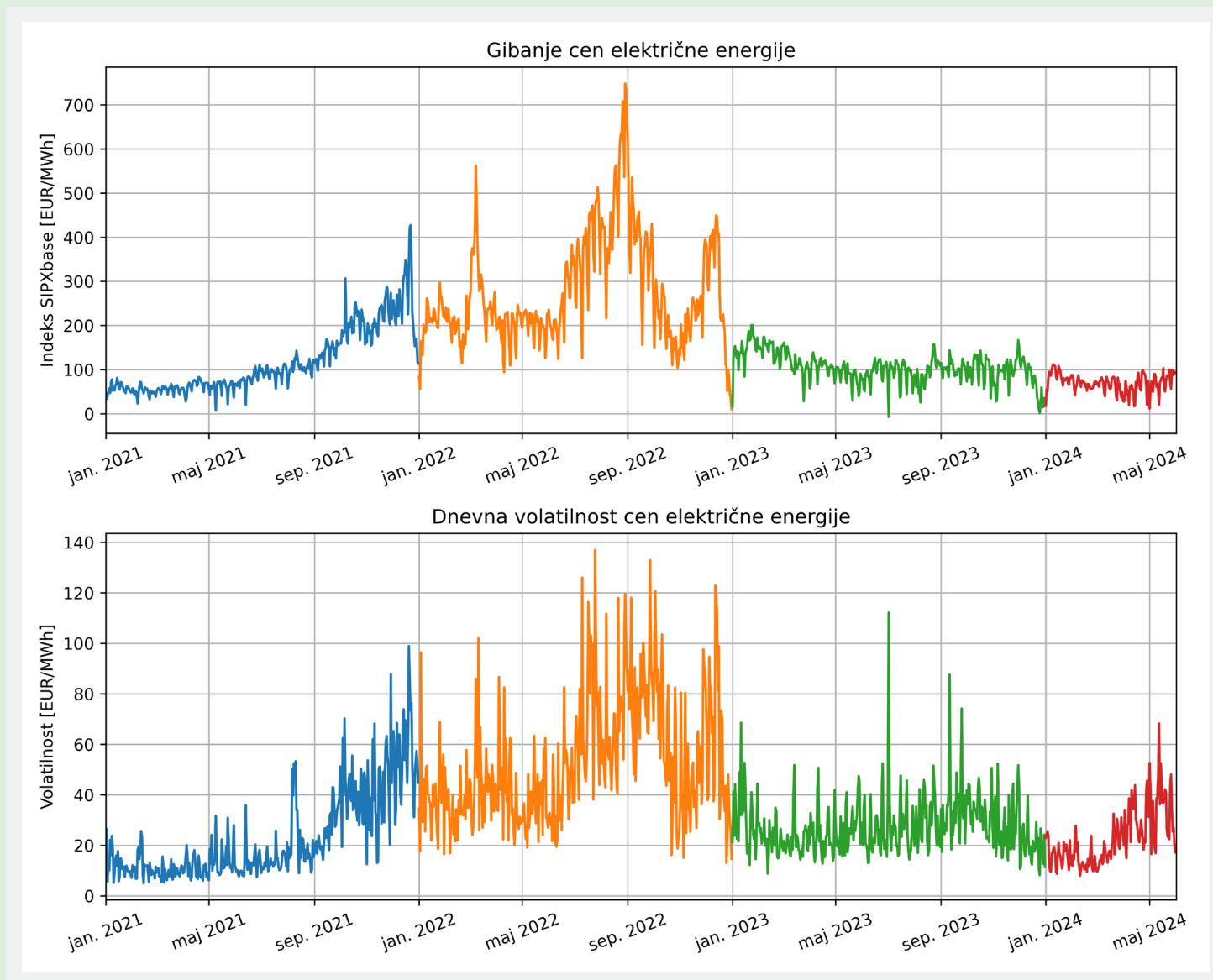
42 BSP SouthPool Energetska Borza, Slovenski borzni indeks [dostop 31. 5. 2024] <https://www.bsp-southpool.com/slovenski-borzni-indeks-podatki.html>



Gibanje povprečnih dnevni cen električne energije (SIPXbase) ter dnevne vrednosti volatilnosti za ob-

dobje od 1. 1. 2021 do 31. 5. 2024 prikazuje spodnja slika.

SLIKA: GIBANJE INDEKSOV SIPXbase TER DNEVNIH VREDNOSTI VOLATILNOSTI CEN

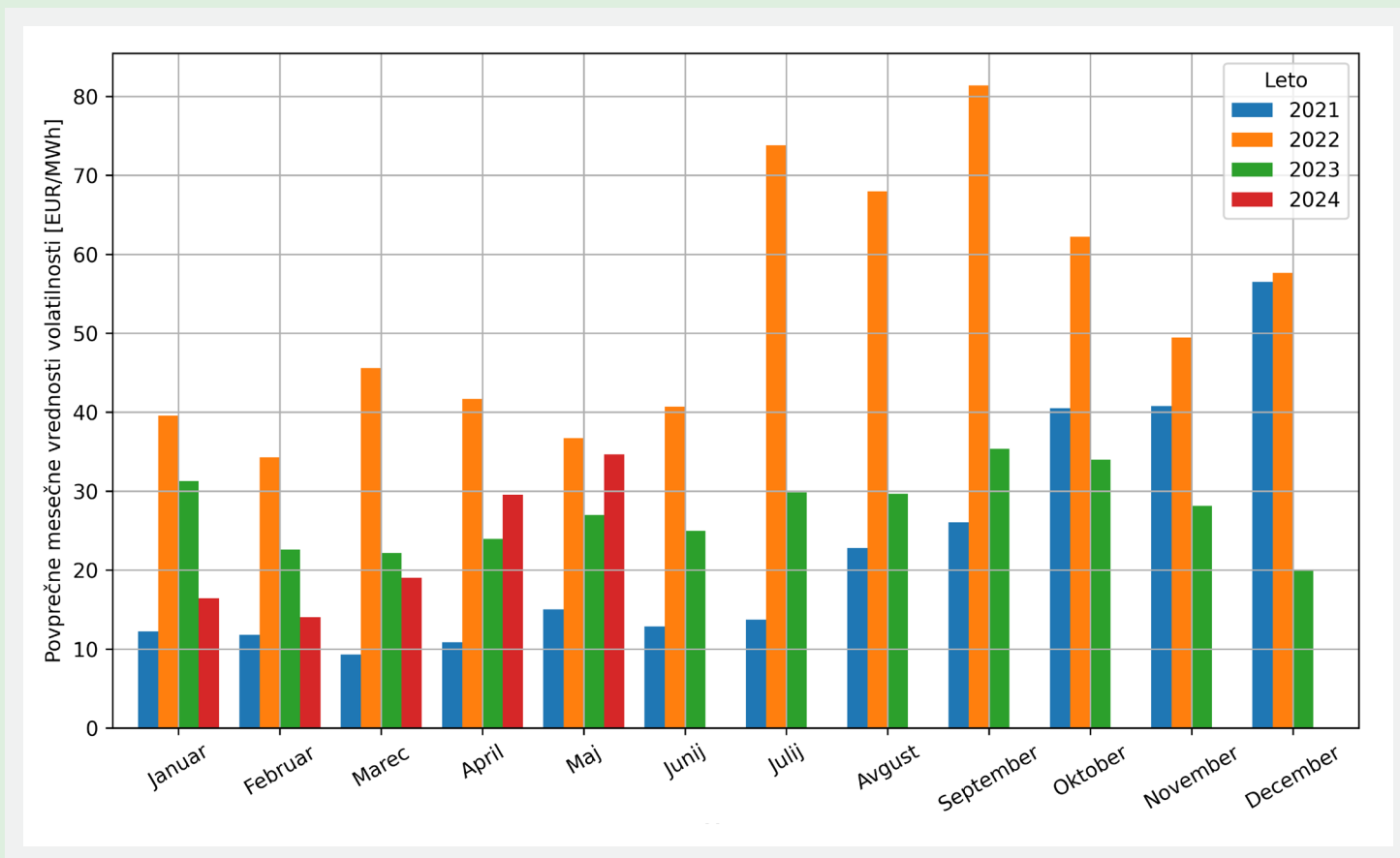


VIRA: BSP, AGENCIJA

Opaziti je korelacijo med stopnjo volatilnosti in gibanjem cen električne energije v letih 2021, 2022 in 2023. Volatilnost je bila izrazito povečana konec leta 2021 ter v kriznem letu 2022, v letu 2023 pa pride do stabilizacije volatilnosti na bistveno nižjo

raven (izjemo predstavljajo »osamele« volatilnosti, povezane predvsem z nastopom negativnih cenovnih konic), zanimivo pa je njeno ponovno povečanje v drugem četrtletju 2024.

SLIKA: POVPREČNE MESEČNE VREDNOSTI VOLATILNOSTI CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE



VIR: AGENCIJA

Na podlagi petmesečnega opazovanega obdobja seveda še ni mogoče pridobiti celovite slike glede nihajnosti cen v letu 2024, vendar pa lahko zaradi povečanja proizvodnje iz OVE pričakujemo povečano nihajnost cen tudi čez poletje.

Volatilnost cen na sprotnem trgu za dan vnaprej je eden izmed ključnih dejavnikov tveganj za končnega odjemalca pri sklepanju dobavnih pogodb na podlagi dinamičnih cen (glej študijo primera »Analiza tržnih pogojev za razvoj ponudbe produktov dobave električne energije na podlagi dinamičnih cen«).

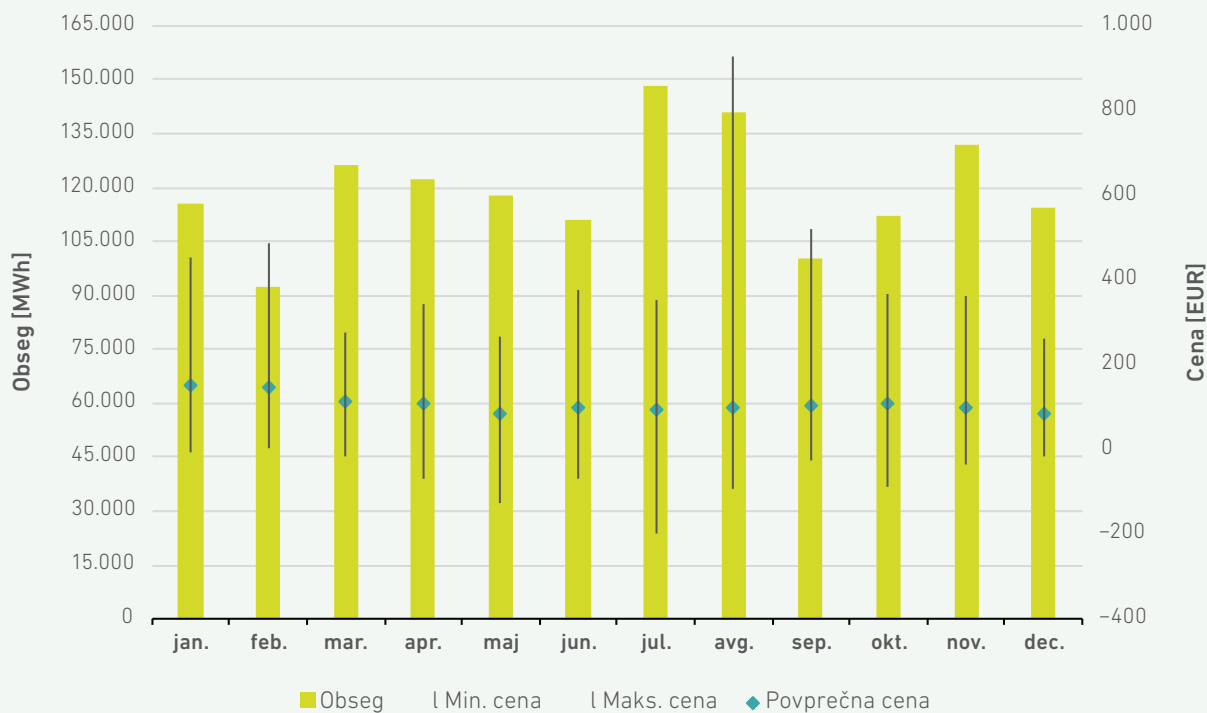


Cene na sprotnem trgu znotraj dneva

Slika 71 prikazuje gibanje trgovalnih količin in razponov cen vseh produktov na sprotnem trgu znotraj dneva. V poletnih mesecih je prišlo do po-

večanja obsega sprotnega trgovanja, v avgustu tudi do izrazitega razpona cen, ki so se gibale med -91,83 EUR/MWh in 928,17 EUR/MWh.

SLIKA 71: OBSEG TRGOVANJA IN RAZPONI CEN NA TRGU ZNOTRAJ DNEVA

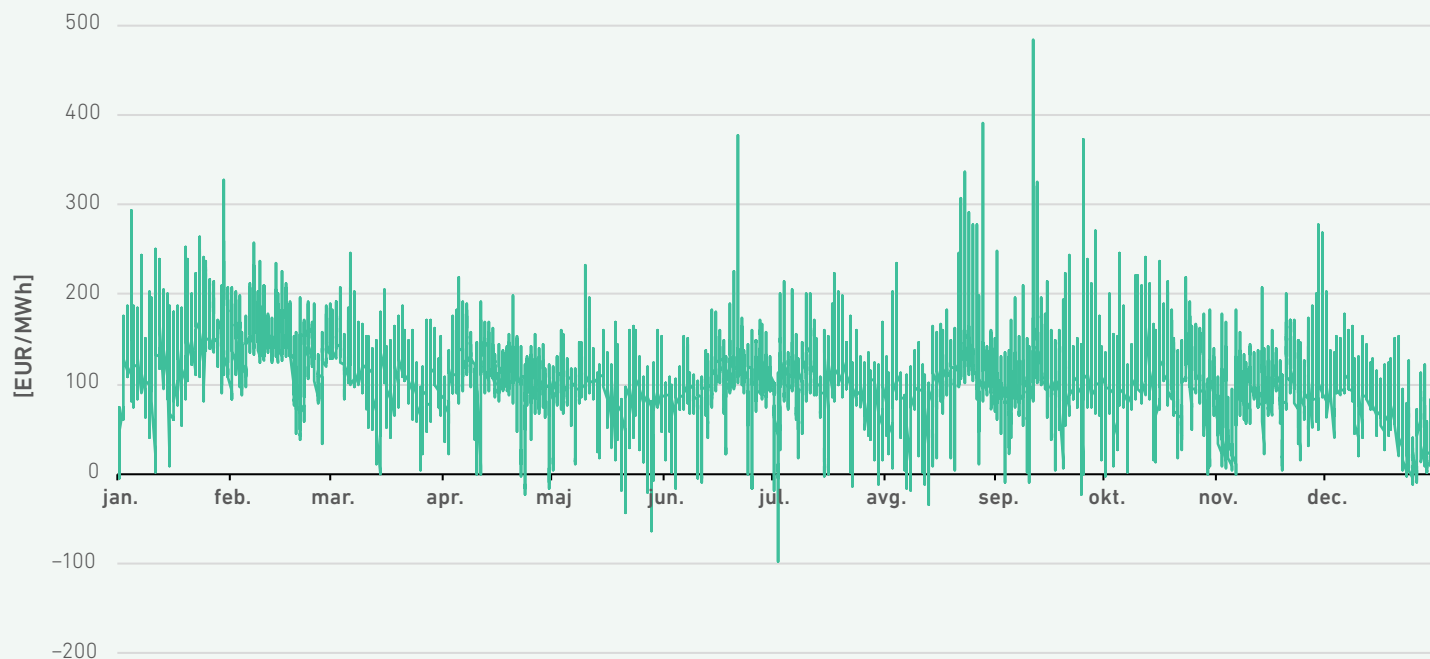


VIR: BSP

Povprečna cena urnih produktov na trgu znotraj dneva je v letu 2023 znašala 107,55 EUR/MWh, kar pomeni 60 % nižjo ceno, kot je bila v letu 2022, ko je povprečna cena znašala 268,84 EUR/MWh. V primerjavi z letom 2022 je povprečna cena urnih

produktov v letu 2023 nižja za 4 %. Najvišja cena se za urni produkt na trgu znotraj dneva pojavi 11. 9. 2023 za uro H20 in znaša 483,10 EUR/MWh, medtem ko se najnižja cena pojavi 2. 7. 2023 za uro H15 in znaša -97,18 EUR/MWh.

SLIKA 72: RAZVOJ CEN URNEGA PRODUKTA NA BSP ID TRGU

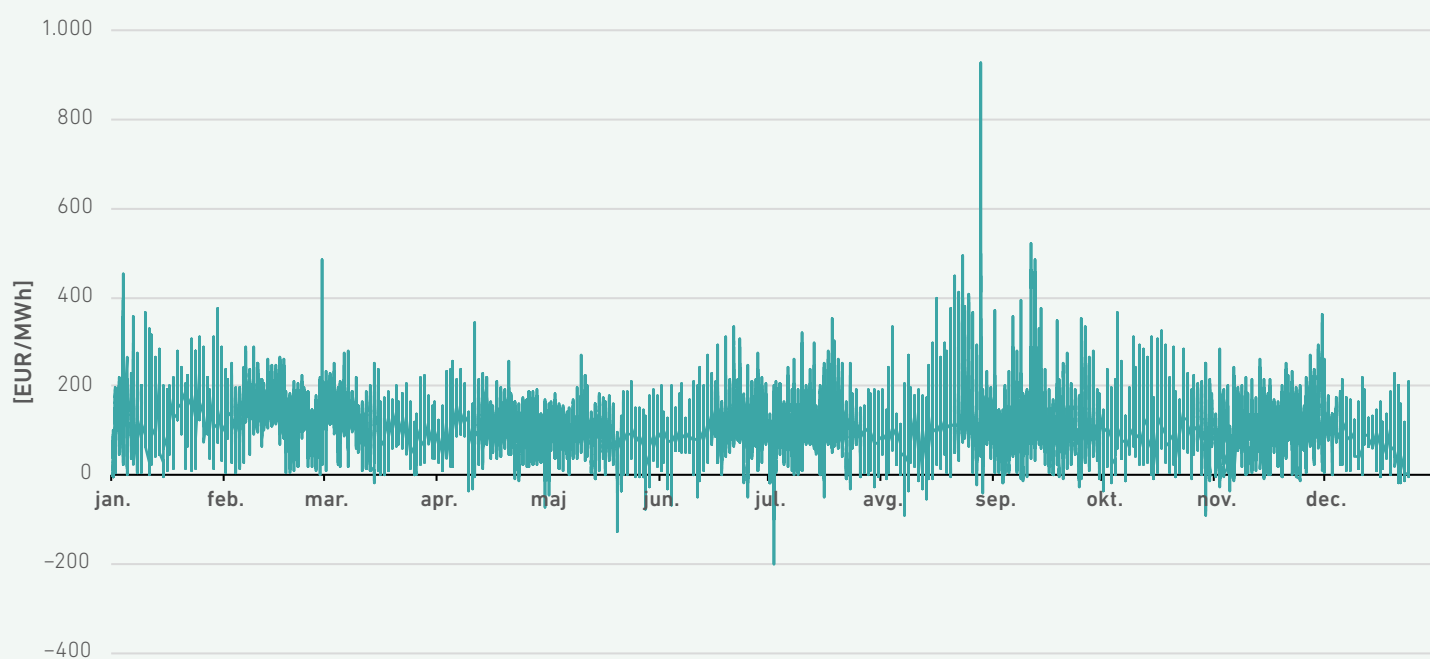


VIR: BSP

Povprečna cena 15-minutnih produktov na trgu znotraj dneva je v letu 2023 znašala 107,5 EUR/MWh, kar je skoraj 61 % manj kot cena v letu 2022, ko je povprečna cena znašala 275,09 EUR/MWh, in 6 % nižja kot v letu 2021, ko je povprečna cena znašala 114,08 EUR/MWh. Najvišja cena se

za 15-minutni produkt na trgu znotraj dneva pojavila 28. 8. 2023 za interval med 20:00 in 20:15 in znaša 928,17 EUR/MWh, medtem ko se najnižja cena prav tako kot pri urnem produktu pojavi 2. 7. 2023 za interval med 14:00 in 14:15 ter znaša -200,00 EUR/MWh.

SLIKA 73: RAZVOJ CEN 15-MINUTNEGA PRODUKTA NA TRGU BSP ID



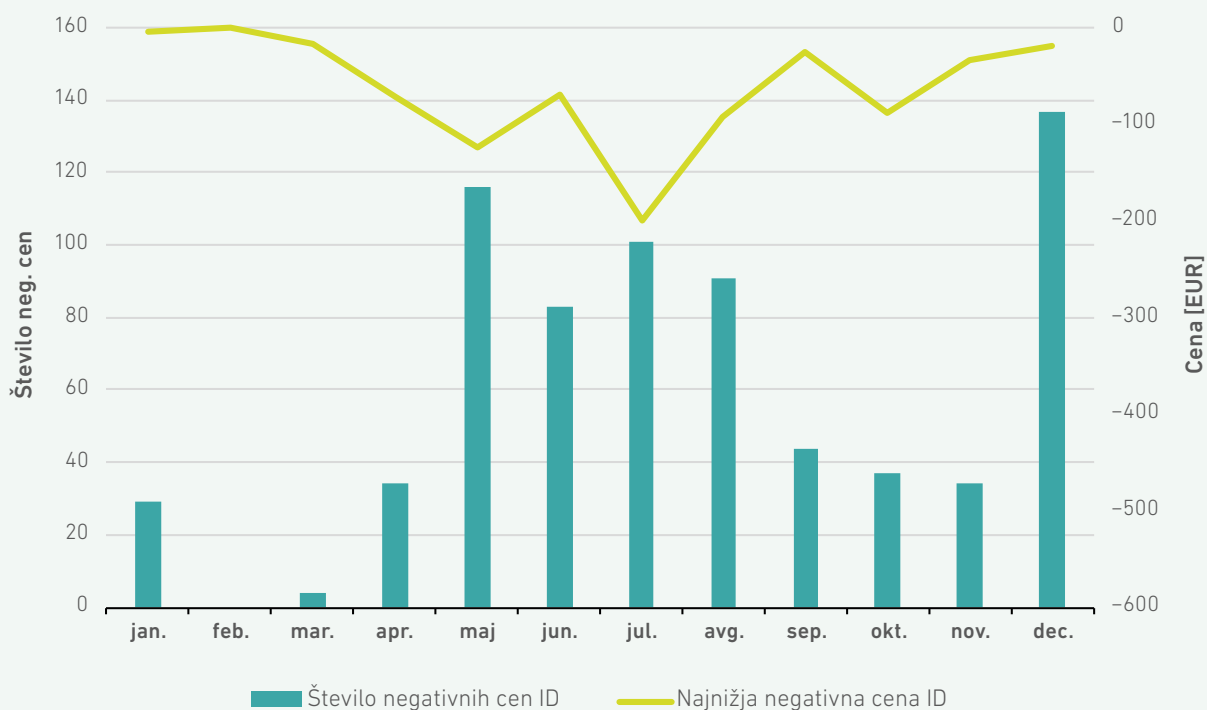
VIR: BSP



Tudi na trgu znotraj dneva je v letu 2023 prišlo do povišanja števila negativnih cen, ki so se pojavile v vseh mesecih, razen v februarju 2023. Največ negativnih cen se je pojavilo v decembru 2023, kjer se skupno pri urnih in 15-minutnih produktih

negativna cena pojavi 137-krat. Najnižja dosežena negativna cena je bila 2. julija 2023 za 15-minutni produkt med 14:00 in 14:15 ter je znašala -200,00 EUR/MWh.

SLIKA 74: OBSEG NEGATIVNIH CEN NA TRGU ZNOTRAJ DNEVA



VIR: BSP

Cene energije na trgih sistemske izravnave

Agencija spremlja vse organizirane trge, na katerih se trguje z energijo za potrebe sistemske izravnave, tj. trg sistemskih storitev, ki ga organizira operater prenosnega sistema, in izravnalni trg operaterja trga. Cene zakupa izravnalne moči s ciljem zagotavljanja razpoložljivosti enot, ki sodelujejo na trgu sistemskih storitev, nenamerna odstopanja (FSkar) ter netiranje odstopanj (IGCC) so analizirane v poglavju Zagotavljanje sistemskih storitev. Analiza v nadaljevanju je osredotočena izključno na cene izravnalne energije. Najvišja cena

električne energije na izravnalnem trgu operaterja trga je v letu 2023 znašala 340 EUR/MWh, najnižja pa -50 EUR/MWh. Najvišje cene se pojavijo ob nakupih izravnalne energije, najnižje pa odražajo prodaje viškov energije operaterja prenosnega sistema. Na izravnalnem trgu operaterja so poleg operaterja prenosnega sistema sodelovali še trije člani. Najvišja cena je bila dosežena v jutranjih urah 19. januarja 2023. Operater prenosnega sistema je na izravnalnem trgu večinoma deloval kot prodajalec električne energije.

SLIKA 75: OBSEG TRGOVANJA IN RAZPONI CEN NA IZRAVNALNEM TRGU OPERATERJA TRGA

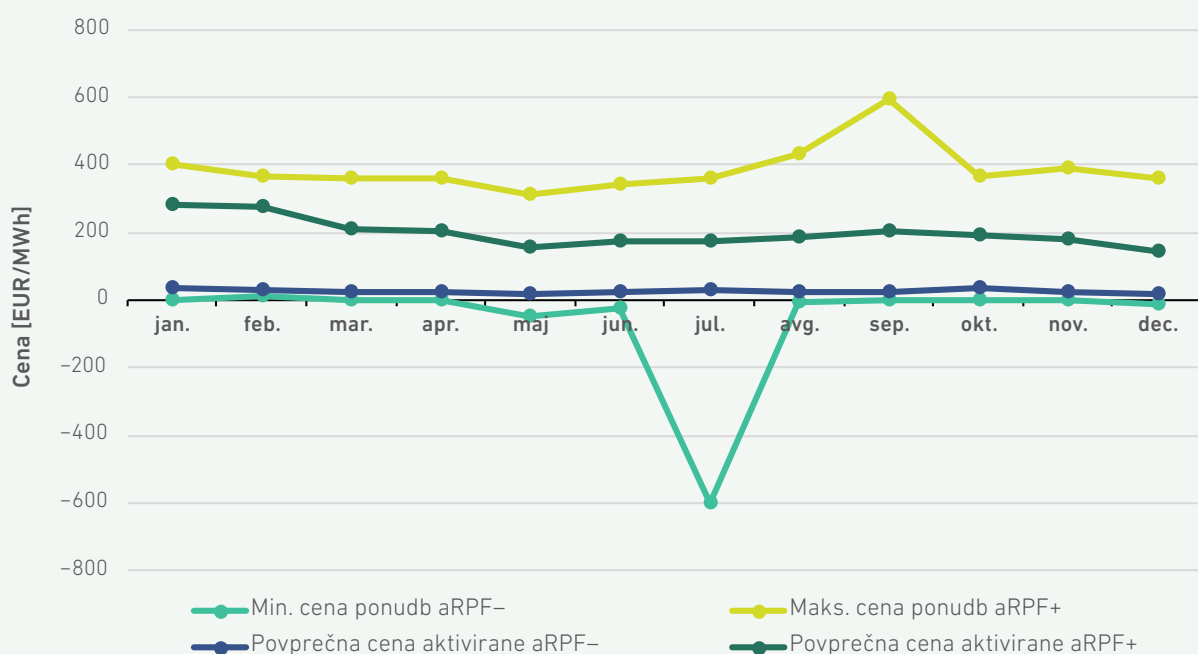


VIR: BORZEN

Na trgu frekvenčnih sistemskih storitev se cene izravnalne energije pri rezervi za povrnitev frekvence (RPF) oblikujejo glede na zbrane ponudbe kvalificiranih ponudnikov storitev izravnave, in sicer ločeno za pozitivno (RPF+) in negativno (RPF-) izravnavo, ter ločeno za avtomatsko (aRPF) in ročno rezervo za povrnitev frekvence (rRPF). Operater prenosnega sistema za zbiranje ponudb

in aktivacijo energije aRPF in rRPF uporablja trgvalno platformo. Na njej se za vsako uro zbirajo energijske ponudbe, sistem pa glede na urejen seznam ponudb in potrebe po izravnavi izbere najugodnejše, kar je podlaga za aktivacijo izravnalne energije in nepreklicno sklenjen posel po principu plačila na podlagi ponudbe (angl. pay-as-bid).

SLIKA 76: GIBANJE CEN PONUDB IN AKTIVIRANE ENERGIJE aRPF



VIR: ELES



Slika 76 prikazuje gibanje cen ponudb in aktivirane energije rezerve za povrnitev frekvence aRPF– in aRPF+. Zaradi aktivacij po urejenem seznamu ponudb so realizirane cene ugodnejše od prikazane razpona cen ponudb. Najvišje cene za pozitivno izravnavo aRPF+ so bile dosežene januarja, ko je povprečna cena aktivirane energije znašala 283,77 EUR/MWh. Najnižje in s tem najmanj ugodne cene aktivirane negativne izravnave aRPF– so bile dosežene decembra, ko je povprečna cena aktivirane energije znašala 18,78 EUR/MWh. Najnižja urna ponujena cena za aRPF– je bila 2. julija za uro H15⁴³ in je zaradi zamejitev cen sovpadala z najnižjo ceno na trgu za dan vnaprej ter je znašala

–600 EUR/MWh. Največjo razliko med cenami za pozitivno in negativno izravnavo smo beležili v juliju, ko je znašala 958,74 EUR/MWh.

Na trgu sistemskih storitev za avtomatsko rezervo aRPF še vedno velja ukrep ZUOKPOE, ki je začel veljati 22. septembra 2022. Sprva je omejil cene ponudb z 1,3-kratnikom dosežene cene za trgovanje za dan vnaprej za pozitivno izravnavo in 0,7-kratnikom dosežene cene za trgovanje za dan vnaprej za negativno izravnavo. V začetku leta 2023 je zaradi nižjih cen na trgu za dan vnaprej prišlo do korekcije metodologije, kjer so se na novo definirali naslednji zamejitveni faktorji:

TABELA 26: FAKTOR ZAMEJEVANJA aRPF, KI JE DOLOČEN GLEDE NA SIPXh

SIPXh v EUR/MWh	Faktor aRPF+	Faktor aRPF–
Do vključno 0,00	0,8	1,2
Od 0,01 do vključno 200,00	1,8	0,2
Od 200,01 do vključno 350,0	1,5	0,5
Od 350,01 do vključno 450,00	1,4	0,6
Od 450,01	1,3	0,7

VIR: ELES

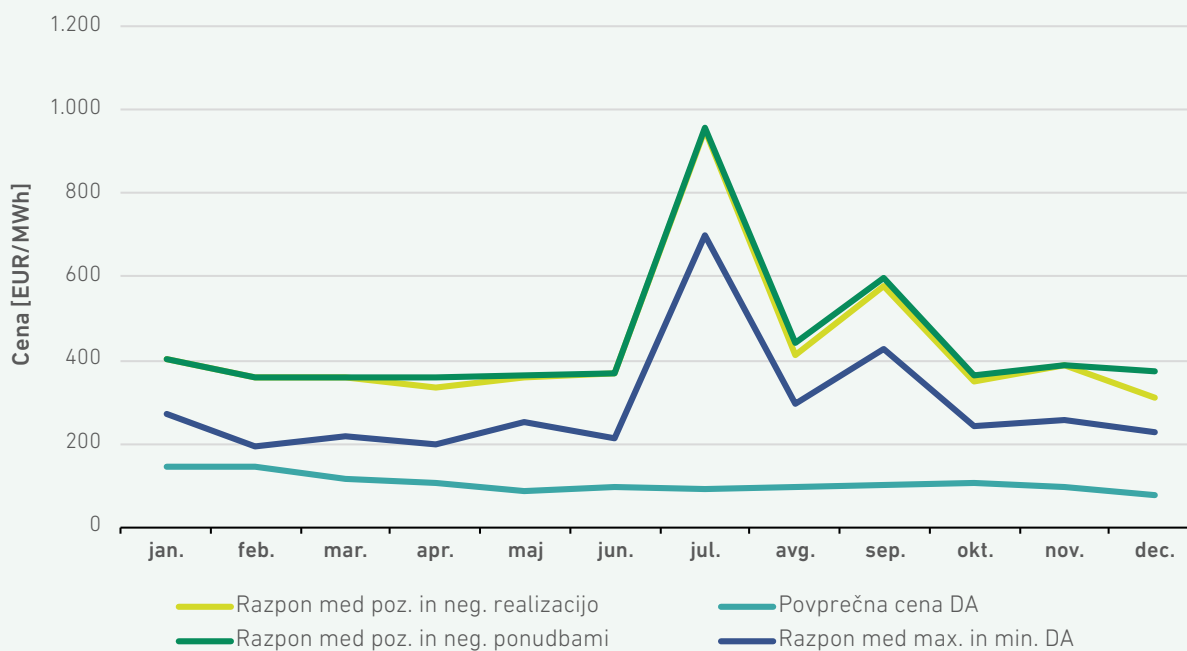
Maksimalna cena za izravnalno energijo aRPF+ in minimalna cena za izravnalno energijo aRPF– za uro dobave h se določi kot produkt SIPXh in ustreznega Faktorja aRPF+ oziroma aRPF–. Ta vrednost predstavlja maksimalno ceno za aRPF+ in minimalno ceno za aRPF–, ki jo lahko poda PSI pri oddaji energijskih ponudb za izravnalno energijo aRPF za uro dobave h.

S slike 77 je razvidno, da čez celotno leto ni zaznati občutnih razlik pri ponudbah in realizaciji v

razponu med pozitivno in negativno energijo. Razlog za to je še vedno veljaven ukrep ZUOKPOE, ki omeji cene ponudb, kot je navedeno v tabeli 26. Prav tako se opazi, da vsi ponudniki običajno dajejo ponudbe s skoraj maksimalno oziroma minimalno dovoljeno ceno. Posledično se realizacija izvede pri teh cenah ter s tem ne privede do občutnih razlik v razponu realizirane/ponujene aRPF+/aRPF–. Največjo razliko med slednjimi opazimo v decembru, ko so realizirane cene bile vseeno nekoliko nižje od ponudb.

43 Agencija je iz analize namenoma odstranila nekaj »osamelih« cenovnih podatkovnih točk za uro 15 dne 2. junija 2023, ki jih je povzročila napaka v izmenjavi podatkov med ELES in energetske borzo BSP. V omenjenem časovnem intervalu je bila zaradi napake namreč dosežena cena aktivirane energije aRPF– nad zamejitevjo v višini –1.696,72 EUR/MWh. Ker je bila velika večina izravnalne energije aRPF v uri 15 aktivirana v pozitivni smeri, je bil vpliv na stroške izravnave popolnoma zanemarljiv. S tem posegom v podatke se prepreči izkrivljeno dožemanje dogajanja na zadevnem trgu.

SLIKA 77: KORELACIJA MED RAZPONOM MINIMALNE CENE REALIZIRANE/PONUJENE aRPF- IN MAKSIMALNE CENE REALIZIRANE/PONUJENE aRPF+, POVPREČNE CENE TRGOVANJA ZA DAN VNAPREJ IN RAZPONOM MINIMALNE IN MAKSIMALNE CENE TRGOVANJA ZA DAN VNAPREJ

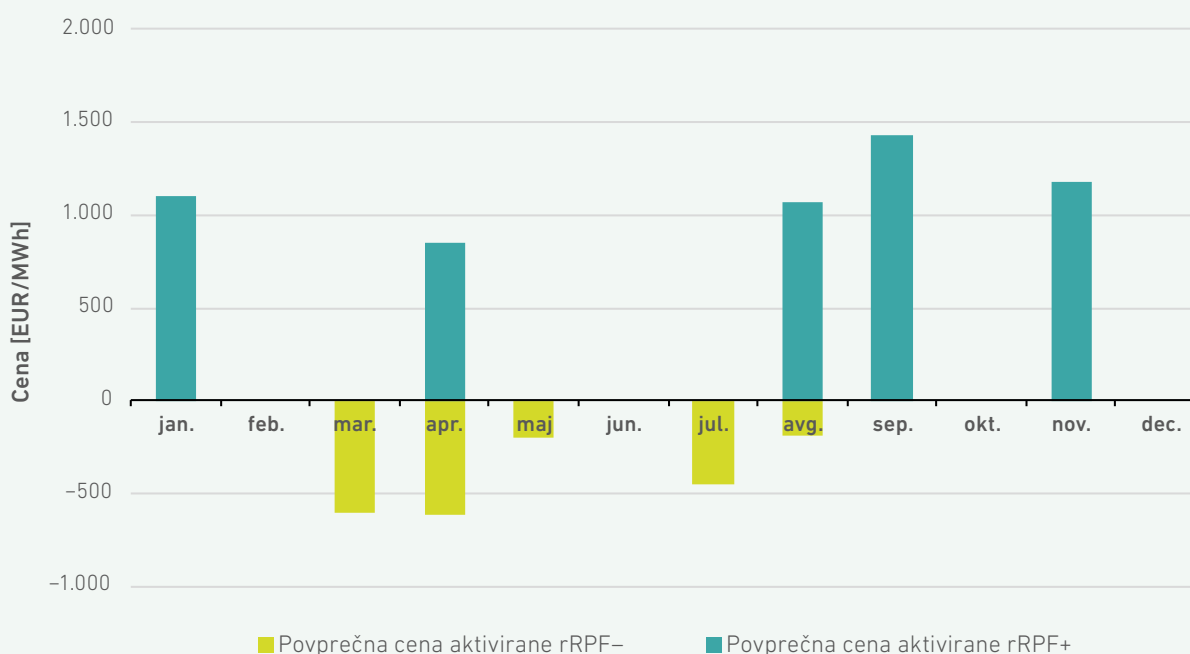


VIR: ELES

Pri pozitivni izravnavi rRPF+ so v letu 2023 povprečne cene aktivirane energije znašale 1.125,99 EUR/MWh, pri negativni izravnavi rRPF- pa -411,23 EUR/MWh. Slika 78 prikazuje povprečne cene aktivirane energije rRPF- in rRPF+

za mesece, ko je bila energija aktivirana. Pozitivna izravnava rRPF+ je bila aktivirana le v januarju, aprilu, avgustu, septembru in novembru, medtem ko je bila negativna izravnava rRPF- aktivirana le v marcu, aprilu, maju, juliju in avgustu.

SLIKA 78: GIBANJE CEN AKTIVIRANE ENERGIJE rRPF



VIR: ELES



Ocenjena tržna cena električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore

Agencija določa ocenjeno tržno ceno električne energije, ki je proizvedena v elektrarnah, vključnih v sistem podpor. To počne v okviru spremljanja vpliva cene te električne energije na razvoj cen ostale električne energije na trgu, ki ni deležna finančnih podpor za proizvodnjo. Ta vidik spremljanja je posebej pomemben, če je delež električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, velik, saj lahko začne izkrivljati cene na trgu, proizvajalce brez podpore pa postavlja v nekonkurenčen položaj. Delež proizvedene električne energije, za katero proizvajalci prejema podporo, ostaja pod 10 % vse proizvedene električne energije v Sloveniji (Tabela 24). Vpliva podpor na oblikovanje cen ni zaznati, kljub temu pa agencija nadaljuje s spremljanjem trga in določitvijo ocenjene tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore.

Model za izračun tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, je nespremenjen že od njegove vpeljave. Podrobneje je opisan v prejšnjih poročilih o stanju na področju energetike v Sloveniji. V osnovi temelji na uteženi ceni električne energije, ki jo proizvajalci, upravičeni do obratovalne podpore, proizvedejo in prodajajo na trgu, in uteženi ceni električne energije, ki jo prevzame Borzen v t. i. Eko skupino, zanjo pa proizvajalci prejmejo podporo v obliki zagotovljenega odkupa. Utežena cena električne energije, ki jo prevzame Borzen, se oblikuje na letni dražbi,

Tretje leto zapored ocenjena tržna cena električne energije pod povprečno urno ceno na BSP

ki jo izvede Borzen. Ta energijo Eko skupine prodaja ponudniku z najboljšo ponudbo.

Kot velja že več let zapored, je bila tudi v letu 2023 večina električne energije, vključene v sistem podpor, prodana prosto na trgu, torej v okviru obratovalne podpore. Na ocenjeno tržno ceno je zato imela največji vpliv ravno utežena cena električne energije, ki so jo dosegli proizvajalci s prodajo proizvedene električne energije dobaviteljem na trgu. Ocenjena tržna cena električne energije je skupaj s povprečno ceno pasovne električne energije na BSP za obdobje 2019–2023 prikazana v tabeli 27. Ta je bila, podobno kot v preteklih dveh letih, nižja od povprečne cene pasovne energije, v letu 2023 je bila nižja za 27 %. Ko so se oblikovale odkupne cene električne energije za 2023, nihče ni mogel predvideti prihajajočih rekordnih rasti cen. Posledično so bile odkupne cene postavljene bistveno nižje od cen, ki so se nato oblikovale na BSP v letu 2023.

TABELA 27: PRIMERJAVA OCENJENE TRŽNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE, ZA KATERO SO PROIZVAJALCI UPRAVIČENI DO PODPORE, S POVPREČNO LETNO CENO PASOVNE ELEKTRIČNE ENERGIJE NA BSP V OBDOBJU 2019–2023

Leto	Ocenjena tržna cena [EUR/MWh]	Povprečna urna cena na BSP [EUR/MWh]
2019	55,86	48,74
2020	53,10	37,55
2021	44,71	115,03
2022	108,71	274,47
2023	45,86	104,33

VIRI: AGENCIJA, BORZEN, BSP

Trgovanje z emisijskimi kuponi

Emisijski kupon je splošen izraz za potrdilo oziroma dovoljenje, ki pomeni pravico do izpusta ene tone ekvivalenta ogljikovega dioksida pri izpustu toplogrednih plinov v ozračje.

Prilagoditve brezplačne dodelitve pravic do emisije toplogrednih plinov, ki so bile uvedene z Direktivo (EU) 2018/410⁴⁴ in so začele učinkovati z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) 2019/1842⁴⁵, so izboljšale učinkovitost in spodbude, ki jih zagotavlja brezplačna dodelitev, vendar so povečale upravno breme in povzročile, da pretekli datum izdaje brezplačne dodelitve 28. februarja ni bil uresničljiv. Da bi se bolje upoštevale prilagoditve brezplačne dodelitve pravic, je bilo ustrezno opraviti prilagoditve ciklusa skladnosti. Rok, do katerega morajo pristojni organi brezplačno dodeliti pravice, bi bilo zato treba odložiti z 28. februarja na 30. junij, rok, do katerega morajo upravljavci predati pravice, pa s 30. aprila na 30. september (Direktiva (EU) 2023/959⁴⁶)⁴⁷.

Slika 79 prikazuje gibanje cene emisijskih kuponov za terminske⁴⁸ pogodbe z zapadlostjo v decembru 2023 (produkt EUA na borzi EEX). Povprečna cena v opazovanem obdobju je znašala okoli 85 evra za tono CO₂ in je 5,4 % višja v primerjavi s povprečno ceno emisijskih kuponov iz leta 2022 za terminske pogodbe z zapadlostjo v decembru 2022. Najnižja poravnalna cena emisijskih kuponov v letu je bila dosežena ob koncu trgovalnega dne 15. decembra 2023 (66,35 evra za tono CO₂). Med letom je bil na

trgu emisijskih kuponov prisoten precej nihajen trend. Najvišja poravnalna cena emisijskih kuponov v letu je bila dosežena ob koncu trgovalnega dne 21. februarja 2023 (100,34 evra za tono CO₂).

EUA cena je leta 2023 v povprečju znašala 85,3 EUR/t, potem ko je februarja preseгла simbolično raven 100 EUR/t in postavila novo rekordno vrednost od svoje ustanovitve leta 2005. Cena pravic je skozi vse leto ostala na razmeroma visokih ravneh, predvsem zaradi pozitivnega napredka s politike ETS, ko so zakonodajalci EU dokončali ambiciozno reformno zakonodajo ETS v okviru načrta Fit for 55. V zadnjem četrtletju leta 2023 se je evropska cena ogljika močno znižala zaradi šibkega povpraševanja po pravicah v ozadju počasnih industrijskih dejavnosti, nizkih cen plina, ki so spodbudile zamenjavo goriva, in dodatne prodaje pravic za financiranje REPowerEU. Proti koncu leta 2023 so cene EUA doživele padec in leto zaključile okoli 70 evrov.

Ključna značilnost razvoja evropskega trga EUA v letu 2023 je bila vrnitev zamenjave goriva, kar se nanaša na nizke cene plina, ki so v sektorju proizvodnje električne energije spodbudile zamenjavo premoga s plinom. Evropska cena plina TTF je padla z 80 EUR/MWh na začetku leta 2023 na vsega 23 EUR/MWh v juniju in ostala pod 40 EUR/MWh v četrtem četrtletju. Nizka cena plina v kombinaciji z milim zimskim vremenom je skrajšala obratovalne ure elektrarn na premog, omejila emisije javnih služb in povpraševanje po pravicah. Posledično so se dnevni rezultati dražb EUA poslabšali v zadnjem četrtletju, ko je stagniranje povpraševanja po pravicah povzročilo, da je referenčna terminska pogodba EUA 14. decembra padla na enoletno najnižjo vrednost izpod meje 70 EUR/t. Cena si je nato v zadnjih dveh trgovalnih tednih leta 2023 opomogla, ko so vlagatelji gradili nove pozicije za leto 2024 v pričakovanju manjše ponudbe pravic.

Na ceno EUA je bistveno vplivala vrnitev zamenjave premoga s plinom

44 Direktiva (EU) 2018/410 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 14. marca 2018 o spremembi Direktive 2003/87/ES za krepitev stroškovno učinkovitega zmanjšanja emisij in nizkoogljičnih naložb ter Sklepa (EU) 2015/1814

45 Izvedbena uredba Komisije (EU) 2019/1842 z dne 31. oktobra 2019 o določitvi pravil za uporabo Direktive 2003/87/ES Evropskega parlamenta in Sveta v zvezi z nadaljnjimi ureditvami za prilagoditve brezplačne dodelitve pravic do emisije zaradi sprememb ravni dejavnosti.

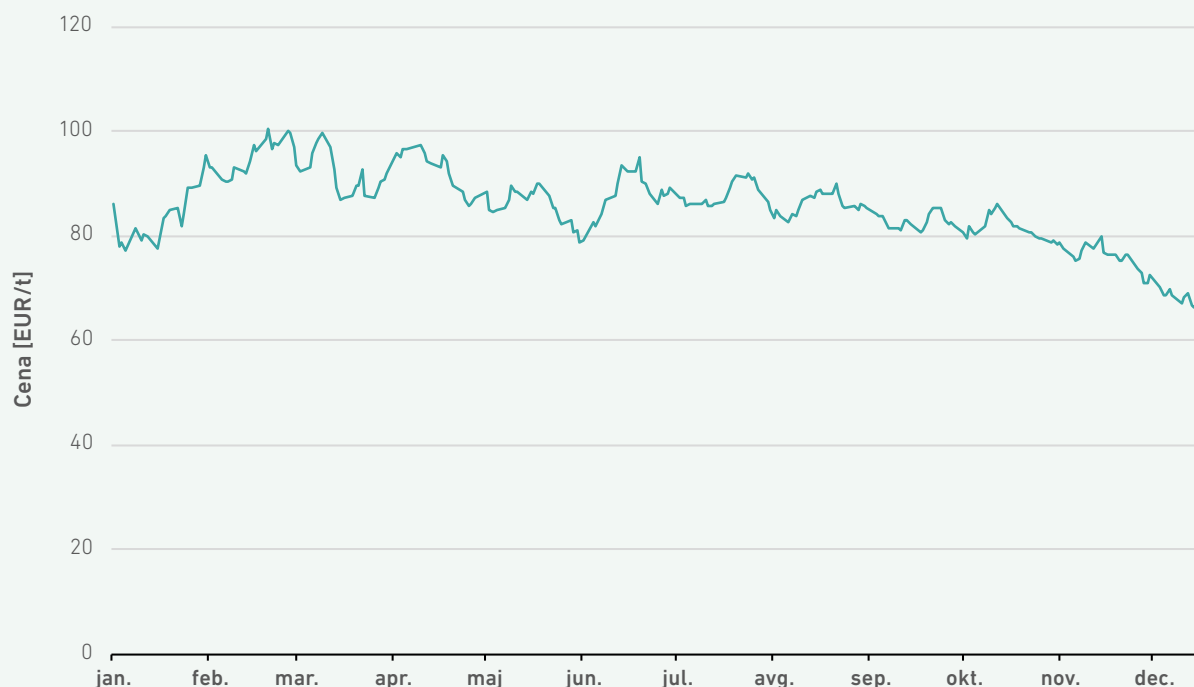
46 Direktiva (EU) 2023/959 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 10. maja 2023 o spremembi Direktive 2003/87/ES o vzpostavitvi sistema za trgovanje s pravicami do emisije toplogrednih plinov v Uniji ter Sklepa (EU) 2015/1814 o vzpostavitvi in delovanju rezerve za stabilnost trga za sistem Unije za trgovanje z emisijami toplogrednih plinov.

47 Podatki o predanih emisijskih kuponih bodo razpoložljivi šele oktobra 2024. Zaradi tega je analiza trgovanja z emisijskimi kuponi okrnjena glede na vsebino iz preteklih let.

48 Terminske pogodbe delimo na dolgoročne in kratkoročne. Dolgoročne terminske pogodbe zapadejo v obdobju, daljšem od enega leta (primer je denimo terminska pogodba z dobavo v letu 2024), medtem ko kratkoročne pogodbe zapadejo v obdobju, krajšem od enega leta (primer je denimo terminska pogodba z dobavo v decembru 2022).



SLIKA 79: GIBANJE CENE EMISIJSKIH KUPONOV (EUA) NA BORZI EEX (NAKUP V LETU 2023 ZA LETO 2024)



VIR: MONTEL

Preglednost trga

Uredba (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2011 o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga (v nadaljevanju uredba REMIT) je ključna podlaga za zagotavljanje celovitosti in preglednosti energetskega trga. Skupaj z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) št. 1348/2014 dne 17. decembra 2014 o sporočanju podatkov v skladu s členom 8(2) in (6) Uredbe (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga (v nadaljevanju izvedbena Uredba (EU) 1348/2014) in EZ-2 (do 8. 5. 2024 EZ-1) je celosten regulativni okvir za spremljanje in nadzor evropskega veleprodajnega trga z električno energijo in zemeljskim plinom. Sestavljajo jo trije poglobljeni deli: prepoved tržnih manipulacij in trgovanja na podlagi notranjih informacij (NI), zahteva po učinkoviti in pravočasni objavi notranjih informacij ter ogrožje za celovito spremljanje trga.

Spremljanje trga na podlagi uredbe REMIT vključuje spremljanje vseh veleprodajnih energetskih produktov, vključno z naročili za trgovanje ne glede na mesto trgovanja. Sem so vključeni še temeljni podatki o razpoložljivosti energetske infrastrukture. Vrsto in način poročanja podatkov natančneje opisuje izvedbena Uredba (EU) 1348/2014. Vsi podatki se centralno zbirajo pri Agenciji za

Agencija vodi 18 postopkov domnevne kršitve uredbe REMIT

sodelovanje energetskih regulatorjev (ACER). ACER na podlagi sporazuma posreduje agenciji podatke, ki jih ta potrebuje za spremljanje nacionalnega energetskega trga. Dnevno pošilja podatke, ki zadevajo slovensko trgovalno območje, in podatke o trgovanju v EU, povezane z aktivnostjo udeležencev, ki so registrirani pri agenciji.

Dne 14. 3. 2023 je bil s strani Evropske komisije podan predlog Uredbe Evropskega parlamenta in Sveta o spremembi uredb (EU) št. 1227/2011 in (EU) 2019/942 za izboljšanje zaščite Unije pred tržno manipulacijo na veleprodajnem energetskem trgu (predlog Evropske komisije št. COM(2023) 147 final 2023/0076 (COD) z dne 14. 3. 2023).⁴⁹ Osrednji elementi predloga so bili redefinicija pojmov tržne manipulacije in notranjih informacij in izboljšanje sodelovanja in izmenjave informacij med nacionalnimi regulativnimi organi in finančnimi organi

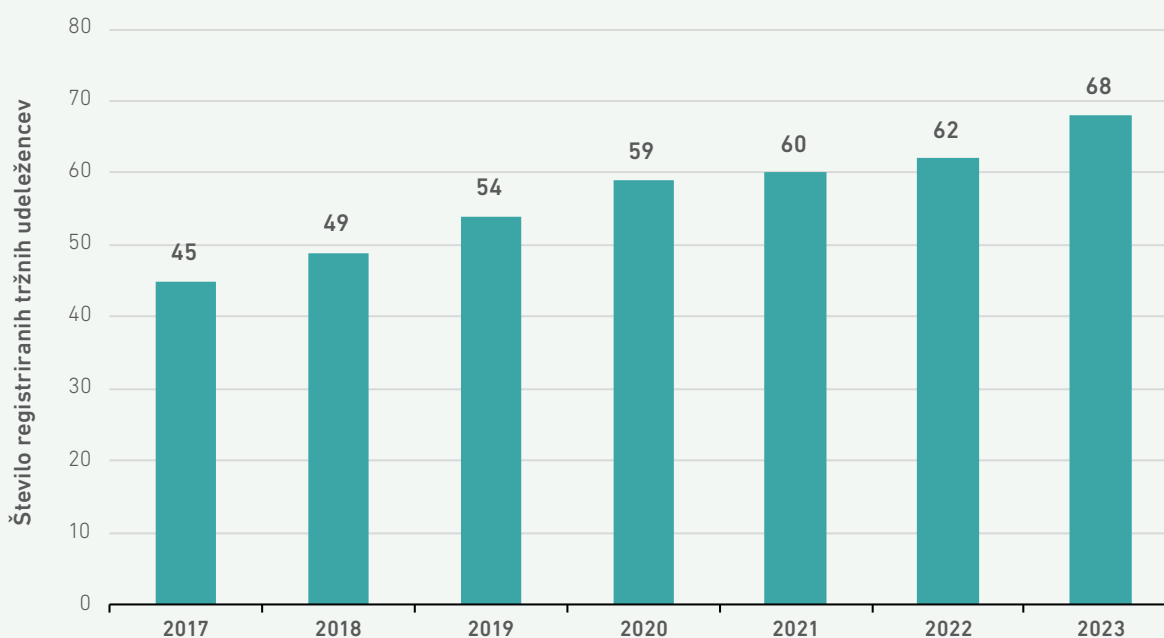
49 Postopek sprejema na spletni povezavi: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/HIS/?uri=CELEX:52023PC0147>.

držav članic EU. Nadgradnja zakonodaje predvideva tudi usklajevanje kazni in sankcij na ravni EU ter uvaja nove pristojnosti za ACER. S ciljem zagotavljanja večje preglednosti in integritete trgov, novela uredbe REMIT predlaga vzpostavitev digitalnih referenčnih centrov za tržne podatke in razvoj naprednih mehanizmov za poročanje in odkrivanje sumljivih transakcij. Te izboljšave bodo pripomogle k stabilizaciji cen energije in zagotavljale boljšo zaščito za končne potrošnike, saj bodo omogočale, da cene na veleprodajnih trgih bolj verodostojno odražajo dinamiko med ponudbo in povpraševanjem. Pregledni in regulirani trgi so ključni za spodbujanje konkurenčnosti, večjih naložb v energetska infrastrukturo in inovacije, kar lahko vodi do nižjih cen in izboljšanja kakovosti storitev. v Uradnem

listu Evropske unije je bila 17. aprila 2024 objavljena Uredba (EU) 2024/1106 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. aprila 2024 o spremembi uredb (EU) št. 1227/2011 in (EU) 2019/942 v zvezi z izboljšanjem zaščite Unije pred tržno manipulacijo na veleprodajnem energetskem trgu. Ta uredba je znana tudi kot uredba REMIT II.⁵⁰

V skladu z uredbo REMIT se morajo udeleženci na trgu registrirati pri nacionalnem regulativnem organu v državi članici, v kateri so bili ustanovljeni ali so rezidenti; če niso niti ustanovljeni v državi članici EU niti niso rezidenti katere od njih, se morajo registrirati v državi članici, v kateri so dejavni. Pri agenciji se je do 31. decembra 2023 registriralo 68 udeležencev.

SLIKA 80: REGISTRACIJA TRŽNIH UDELEŽENCEV V SLOVENIJI V OBDOBJU 2017–2023



VIR: AGENCIJA

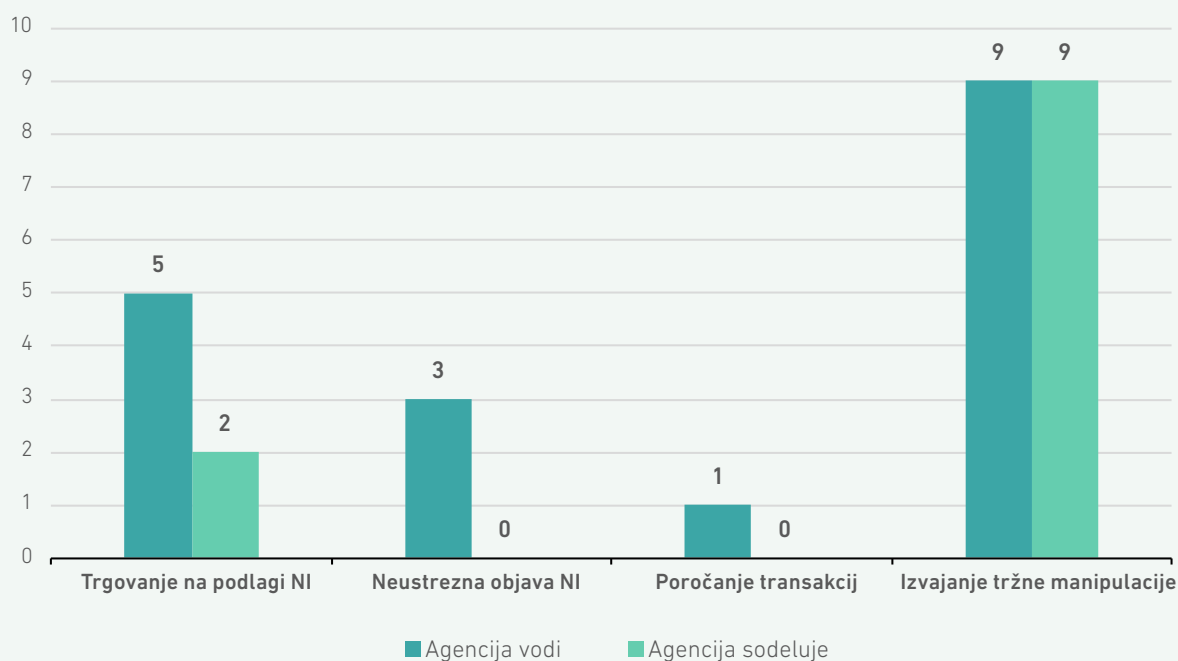
Agencija je v okviru spremljanja veleprodajnih energetskih trgov po uredbi REMIT v letu 2023 vodila 18 primerov, s tujimi nacionalnimi regulatorji pa je v okviru nujenja medsebojne pomoči sodelovala še v devetih primerih. Število primerov, ki jih agencija vodi, se lahko medletno spreminja, če primer prevzame drug nacionalni regulator zaradi spremembe pristojnosti, do katere praviloma pride v zgodnji fazi preiskave na podlagi novo ugotovljenih dejstev. V letu 2023 je agencija zaključila en postopek.

Vrsta kršitev v preiskavah, ki jih vodi agencija, je prikazana na levi strani grafikona, preiskava pa poteka samostojno ali skupaj s tujimi nacionalnimi regulatorji, kar prikazuje slika 81. V posameznem primeru se lahko preiskuje več vrst kršitev, zato je skupno število preiskovanih kršitev večje ali enako številu obravnavanih primerov. Ista slika prikazuje še vrsto kršitev, ki so predmet preiskav tujih nacionalnih regulatorjev, agencija pa pri tem nudi strokovno pomoč.

50 Povezava do slovenskega besedila uredbe REMIT II: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401106.



SLIKA 81: ŠTEVILO KRŠITEV PO VRSTAH KRŠITEV, KI SE OČITAJO TRŽNIM UDELEŽENCEM V POSTOPKIH, V KATERE JE VKLJUČENA AGENCIJA

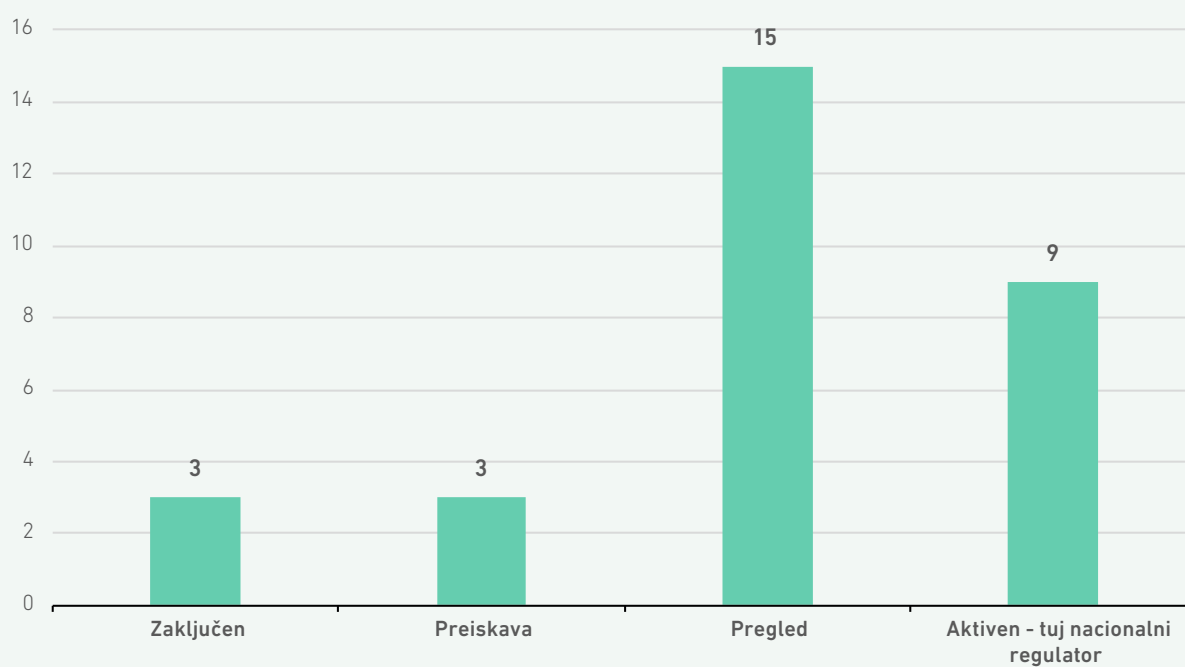


VIR: AGENCIJA

Pregled statusa, v katerem so primeri, je prikazan na sliki 82. Ob enem zaključenem primeru je agencija v letu 2023 vodila tri preiskave, petnajst pa jih je bilo v pregledu. Cilj pregleda je globlje razumevanje sumljivih ravnanj z zbiranjem dodatnih informacij. V tej fazi agencija ugotavlja okoliščine,

v katerih je prišlo do domnevne kršitve, in sprejme odločitev o tem, ali so podani razlogi za sum storitve prepovedanih ravnanj. Če so razlogi zadostni, agencija uvede preiskavo. V devetih primerih, v katerih agencija nudi strokovno pomoč, so postopki vsaj v fazi pregleda.

SLIKA 82: STATUS PREISKAV



VIR: AGENCIJA

Pet od 18 primerov, ki jih je vodila agencija, so bili sproženi s strani ACER na podlagi podpisanega sporazuma o sodelovanju. Postopki so se začeli na podlagi prijav sumljivih transakcij oziroma sproženih alarmov nadzornega sistema za odkrivanje manipulacij in zlorab v okviru stalnega spremljanja trga pri ACER. Dvanajst primerov je bilo agenciji predanih v obravnavo neposredno s strani oseb, ki se v okviru svoje dejavnosti dogovarjajo o transakcijah z veleprodajnimi energetskega proizvodi. Tem osebam uredba REMIT v 15. členu nalaga, da če upravičeno sumijo, da je bila na veleprodajnem trgu izvedena transakcija, ki pomeni kršitev prepovedi trgovanja na podlagi notranjih informacij ali takšna transakcija predstavlja tržno manipulacijo, o tem

nemudoma obvestijo nacionalni regulativni organ. En primer pa je bil sprožen na podlagi samoprijave udeleženca na trgu.

Pri obravnavi vseh primerov agencija tesno sodeluje s tujimi regulativnimi organi v regiji in z ACER, ki skrbi za koordiniran pristop pri reševanju primerov.

S tem celovitim in proaktivnim pristopom agencija prispeva k zagotavljanju preglednosti, poštenosti in stabilnosti evropskega energetskega trga, kar koristi vsem udeležencem trga in spodbuja zaupanje v energetske sistem.

Učinkovitost trga

V nadaljevanju je analizirana učinkovitost veleprodajnega trga v Sloveniji z vidika stopnje konkurenčnosti in likvidnosti. Spremljanje evidentiranja zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi, ki je ključno

pri zagotavljanju učinkovitega delovanja trga, podaja širšo sliko trgovanja, saj vključuje tudi bilateralno trgovanje.

Evidentiranje zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi

Evidentiranje zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi opravlja operater trga Borzen. So podlaga za izdelavo tržnih načrtov članov bilančne sheme in za izdelavo obratovalnega voznega reda operaterja prenosnega sistema, po dobavi pa za izračun bilančnega odstopanja nosilcev bilančnih skupin.

Borzen evidentira vse zaprte pogodbe, ki vplivajo na energijsko bilanco člana slovenske bilančne sheme. Evidentira vse pogodbe, sklenjene med člani bilančne sheme, pogodbe, sklenjene na energetske borzi, ter uvozno-izvozne zaprte pogodbe. Pogodbe, ki so bile sklenjene na bilateralnih trgih, so del evidentiranih uvozno-izvoznih zaprtih pogodb in zaprtih pogodb, sklenjenih med člani bilančne sheme. Za bilateralno trgovanje je značilno, da je izvedeno med dvema pogodbenima strankama izven organiziranega borznega trga.

Poleg zaprtih pogodb Borzen evidentira tudi obratovalne napovedi, ki predstavljajo napovedane oddaje in odjeme električne energije članov bilančne sheme za prevzemno-predajna mesta, za

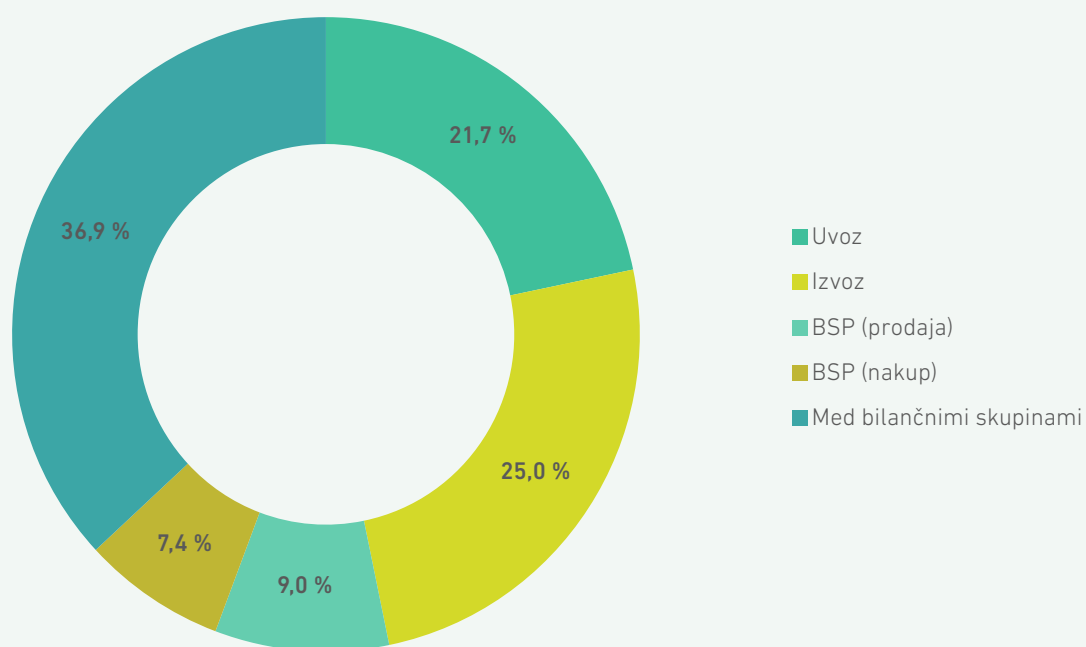
katera imajo sklenjene odprte pogodbe. Operater trga je v letu 2023 evidentiral 101.914 zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi s skupno količino 71.198.510 MWh. Glede na leto pred tem je bilo skupno število evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v letu 2023 višje za 2,6 %, obseg trgovanja pa se je zmanjšal za 5,5 %.

Količina električne energije, ki je bila prodana oziroma kupljena v letu 2023 z zaprtimi pogodbami, znaša 44.380.977 MWh. Ta količina je bila glede na leto 2022, ko je skupna količina zaprtih pogodb znašala 50.077.730 MWh, manjša za 11,4 %. Skupna količina zaprtih pogodb se je zmanjšala zaradi manjšega obsega trgovanja znotraj Slovenije, torej zaradi manjšega obsega trgovanja med člani bilančne sheme, medtem ko se je količina zaprtih pogodb na mejah regulacijskega območja v primerjavi z letom 2022 povečala.

Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb ter pripadajoče količine so prikazane na sliki 83 in sliki 84.

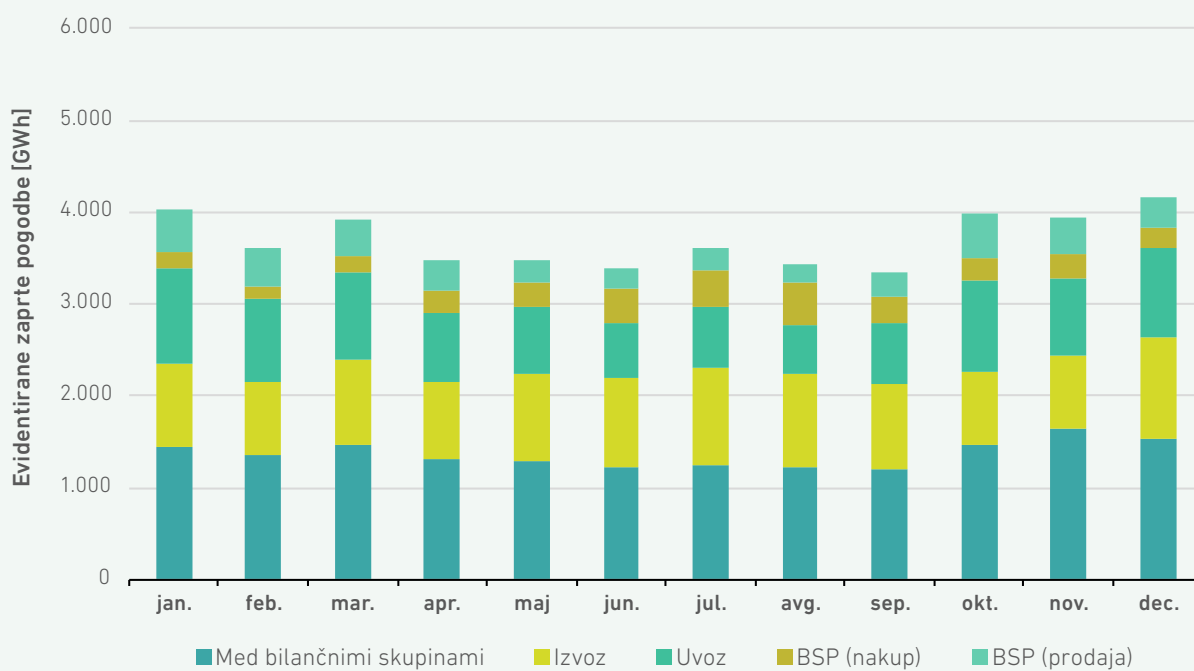


SLIKA 83: STRUKTURA VOLUMNA EVIDENTIRANIH ZAPRTIH POGODB



VIR: BORZEN

SLIKA 84: KOLIČINE PRODANE OZIROMA KUPLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE PREK ZAPRTIH POGODB

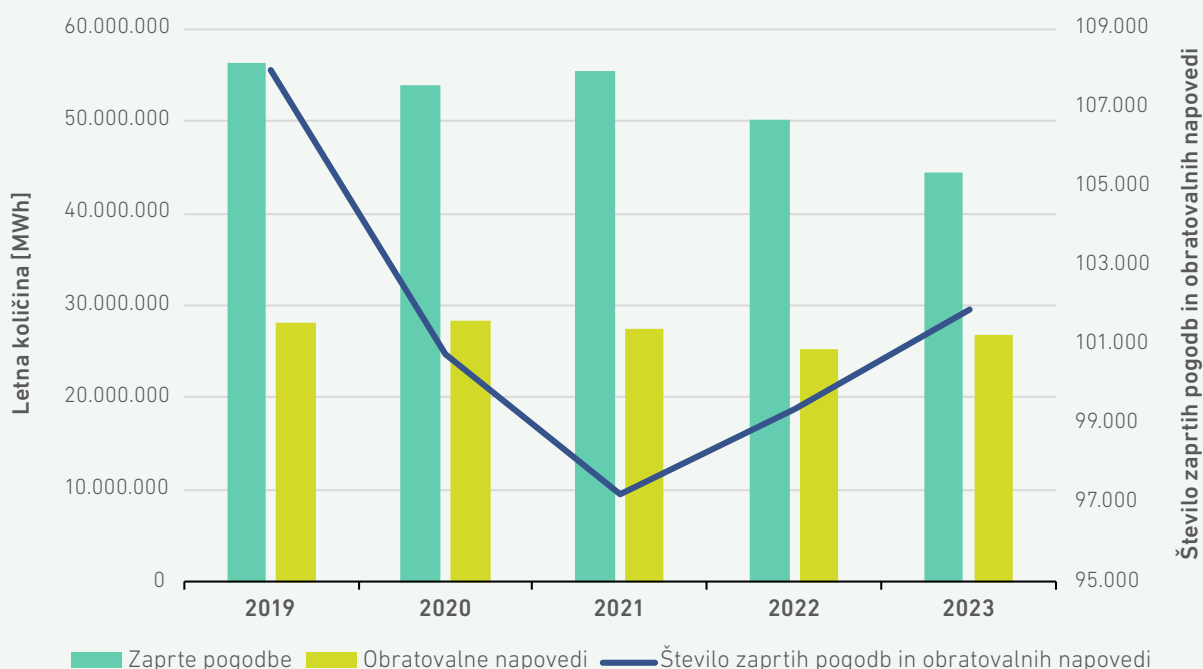


VIR: BORZEN

Slika 85 prikazuje gibanje letne količine evidentiranih zaprtih pogodb, letne količine obratovalnih napovedi in letnega števila teh dveh v petletnem

obdobju. Vidimo, da se je količina zaprtih pogodb v zadnjem letu znižala za 11,4 %, v primerjavi z letom 2021 pa kar za 19,9 %.

SLIKA 85: LETNA KOLIČINA ZAPRTIH POGODB, OBRATOVALNIH NAPOVEDI IN ŠTEVILA ZAPRTIH POGODB IN OBRATOVALNIH NAPOVEDI V OBDOBJU 2019–2023



VIR: BORZEN

Trgovanje na borzi za dan vnaprej

Trgovanje za dan vnaprej poteka na BSP na način avkcijskega trgovanja. Tržni udeleženci v fazi trgovanja vnašajo v trgovalno aplikacijo standardizirane urne produkte, izračun marginalne cene pa temelji na algoritmu trgovalne aplikacije. To trgovanje je vključeno tudi v večregijsko spajanje trgov, v okviru katerega se dodeljujejo tudi razpoložljive MPZ. V letu 2023 so bile v spajanje trgov vključene meje slovenskega trgovalnega območja s trgovalnimi območji Italije, Avstrije, Hrvaške in Madžarske. Slednje se je s slovenskim trgovalnim območjem povežalo v juliju⁵¹. Na obseg trgovanja vplivajo številni dejavniki, najpomembneje količine prostih MPZ.

Pri trgovanju za dan vnaprej je v letu 2023 sodelovalo 16 tržnih udeležencev, kar je eden manj kot leta 2022. Večina udeležencev je bila domačih.

Celoten obseg trgovanja je v letu 2023 na slovenskem trgu za dan vnaprej znašal 9.817.580 MWh, kar je 4,0 % več kot v letu 2022. Vnesenih je bilo za 6.450 GWh ponudb, od tega 3.821 GWh nakupnih in 2.629 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb se je kljub povečanju prodajnih ponudb na tem borznem segmentu zmanjšal, in sicer zaradi velikega zmanjšanja obsega nakupnih ponudb. Povprečni dnevni obseg trgovanja je znašal 26.897 MWh, največji dnevni obseg trgovanja pa je znašal 43.161 MWh in je bil dosežen 18. 10. 2023 za dan dobave 19. 10. 2023. Če obseg trgovanja povzamemo še bolj nazorno, lahko rečemo, da se je za posamezno uro v povprečju trgovalo z 1,12 GW moči.

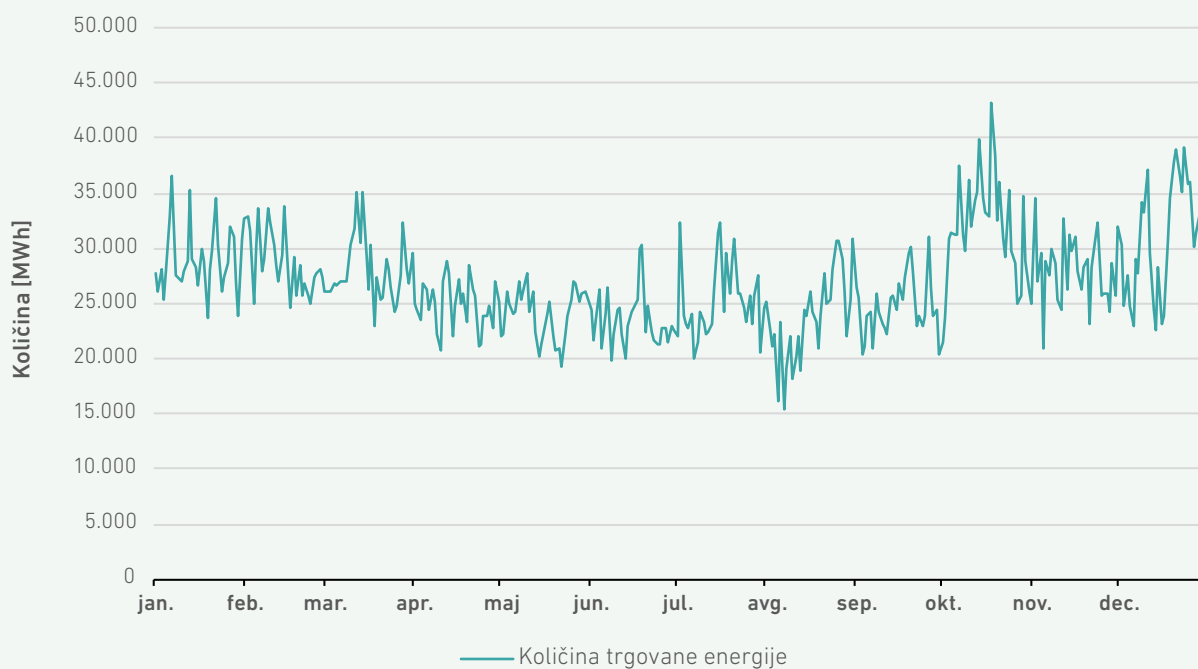
⁵¹ Z 8. junijem 2022 je BSP vstopil skupaj z 10 operaterji trga z električno energijo in 16 operaterji prenosnega sistema v izračun Core Capacity Calculation Region v sklopu povezovanja trga za dan vnaprej. Core kalkulacija od takrat poteka na vseh mejah razen na meji z Italijo. Zadnje vzpostavljena je bila še povezava na madžarski meji s 30. junijem 2022. S tržnega vidika pa je bila vključena v postopek izračuna čezmejne zmogljivosti od 6. julija 2022 za trgovanje na DA avkciji in od 7. julija 2022 dodana tudi v trgovanje na ID trgu.



Največji mesečni obseg trgovanja v letu 2023 je bil ponovno dosežen oktobra, in sicer 991.554 MWh. Najmanjši mesečni obseg trgovanja je bil dosežen junija. V prvi polovici leta 2023 je obseg trgovanja presegel obsege v enakem obdobju leta 2022 za 12,4 %, največ v marcu. Medtem pa se je v drugi polovici leta 2023 obseg trgovanja zmanjšal za 2,8 %, najbolj izrazito v novembru.

4 % večji obseg trgovanja
na slovenskem trgu
za dan vnaprej

SLIKA 86: KOLIČINA ELEKTRIČNE ENERGIJE, S KATERO SE JE TRGOVALO V LETU 2023



VIR: BSP

Trgovanje na borzi znotraj dneva

Trgovanje znotraj dneva na slovenskem organiziranem trgu poteka na BSP. V okviru spajanja trga znotraj dneva je slovenski borzni trg z električno energijo vključen v enotni evropski trg znotraj dneva, in sicer na mejah s Hrvaško, Avstrijo, Italijo in Madžarsko⁵². Na sprotnem trgu znotraj dneva se trgovanje izvaja 24 ur na dan z urnimi, 15-minutnimi ter blok produkti⁵³.

Trgovanje znotraj dneva omogoča udeležencem trga in bilančnim skupinam, da z oddajanjem dodatnih nakupnih ali prodajnih naročil po zaprtju trgovanja za dan vnaprej prilagodijo svoje tržne načrte in jih čim bolj uskladijo z obratovalnimi napovedmi. Trgovanje na trgu znotraj dneva se

eno uro pred časom fizične dobave zaključi in se pretvori v trgovanje na izravnalnem trgu, kjer tržni udeleženci trgujejo le še z operaterjem prenosnega sistema. Cene na trgu znotraj dneva vedno bolj odražajo vrednost energije v realnem času, kar lahko izkoriščajo tudi tržni udeleženci, ki kot ponudniki prožnosti lahko v kratkem času prilagodijo svojo proizvodnjo in/ali odjem.

Na trgu znotraj dneva je na BSP ob koncu leta 2023 sodelovalo 10 domačih in štirje tuji tržni udeleženci. Poleg sprotnega trgovanja je tržnim udeležencem omogočeno še avkcijско trgovanje znotraj dneva v okviru dopolnilnih regionalnih dražb z Italijo.

52 Meja z Madžarsko je bila od 7. julija 2022 dodana tudi v trgovanje na ID trgu.

53 Podrobnejša opredelitev produktov pri sprotnem trgovanju znotraj dneva se nahaja na uradni strani borze BSP Southpool na naslednji povezavi: <https://www.bsp-southpool.com/podatki-in-informacije/pravila-borze-in-cenik.html>

V letu 2023 se je za 42 % povečal obseg trgovanja na segmentu sprotnega trgovanja znotraj dneva⁵⁴ in za 27 % zmanjšal na segmentu avkcijskega trgovanja znotraj dneva.

Leta 2023 je skupni obseg sprotnega trgovanja znotraj dneva znašal 1.434 GWh, kar je več kot leto prej, ko je obseg sprotnega trgovanja znašal 1.011 GWh (glej tudi poglavje Cene na sprotnem trgu znotraj dneva). Vnesenih je bilo 6.692 GWh ponudb, od tega 2.890 GWh nakupnih in 3.802 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb na tem borznem segmentu se je v letu 2023 povečal za 52,09 %.

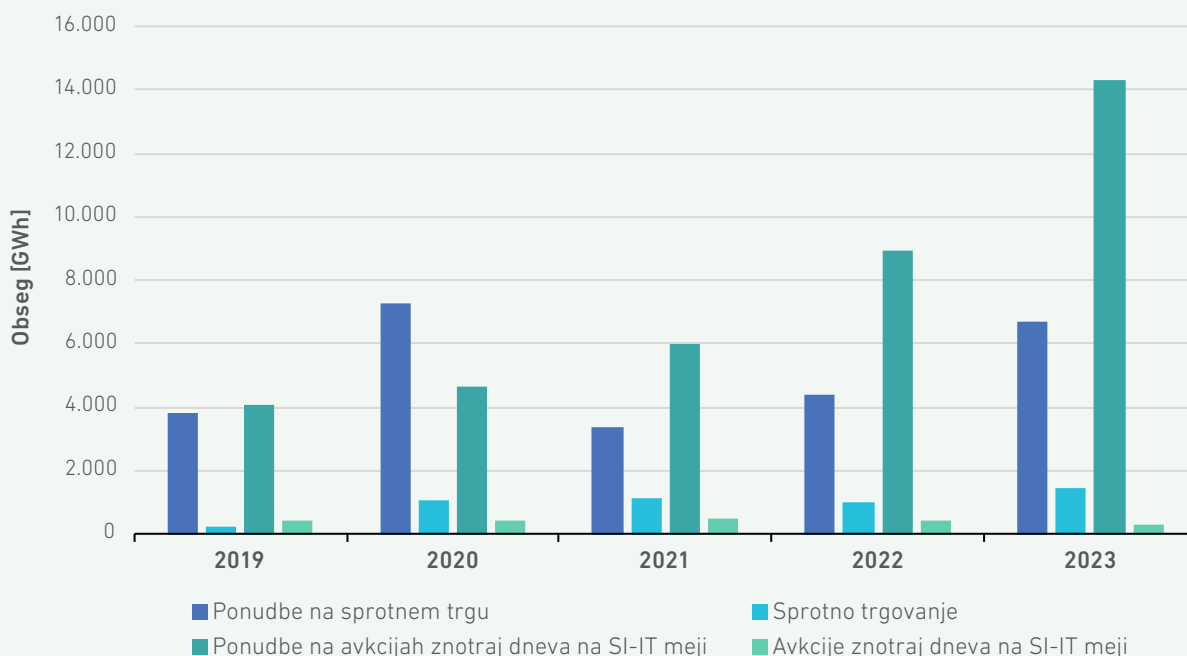
V skupnem obsegu trgovanja znotraj dneva je obseg trgovanja na izravnalnem trgu znašal 71 GWh. Obrazložitev, zakaj določene količine pri trgovanju znotraj dneva štejejo kot količine na izravnalnem trgu, je podana v naslednjem poglavju.

V letu 2023 je obseg avkcijskega trgovanja znotraj dneva znašal 325 GWh (implicitne dražbe MI1,

**42 % večji obseg trgovanja
na slovenskem sprotnem trgu
znotraj dneva**

MI2, MI3 in MI6 na slovensko-italijanski meji), kar je 27 % manj kot leto prej, ko je obseg avkcijskega trgovanja znotraj dneva znašal 444 GWh. Vnesenih je bilo za 14.333 GWh ponudb, od tega 7.636 GWh nakupnih in 6.697 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb na tem borznem segmentu je bil v letu 2023 najvišji v primerjalnem obdobju zadnjih treh let. Obseg trgovanja na borzi znotraj dneva v letu 2023 pomeni 15,2 % celotnega trgovanja na slovenski borzi z električno energijo, kar je nekoliko več kot lansko leto, ko je obseg trgovanja znotraj dneva znašal 13,3 % celotnega trgovanja na slovenski borzi.

SLIKA 87: OBSEG TRGOVANJA IN VNESENIH PONUDB NA BORZI ZNOTRAJ DNEVA ZA OBDOBJE 2019–2023



VIR: BSP

⁵⁴ K temu so med drugim prispevale večje prenosne zmogljivosti na meji SI-AT na podlagi koordiniranega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti na podlagi pretokov moči znotraj dneva.



Trgovanje na izravnalnem trgu operaterja trga

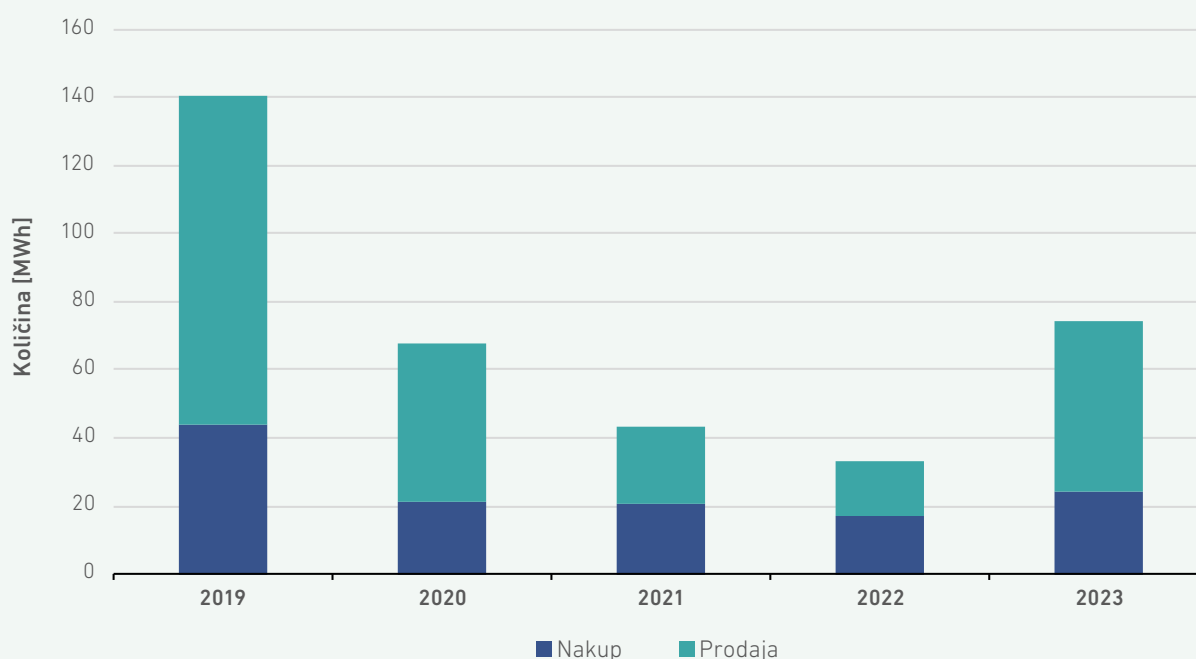
Izravnalni trg v Sloveniji vodi operater trga Borzen. Na izravnalnem trgu lahko operater prenosnega sistema od ponudnikov kupi ali proda izravnalno energijo za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema. S tem sprošča obsege rezerv za povrnitev frekvence. Pravila za izvajanje izravnalnega trga določajo, da lahko ponudbe, ki jih člani izravnalnega trga oddajo v okviru trgovanja znotraj dneva, operater prenosnega sistema sprejme kot ponudbe, oddane na izravnalnem trgu, in da vsi posli, sklenjeni s ponodbami operaterja za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema, štejejo kot posli na izravnalnem trgu. Posle na izravnalnem trgu lahko ločimo na posle, ki se izvedejo v fazi trgovanja znotraj dneva izven obdobja zadnje ure pred dobavo, in posle, ki se izvedejo v fazi trgovanja v zadnji uri pred dobavo. Delež zadnjih je zelo visok in je v letu 2023 znašal 96 % (71 GWh). V letu 2021 in 2022 je bil odstotek kar 99 %. To pomeni, da operater prenosnega sistema na izravnalnem trgu operaterja trga kupuje oziroma prodaja električno energijo večinoma le še v zadnji uri pred dobavo. Zaradi lažje izvedbe je slovenski izravnalni trg povezan s trgovom znotraj dneva. Oba trga po pooblastilu operaterja trga izvaja BSP. Na obeh trgih veljajo enaka pravila, pri čemer velja načelo, da se trgovanje na trgu znotraj dneva eno uro pred časom dobave zaključi in pretvori v trgovanje na

**124 % večji obseg trgovanja
na izravnalnem trgu**

izravnalnem trgu. V letu 2023 je bilo na izravnalnem trgu operaterja trga sklenjenih 2.451 poslov v skupni količini 74,4 GWh. Od tega je 24,4 GWh nakup izravnalne energije, 50 GWh pa prodaje izravnalne energije operaterja prenosnega sistema. V primerjavi z letom prej se je količina povečala za 124 %. Močno povišanje lahko pripišemo predvsem višjim negativnim in pozitivnim odstopanjem bilančnih skupin v letu 2023. Posledično je operater prenosnega sistema povečal aktivacija skoraj vseh vrst regulacije (razen aRPF, kjer beležimo minimalno zmanjšanje aktivacij), vključno s platformo operaterja trga za izravnalno energijo.

Največ poslov je bilo sklenjenih z urnimi produkti s skupno količino 68 GWh električne energije. S 1.821 sklenjenimi posli so bili urni produkti tudi najbolj trgovan produkt na izravnalnem trgu.

SLIKA 88: KOLIČINA TRGOVANJA VSEH PRODUKTOV NA IZRAVNALNEM TRGU OPERATERJA TRGA V OBDOBJU 2019–2023



VIRA: BORZEN, BSP

Izravnalni trg operaterja trga je v letu 2023 obsegal 10,5 %⁵⁵ celotne izravnave sistema, kar je za 4,6 odstotne točke višja raven kot v letu 2022, ko je delež izravnalnega trga v celotni izravnavi sistema znašal 5,9 %. Poleg operaterja prenosnega sistema

so pri trgovanju sodelovali še štirje od skupno 32 članov, ki sodelujejo v platformi operaterja trga, kar je eden več kot v letu 2022, ko so sodelovali le trije člani. Skupno število članov se je povečalo za tri, in sicer z 29 na 32 članov.

Trgovanje z izravnalno energijo na trgu sistemskih storitev ELES

Trg sistemskih storitev ELES vodi operater prenosnega sistema. Od začetka leta 2020 ELES za aktivacijo izravnalne energije aRPF in rRPF uporablja slovensko platformo za storitve izravnave, ki jo nadzira in upravlja operater prenosnega sistema. Platforma med drugim omogoča zbiranje in aktivacijo energijskih ponudb aRPF in rRPF. Pri tem se aktivacija energijskih ponudb aRPF izvede avtomatično prek sistema vodenja, pri ponudbah rRPF pa na zahtevo prek aplikacije za izvajanje dražb in aktivacij rRPF. Ponudniki storitev izravnave morajo izpolnjevati tržne pogoje ter številne tehnične in komunikacijske zahteve v skladu s Pravili in pogoji za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES. Ponudbe za izravnalno energijo lahko odda samo za to storitev kvalificiran ponudnik. Ponudnik storitev izravnave odda ločene ponudbe za izravnalno moč in izravnalno energijo, ki so ločene tudi po smeri izravnave. Ponudnik, ki je bil uspešen na dražbi za izravnalno moč, mora oddati obvezne ponudbe za izravnalno energijo v urni resoluciji v skladu s količino in obdobjem izbranih ponudb za izravnalno moč. Ostali kvalificirani ponudniki imajo možnost oddaje prostovoljnih ponudb za izravnalno energijo. Ponudbe za izravnalno energijo se aktivirajo po vrstnem redu tako, da so aktivirane najprej cenejše ponudbe urejenega seznama ponudb, kjer so ponudbe razvrščene glede na ceno. Na podlagi izbranih ponudb se aktivirani izravnalni energiji aRPF in rRPF obračunata po principu plačilo na podlagi ponudbe.

V letu 2023 sta energijske ponudbe za izravnalno energijo aRPF vnašala le dva ponudnika, za izravnalno energijo rRPF pa pet kvalificiranih ponudnikov storitve izravnave. Koncentracija na trgu

Raven konkurenčnosti na trgu sistemskih storitev aRPF in rRPF ostaja nespremenjena in je zelo nizka

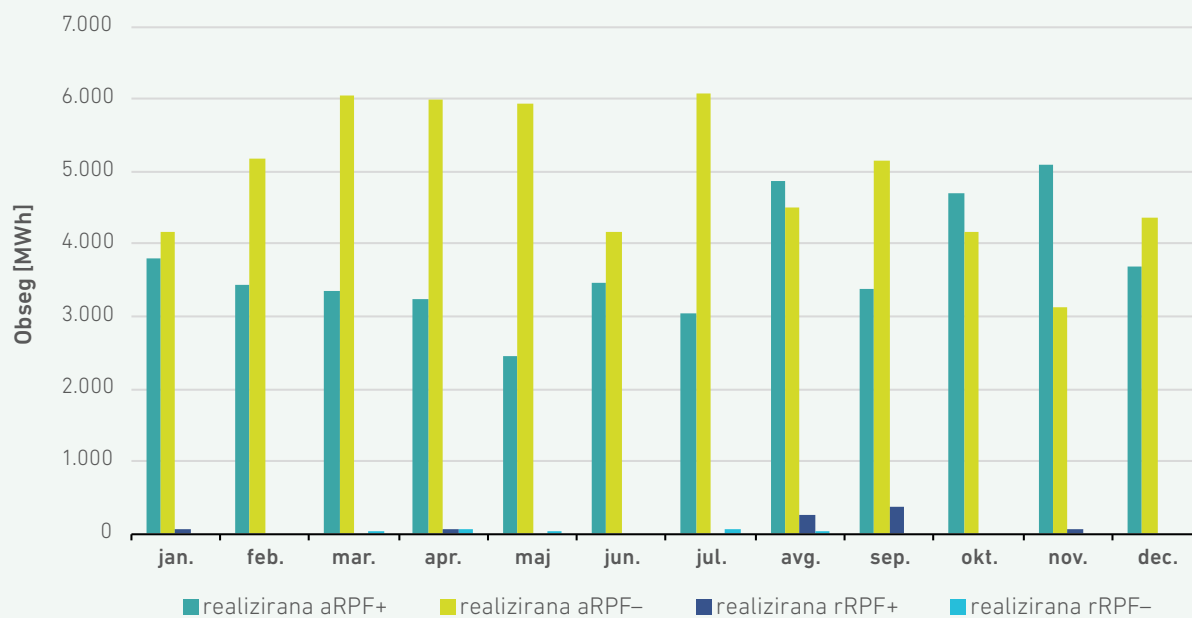
sistemskih storitev je posledično zelo velika, konkurenčnost in likvidnost trga pa sta nizki. V trgovalni platformi za izravnalno energijo aRPF je v letu 2023 količina vnesenih ponudb za pozitivno smer izravnave znašala 523,4 GWh, za negativno pa 522,9 GWh. Aktivirane je bilo 44,5 GWh za pozitivno smer in 58,8 GWh za negativno smer. Za izravnalno energijo rRPF+ so bile vnesene ponudbe v obsegu 2.143,2 GWh, za izravnalno energijo rRPF- pa 385,0 GWh. Od teh količin pa je bilo aktiviranih 799,0 MWh za pozitivno smer in 164,0 MWh za negativno smer. Količine vnesenih ponudb v določenih mesecih presegajo minimalen obseg sistemskih storitev, kar pomeni, da so ponudniki uporabili možnost oddaje konkurenčnih prostovoljnih ponudb. Vsota količin ponudb po posameznih mesecih nakazuje, da so prostovoljne ponudbe bile za izravnalno energijo aRPF zagotovo vnesene v oktobru, za izravnalno energijo rRPF pa v septembru, oktobru, novembru in decembru⁵⁶. Sicer pa je količinski delež prostovoljnih ponudb v primerjavi z obveznimi ponudbami zelo majhen in predstavlja le 0,001 % do 0,005 % vseh količin ponudb v omejenih mesecih. To nakazuje na slabo konkurenčnost ponudnikov storitev izravnave ter na nizko likvidnost na tem segmentu trga.

⁵⁵ Delež od seštevka količin RVF, aRPF, rRPF, RN, IGCC in FSKar

⁵⁶ Iz razpoložljivih agregiranih podatkov ne moremo zagotovo potrditi obstoja teh ponudb v ostalih mesecih, saj vsi ponudniki ne uspejo v celoti izpolnjevati minimalnih pogodbenih zahtev pri nujenju storitev, kar posledično zniža mesečno vsoto ponujenih količin.



SLIKA 89: REALIZIRANE KOLIČINE aRPF IN rRPF

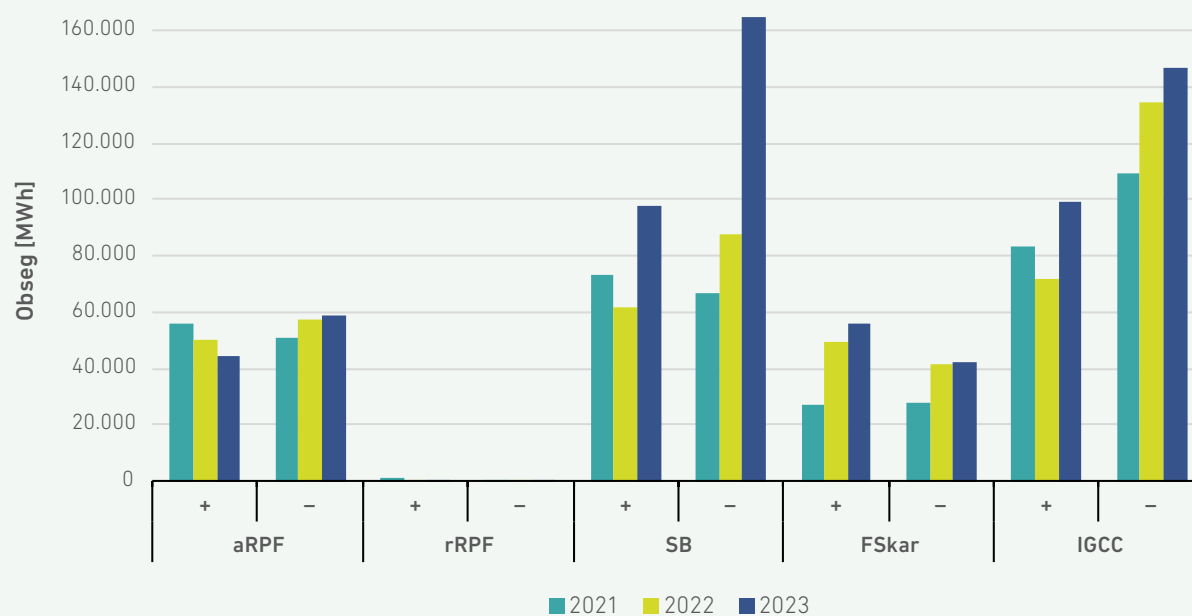


VIR: ELES

Pri izvajanju aRPF angažirane količine 44,5 GWh pozitivne in 58,8 GWh negativne energije pomenijo, da je ELES v letu 2023 angažiral manj pozitivne in več negativne energije kot v letu 2022, ko je angažiral 50,3 GWh pozitivne in 57,7 GWh negativne energije. Podobno kot pri netiranju odstopanj je tudi pri storitvi aPPF že drugo leto zapored prevladovala nekoliko večja potreba po regulaciji v negativni kot v pozitivni smeri. Tako je v letu 2023 ELES za

odpravo pozitivnih odstopanj v okviru sodelovanja v IGCC izvozil 146,9 GWh, s čimer je zmanjšal potrebo po angažiranju negativne energije aPPF, medtem ko je za odpravo negativnih odstopanj uvozil 99,2 GWh, za kolikor je tudi zmanjšal potrebo po angažiranju pozitivne energije aPPF. Slovenija od leta 2019 sodeluje v projektu netiranja odstopanj IGCC, pri čemer opazimo, da so količine izmenjane energije v okviru tega procesa iz leta v leto višje.

SLIKA 90: KOLIČINA AKTIVIRANE POZITIVNE IN NEGATIVNE ENERGIJE PO STORITVAH V ODOBJU 2021–2023



VIR: ELES

V okviru izvajanja rPPF je angažirane količine 799,0 MWh pozitivne energije bistveno več kot v predhodnem letu, ko je ELES angažiral le 100 MWh pozitivne energije. Skoraj vso angažirano energijo v okviru rPPF so prispevali domači ponudniki storitev izravnave. Preostalo je doprinesla testna aktivacija v obsegu 1 MW s strani tujega operaterja prenosnega sistema NOS BIH v okviru mehanizma VTL⁵⁷ energijskih izmenjav. Na drugi strani pa je ELES v letu 2022 angažiral 164,0 MWh negativne rRPF, kar je 38 MWh več kot v predhodnem letu. Skupaj je v letu 2023 bilo 10 aktivacij rRPF, in sicer pet v pozitivni in pet v negativni smeri, kar je več kot v letu 2022, ko je bilo skupaj osem aktivacij ročne rezerve za povrnitev frekvence.

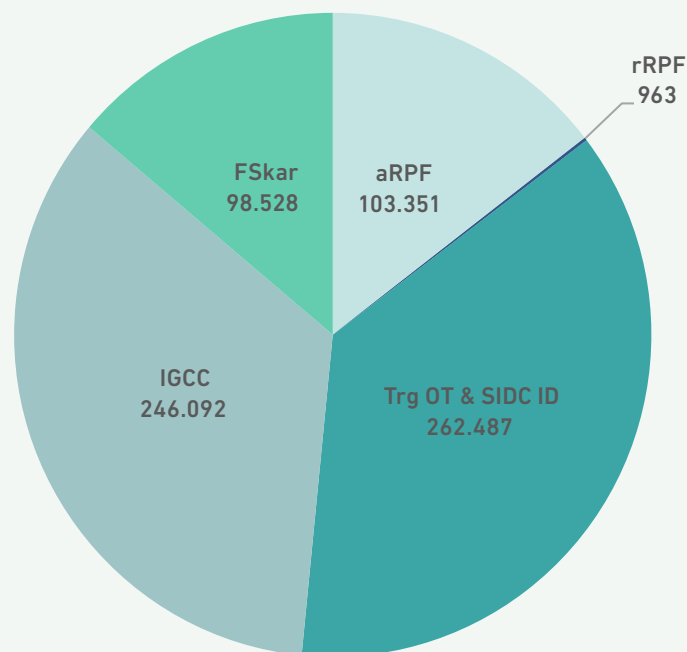
ELES je v letu 2023 del energije za izravnavo odstopanj nabavil tudi na izravnalnem trgu operaterja trga, del pa je moral zagotoviti za izravnavo nenamernih odstopanj elektroenergetskega sistema (FSkar). V okviru nenameranih izmenjav energije

(obračun FSkar) je bilo v letu 2023 izmenjanih 56,3 GWh pozitivne in 42,2 GWh negativne energije.

Na trgu znotraj dneva, ki zajema izravnalni trg operaterja trga in sprotni trg znotraj dneva, je ELES angažiral 97,5 GWh pozitivne in 165,0 GWh negativne energije.

Slika 66 prikazuje razdelitev angažiranih absolutnih količin (vsota absolutnih negativne in pozitivne izravnalne energije) po vrstah storitev. V letu 2023 je moč zaznati povečanje trgovanja za potrebe izravnave na sprotnem trgu znotraj dneva, kar pomeni kar 36,9 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije. Prav tako je razviden predvsem velik pomen, ki jo slovenskemu elektroenergetskemu sistemu prinaša izravnava odstopanj s sosednjimi operaterji prenosnih sistemov in znaša 34,6 % absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije.

SLIKA 91: ABSOLUTNE VREDNOSTI ANGAŽIRANIH KOLIČIN IZRAVNALNE ENERGIJE V MWh



VIR: ELES

57 Angl. »Virtual Tie Line« je mehanizem, ki se uporablja za virtualno dodelitev proizvodne enote drugemu območju LFC, v katerem proizvodna enota ni bila fizično povezana.



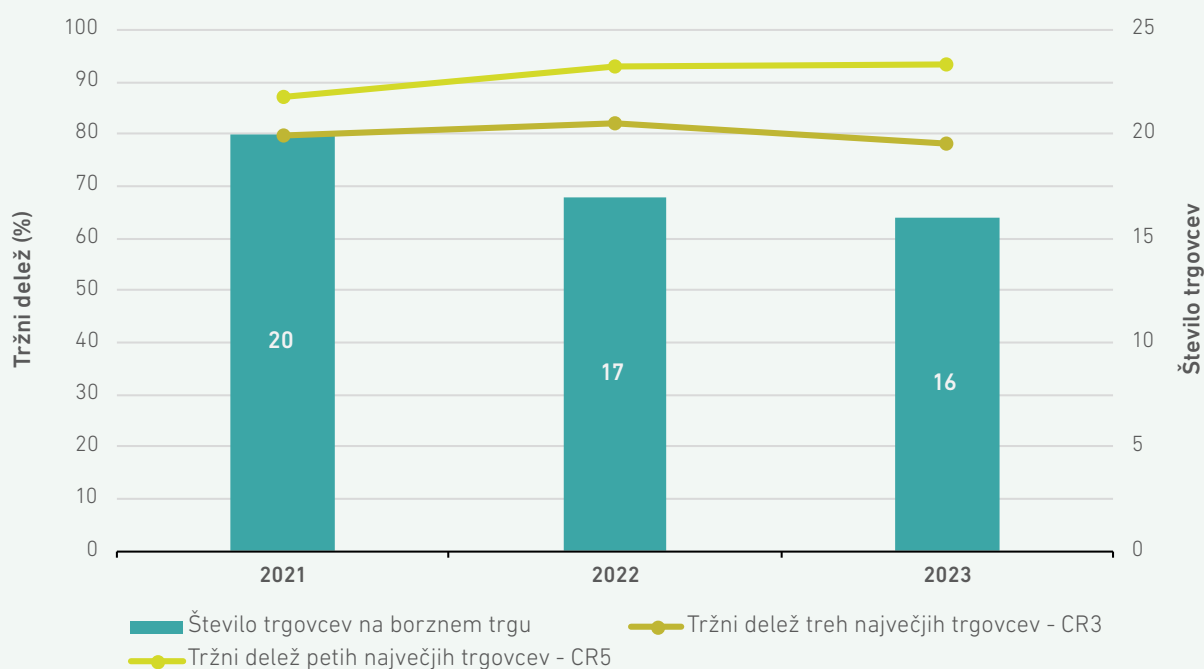
Koncentracija na borznem trgu

V letu 2023 je na domači borzi BSP na trgu za dan vnaprej trgovalo 16 domačih in tujih družb, kar je eden manj kot konec leta 2022. Število trgovcev, ki trgujejo na BSP, se v zadnjih petih letih nenehno zmanjšuje. Skupni tržni delež največjih treh trgovcev (CR3) kot kazalnik stopnje koncentracije je v letu 2023 znašal 78,3 % in se je v primerjavi z letom 2022, ko je znašal 82,2 %, nekoliko zmanjšal.

Skupni tržni delež petih trgovcev (CR5) je znašal 93,2 % in se je v primerjavi z letom 2022, ko je znašal 92,8 %, povečal.

Indeks koncentracije HHI se je glede na leto 2022 zmanjšal za 274 in znaša 3.452, kar še vedno kaže na visoko koncentracijo na veleprodajnem trgu.

SLIKA 92: TRŽNI DELEŽ IN ŠTEVILO TRGOVCEV NA SLOVENSKI BORZI GLEDE NA TRGOVANO KOLIČINO



VIR: BSP

Likvidnost veleprodajnega trga

Agencija spremlja likvidnost slovenskega veleprodajnega trga z električno energijo z uveljavljenim indeksom, imenovanim »Churn ratio«. Indeks podaja informacijo, kolikokrat se je z enoto električne energije trgovalo, preden je bila dobavljena končnemu odjemalcu⁵⁸. Gibanje indeksa v opazovanem petletnem obdobju prikazuje slika 93.

V letu 2023 se je vrednost indeksa glede na leto prej znižala in je na najnižji ravni v zadnjih 13 letih, odkar agencija spremlja »Churn ratio«. Vrednost indeksa je 2,62, kar je pod vrednostjo 3, ki je mejna vrednost kazalnika za doseganje zadovoljive likvidnosti slovenskega veleprodajnega trga z električno energijo⁵⁹.

58 Izračun je opravljen na podlagi metodologije, ki upošteva kvocient med vsoto evidentiranih količin iz zaprtih pogodb, ki so jim odštete izvožene količine, in porabo v Sloveniji. V količinah iz zaprtih pogodb so zajete količine, s katerimi se je trgovalo na BSP, in količine, s katerimi se je trgovalo na bilateralnem trgu.

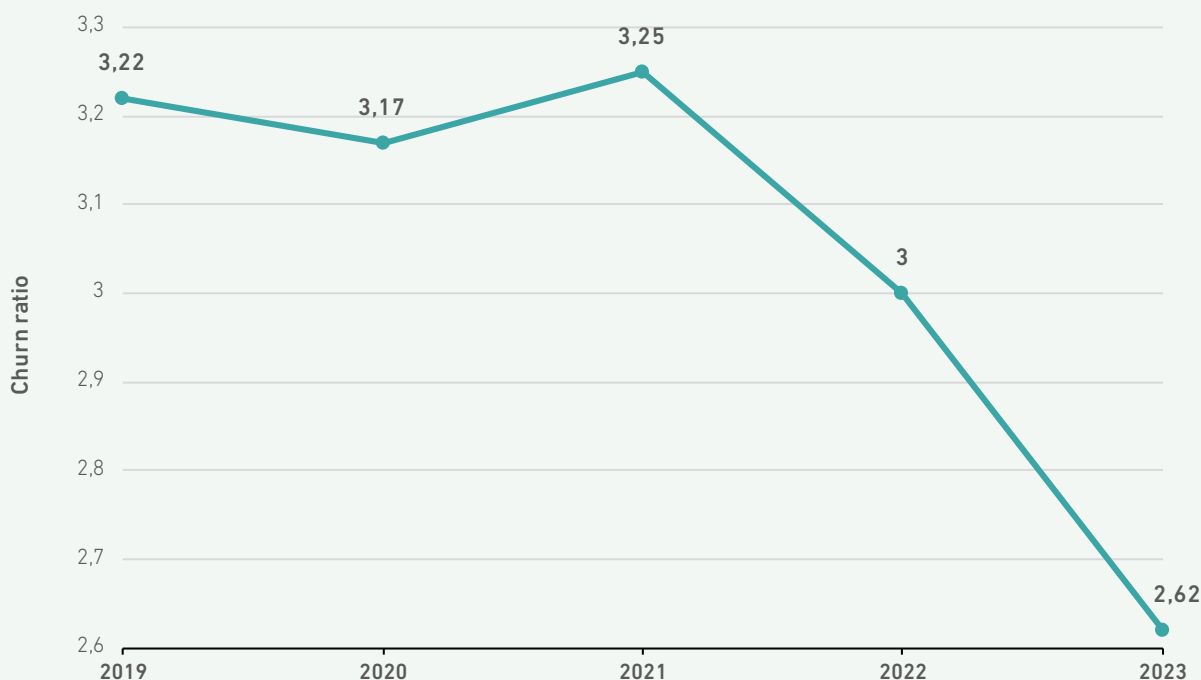
59 ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Market in 2015, September 2016, str. 34

Veleprodajni trg je v primerjavi z drugimi evropskimi trgi po obsegu manjši, a na njem, kljub negativnemu trendu v zadnjih dveh letih, še vedno nastopa sorazmerno veliko število aktivnih udeležencev. Ti so tako domači kot tuji, veliki in majhni, kar kaže na odprtost slovenskega trga za vstop novih udeležencev. Tržne razmere, ki oblikujejo cene, se kot na tujih trgih podobno preslikujejo tudi na cene produktov na slovenskem trgu.

Vsekakor pa znižanje »Churn ratio« pod mejno vrednost pomeni, da na slovenskem trgu udeleženci v letu 2023 niso sklepali po obsegu primerljivo število poslov kot udeleženci na likvidnih tujih trgih.

Likvidnost veleprodajnega trga z električno energijo se je zmanjšala pod teoretično mejo zadovoljive razvitosti

SLIKA 93: TREND GIBANJA INDEKSA »CHURN RATIO« PO LETIH V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA, BORZEN

Maloprodajni trg

Na maloprodajnem trgu v Sloveniji dobavitelji in končni odjemalci sklepajo odprte pogodbe, s katerimi količine dobavljene energije in časovni potek dobave niso vnaprej določeni.

Maloprodajni trg v Sloveniji je v zadnjih letih doživel precejšnje spremembe. Na trgu se je zaradi izstopa dobaviteljev (predvsem v obdobju 2021 do 2022) ter lastniških sprememb pri pomembnejših dobaviteljih električne energije koncentracija na trgu pove-

čala, konkurenčnost pa se je vsaj statistično začela zmanjševati. Na drugi strani je zaradi napredka digitalizacije dostopnost do informacij lažja, odjemalci so zaradi energetske krize postali bolj ozaveščeni, na trgu pa so se pojavile številne nove storitve. Maloprodajne cene so se predvsem v letu 2022 vse do 1. septembra 2022 spreminjale z bistveno hitrejšo dinamiko v primerjavi s prejšnjimi leti, kar je vplivalo na poslovne modele dobaviteljev. Vse to je pripomoglo k dvigu aktivnosti odjemalcev v letu



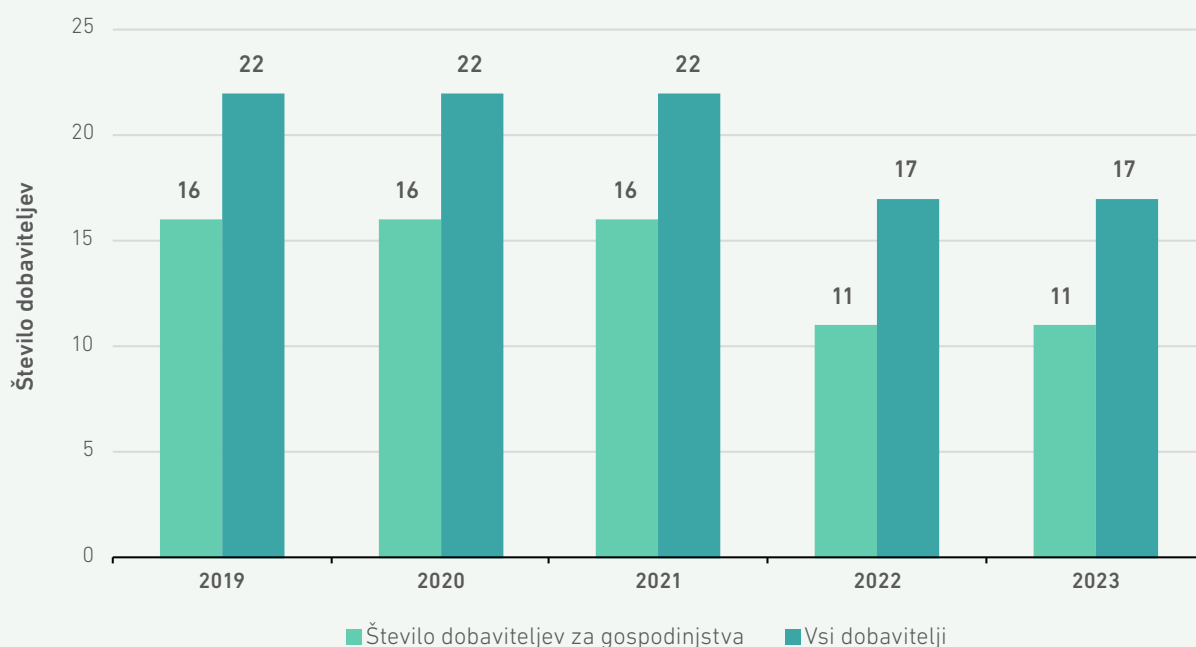
2022 vse do uveljavitve interventnih posegov na maloprodajni trg za blaženje posledic energetske krize, ko je vlada s ciljem zaščite najmanjših odjemalcev zamejila najvišje dovoljene cene. Zamejitev cen je veljala tudi celotno leto 2023, kar je bistveno zaznamovalo kazalnike, ki jih agencija spremlja v okviru stalnega monitoringa trga.

S 1. januarjem 2023 je z dobavo prenehal Poslovni sistem Mercator brez vplivnega tržnega deleža. Družba NEXT MOVE ENERGY d.o.o. pa je kot dobavitelj začela delovati avgusta 2023.

Število dobaviteljev kljub spremembam ostaja na isti ravni kot prejšnje leto

Ob koncu leta je tako bilo na maloprodajnem trgu dejavnih 17 dobaviteljev električne energije, 11 od teh je dobavljalo električno energijo gospodinjskim odjemalcem.

SLIKA 94: GIBANJE ŠTEVILA DOBAVITELJEV NA MALOPRODAJNEM TRGU V SLOVENIJI V OBDOBJU 2019–2023⁶⁰



VIR: AGENCIJA

Poslovni modeli dobaviteljev še naprej ostajajo različni. Nekateri dobavljajo električno energijo samo gospodinjskim odjemalcem, drugi samo poslovnim, večina pa obojim.

Cene

Zaradi hitro rastočih in spreminjajočih se veleprodajnih in maloprodajnih cen v letu 2022 je vlada 14. julija 2022 sprejela Uredbo o določitvi cen električne energije (ki se je uporabljala od 1. septembra 2022 in je veljala do 31. avgusta 2023), 13. aprila 2023 pa je sprejela Uredbo o določitvi cene električne energije, ki je veljala od 1. septembra 2023 do 31. decembra 2023. Z omenjenima uredbama je bila predpisana najvišja dovoljena maloprodajna cena (v nadaljevanju

maloprodajna cena) za gospodinjske odjemalce in za male poslovne odjemalce in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb in skupnih prostorih v mešanih večstanovanjsko-poslovnih stavbah. Cenovna kapica za gospodinjske odjemalce vključno z večstanovanjskimi stavbami je znašala:

- višja tarifa (VT): 0,11800 EUR/kWh
- nižja tarifa (MT): 0,08200 EUR/kWh
- enotna tarifa (ET): 0,09800 EUR/kWh.

⁶⁰ V statistiko dobaviteljev je vključeno število dobaviteljev, ki so dobavljali električno energijo na zadnji koledarski dan posameznega leta.

Najvišja dovoljena cena za električno energijo za odjemalce s priključno močjo enako ali manjšo od 43 kW, ki niso gospodinjstvi odjemalci (mali poslovni odjem), je znašala:

- višja tarifa: 0,13800 EUR/kWh
- nižja tarifa: 0,09900 EUR/kWh
- enotna tarifa: 0,12400 EUR/kWh.

Mali poslovni odjemalci lahko imajo več merilnih mest, a njihova skupna priključna moč vseh merilnih mest ne sme presegati 86 kW.

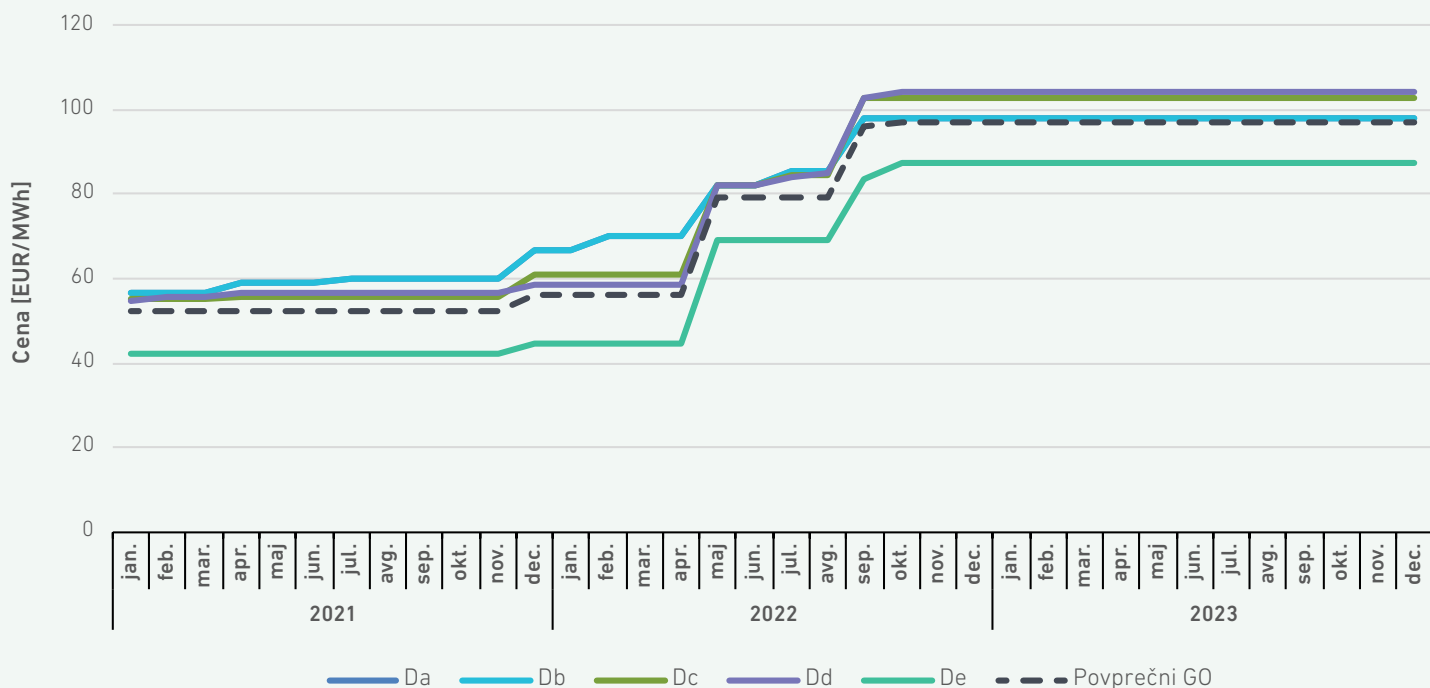
V skladu z Uredbo o določitvi zneska trošarine za energente in električno energijo je vse do konca leta 2023 ostala v veljavi tudi nižja trošarina.

Maloprodajni indeks cen za značilne gospodinjstve odjemalce

Agencija na podlagi spremljanja maloprodajnega trga za gospodinjstve odjemalce določa maloprodajne indekse cen (MPI). MPI temelji na najcenejši ponudbi na maloprodajnem trgu, ki je dostopna vsem gospodinjstvom odjemalcem in omogoča odjemalcu menjavo dobavitelja v vsakem času brez pogodbene kazni. MPI torej odraža cenovni potencial zadevnega trga.

Slika 95 prikazuje trend gibanja MPI za standardne porabniške skupine Da, Db, Dc, Dd, De⁶¹ in povprečnega slovenskega gospodinjstvega odjemalca⁶² v Sloveniji v obdobju 2021–2023. Na maloprodajnem trgu ima večina odjemalcev (razen tistih, ki imajo sklenjene pogodbe, ki vsebujejo pogodbene kazni) možnost, da si z menjavo dobavitelja ali produkta (ponudbe) pri trenutnem dobavitelju zagotovi dobavo električne energije s ceno, ki jo odraža MPI.

SLIKA 95: MALOPRODAJNI INDEKS CEN V OBDOBJU 2021–2023



VIR: AGENCIJA

61 Porabniške skupine po metodologiji EUROSTAT v uporabi do leta 2007 (Dc: letna poraba 3.500 kWh od tega 1.300 kWh (MT)) - https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204_H_custom_6471365/default/table?lang=en

62 Profil odjema povprečnega gospodinjstvega odjemalca v Sloveniji: obračunska moč 8 kW, letna poraba 1.996 kWh (VT) in 2.100 kWh (MT).



S slike 95 je razvidno, da je v času trajanja določitve najvišje dovoljene maloprodajne cene v skladu z uredbo vlade o določitvi cen električne energije MPI v vseh porabniških skupinah konstanten. Posledično smo v letu 2023 zabeležili rekordno majhno število menjav dobaviteljev v zadnjih letih.

Tabela 28 prikazuje razliko v normirani ceni na MWh glede na najnižjo ponujeno ceno na trgu vsem odjemalcem (MPI) in zamejeno ceno po porabniških skupinah za gospodinjstva, pri čemer je upoštevana metodologija EUROSTAT, ki je veljala do leta 2007. Za povprečnega gospodinjanskega odjemalca je MPI za 2,35 evra nižji od zamejene cene.

Konstanten MPI čez celo leto skoraj na ravni zamejitve je posledica cenovne kapice – akcijskih ponudb v letu 2023 na maloprodajnem trgu ne beležimo

TABELA 28: PRIMERJAVA MPI Z ZAMEJENO CENO OB UPOŠTEVANJU PROFILA ODJEMA PORABNIŠKIH SKUPIN GOSPODINJSKEGA ODJEMA

	MPI [EUR/MWh]	Zamejena cena [EUR/MWh]	Razlika [EUR]
Da	98,00	98,00	0,00
Db	98,00	98,00	0,00
Dc	102,93	104,63	1,70
Dd	104,47	106,00	1,53
De	87,57	91,00	3,43
Povprečni GO	97,19	99,54	2,35

VIR: AGENCIJA

Iz primerjave vidimo, da so dobavitelji ponudbene cene oblikovali praktično na raven zamejitve, razlike med najnižjo ponujeno ceno in zamejeno ceno glede na profil odjema ne presežejo 3,5 evra.

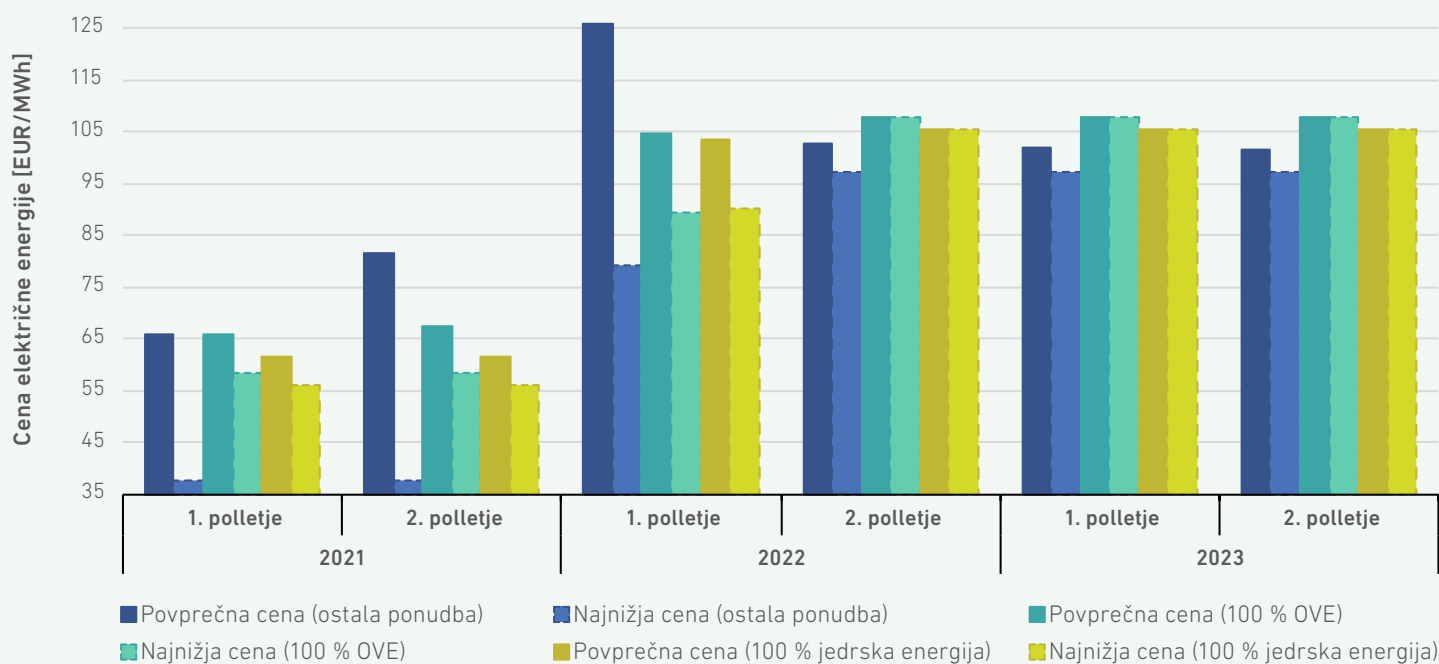
Analiza gibanja cen ponudbe zelene energije

Dobavitelji električne energije odjemalcem v okviru storitev dobave električne energije ponujajo produkte, ki se med drugim razlikujejo po strukturi primarnih proizvodnih virov. Odjemalci lahko izbirajo med ponodbami, za katere je energija v celoti pridobljena iz OVE, med ponodbami, za katere je energija v celoti pridobljena z jedrsko tehnologijo, in ostalimi ponodbami, ki v strukturo proizvodnih virov vključujejo tudi druge vire energije.

Slika 96 prikazuje gibanje povprečnih cen energije⁶³ na podlagi ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE, 100 % jedrske energije in ostalih ponudb dobaviteljev, ter gibanje najnižje cene energije na podlagi ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE, 100 % jedrske energije in ostalih ponudb dobaviteljev na trgu v obdobju 2021–2023 za povprečnega gospodinjanskega odjemalca⁶⁴.

63 V ceno energije so vključeni tudi pavšalni stroški poslovanja in drugi dodatki, ki so nekoliko bolj pojavni pri zelenih ponodbah.
64 Profil odjema povprečnega gospodinjanskega odjemalca: obračunska moč 8 kW, 1.996 kWh (VT) in 2.100 kWh (MT).

SLIKA 96: GIBANJE CEN PONUDB, SESTAVLJENIH IZ 100 % OVE, 100 % JEDRSKE ENERGIJE, OZIROMA OSTALIH PONUDB ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2021–2023



VIR: AGENCIJA

Od 1. septembra 2022 do 31. decembra 2023 je vlada z Uredbo o določitvi cen električne energije⁶⁵ in z Uredbo o določitvi cene električne energije⁶⁶ omejila najvišje cene električne energije za gospodinjske odjemalce, vključno z večstanovanjskimi stavbami. Zamejitev cen je povzročila, da sta povprečna in najnižja cena ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE, za gospodinjskega odjemalca na enaki cenovni ravni 107,77 EUR/MWh in sta obenem predstavljali tudi najvišjo ceno vseh ponudb. Prav

tako sta bili pri 105,37 EUR/ MWh izenačeni povprečna in najnižja cena ponudb, sestavljenih iz 100 % jedrske energije, kot že tudi v drugi polovici lanskega leta. Povprečna cena energije na podlagi ostalih ponudb dobaviteljev na trgu je bila v letu 2023 za 12 % nižja v primerjavi z letom 2022 kot posledica prej navedenega ukrepa vlade in je bila v primerjavi s povprečnimi cenami zelenih ponudb najnižja.

Končne cene električne energije za gospodinjski odjem

V nadaljevanju je prikazana analiza strukture končnih cen oskrbe z električno energijo za gospodinjske odjemalce iz standardne porabniške skupine DC⁶⁷. Končna cena oskrbe z električno energijo za odjemalca je sestavljena iz:

- cene električne energije, ki je bila v letu 2023 navzgor omejena;
- omrežnine:
 - omrežnina za prenos in
 - omrežnina za distribucijo;

- prispevkov:
 - prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v sproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije (OVE),
 - prispevek za energetska učinkovitost (URE) in
 - prispevek za delovanje operaterja trga;
- trošarine na električno energijo in
- davka na dodano vrednost (DDV).

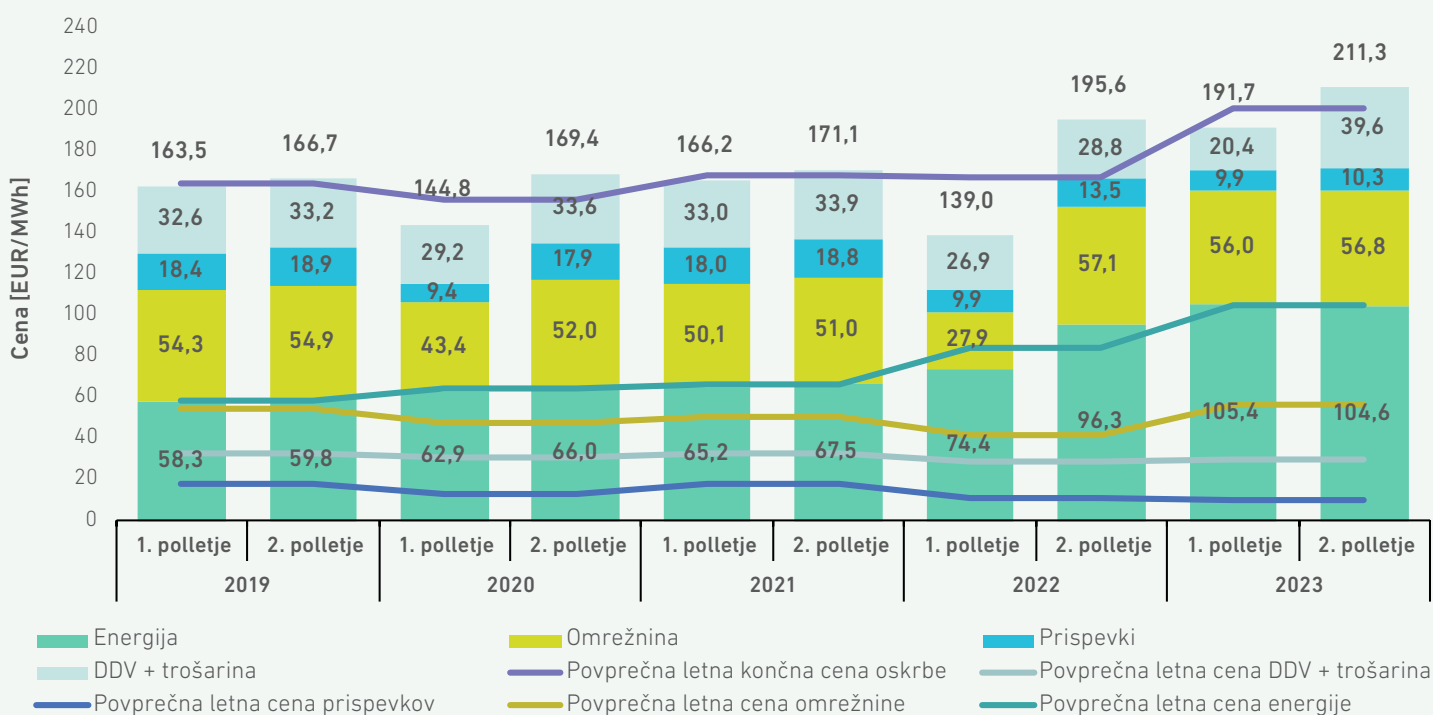
65 Uradni list RS, št. 95/22 in 98/22

66 Uradni list RS, št. 45/23

67 Standardna porabniška skupina DC zajema gospodinjske odjemalce z letnim odjemom med 2.500 in 5.000 kWh.



SLIKA 97: GIBANJE KONČNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2019–2023⁶⁸



VIRA: AGENCIJA, SURS

Povprečna letna končna cena se je v letu 2023 zvišala za 20,3 %. Za blaženje energetske krize je v letu 2023 veljala omejitev najvišje cene električne energije za gospodinjstva, vključno z večstanovanjskimi stavbami. Do avgusta 2023 je bil prispevek OVE in SPTE obračunan v višini 50 %, od 1. novembra 2023 ter vse do konca leta 2024 pa velja oprostitev plačila prispevkov OVE in SPTE za gospodinjstva. Od 1. septembra 2022 do 31. maja 2023 je bila znižana stopnja DDV za dobavo energentov, do konca leta 2023 pa je bila v veljavi nižja trošarina.

Na končno ceno oskrbe je močno vplival dvig cene energije, ki je na letni ravni v letu 2023 v primerjavi z letom 2022 znašal 24,0 %. Ob tem beležimo še 33,6-odstotno zvišanje omrežnine, 3,8-odstotno skupno zvišanje DDV in trošarine ter 13,8 % nižji prispevek OVE in SPTE, kar je predvsem posledica ukrepov vlade – ukinitve plačila omrežnine in prispevka OVE ter znižanja trošarine na najnižjo

20,3-% zvišanje povprečne letne končne cene oskrbe za značilnega gospodinjstvenega odjemalca predvsem zaradi dviga cene energije in povrnitve omrežnine na normalno raven

mogočo stopnjo v obdobju od 1. februarja do 30. aprila 2022.

Delež omrežnine v končni ceni oskrbe z električno energijo za značilnega gospodinjstvenega odjemalca je v letu 2023 znašal 28 %, delež energije 52 %, delež prispevkov 5 %, delež DDV in trošarine pa 15 %.

68 Razlika med skupno vsoto in seštevki posameznih komponent končne cene oskrbe z električno energijo je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

Končne cene električne energije za poslovni odjem

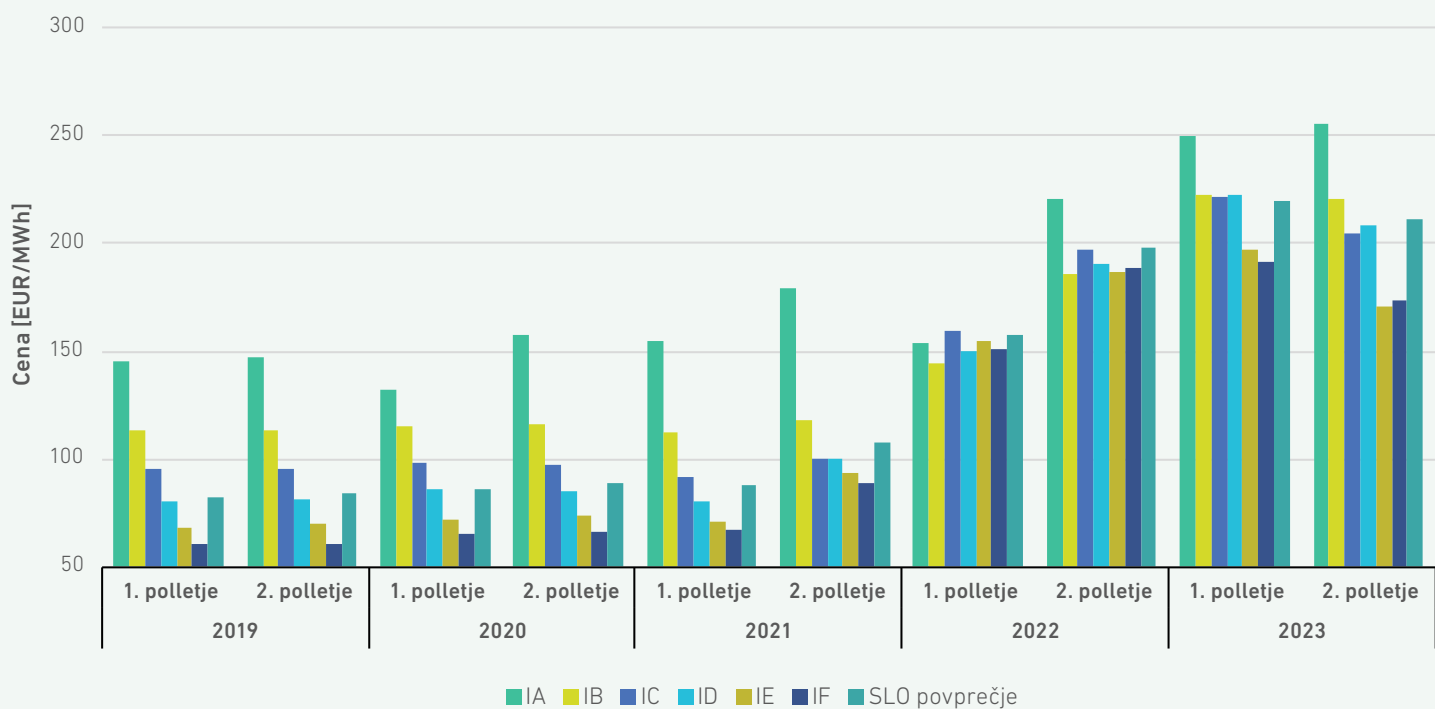
Končna cena oskrbe z električno energijo za povprečen poslovni odjem, ki obsega povprečje cen prve in druge polovice leta brez upoštevanja DDV⁶⁹, je v letu 2023 znašala 215,6 EUR/MWh in se je v primerjavi z letom 2022 zvišala za 21,4 %⁷⁰. Končne cene oskrbe so se zvišale za vse porabniške skupine.

Največje zvišanje je bilo za najmanjšo porabniško skupino IA, za katero je bila povprečna letna končna cena oskrbe v 2023 za 35,3 % višja v primerjavi z letom 2022. Najmanjše zvišanje je bilo za največjo porabniško skupino IF, za katero je bila povprečna letna končna cena oskrbe v 2023 za 7,5 % višja v primerjavi z letom 2022.

21,4-% zvišanje
končnih cen oskrbe z električno energijo
za povprečen poslovni odjem

Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce po polletjih v letih od 2019 do 2023 in primerjava s povprečno končno ceno oskrbe za poslovni odjem v Sloveniji je prikazano na sliki 98.

SLIKA 98: GIBANJE KONČNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO V SLOVENIJI ZA ZNAČILNE POSLOVNE ODJEMALCE V OBDOBJU 2019–2023



VIR: SURS

69 DDV ni upoštevan zaradi zagotavljanja primerljivosti z metodologijo Eurostata.
70 Razlika je zaokrožena na eno decimalno mesto.

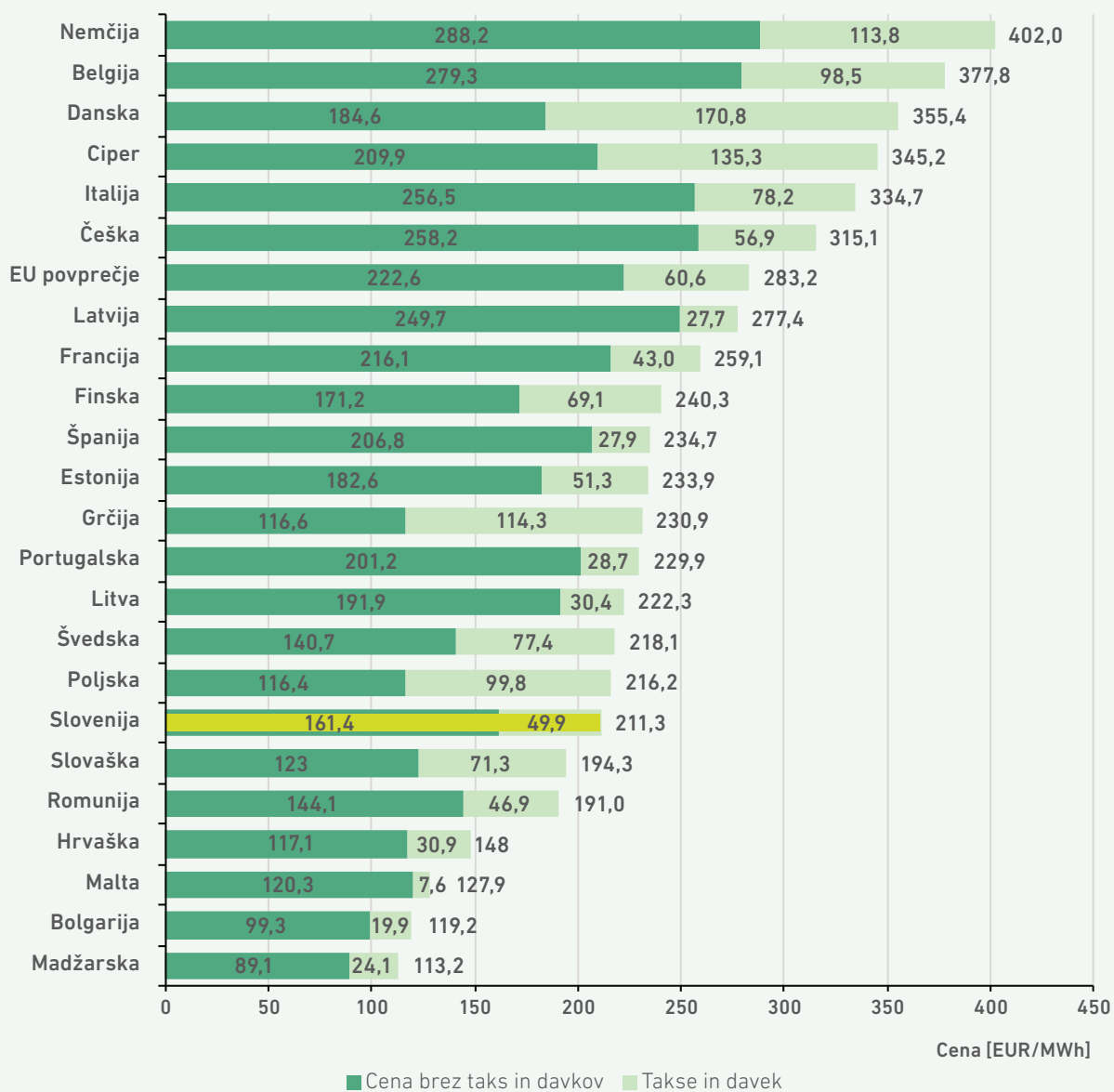


Primerjava končnih cen električne energije v državah EU

Slika 99 in slika 100 prikazujeta primerjavo končnih cen oskrbe z električno energijo v državah EU za drugo polovico leta 2023 za značilne gospodinjstve in poslovne odjemalce, izbrane po metodologiji

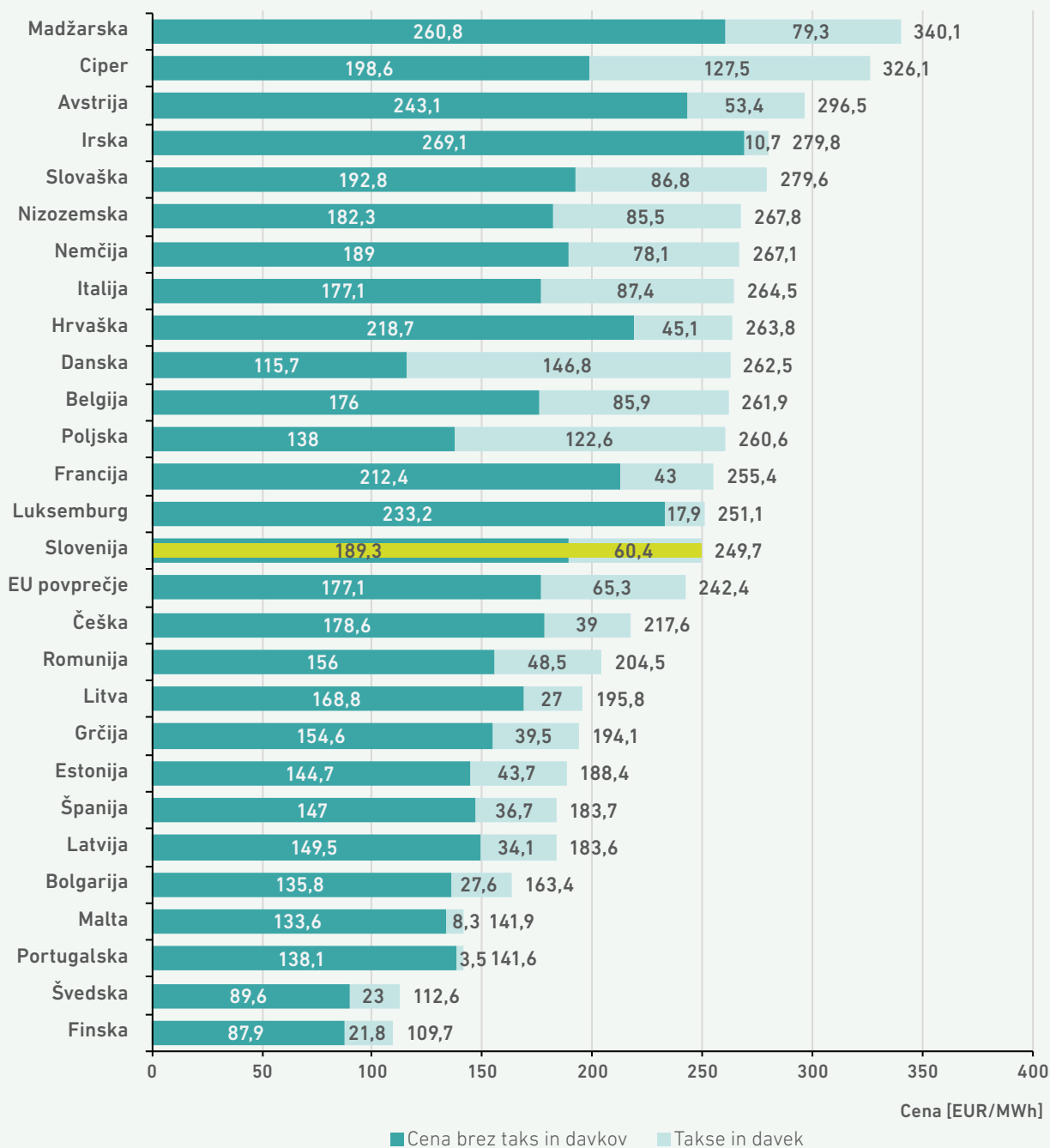
Eurostata. Med takse in davke so vključeni prispevki, trošarina in DDV, v ceno brez taks in davkov pa cena za energijo in omrežnina.

SLIKA 99: PRIMERJAVA KONČNIH CEN OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA Z LETNO PORABO OD 2.500 DO 5.000 kWh (DC) V DRŽAVAH EU ZA DRUGO POLOVICO LETA 2023 V EUR/MWh



VIR: EUROSTAT

SLIKA 100: PRIMERJAVA KONČNIH CEN OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA POSLOVNEGA ODJEMALCA Z LETNO PORABO OD 20 MWh DO 500 MWh (IB) V DRŽAVAH EU ZA DRUGO POLOVICO LETA 2023 V EUR/MWh



VIR: EUROSTAT

Na notranjem trgu z električno energijo se v večini držav EU maloprodajna cena električne energije oblikuje tržno, v nekaterih državah EU pa je moč zaslediti tudi regulirane maloprodajne cene električne energije. Maloprodajna cena je odvisna od strukture proizvodnih virov in dostopnosti do sosednjih trgov ter tržnih aktivnosti.

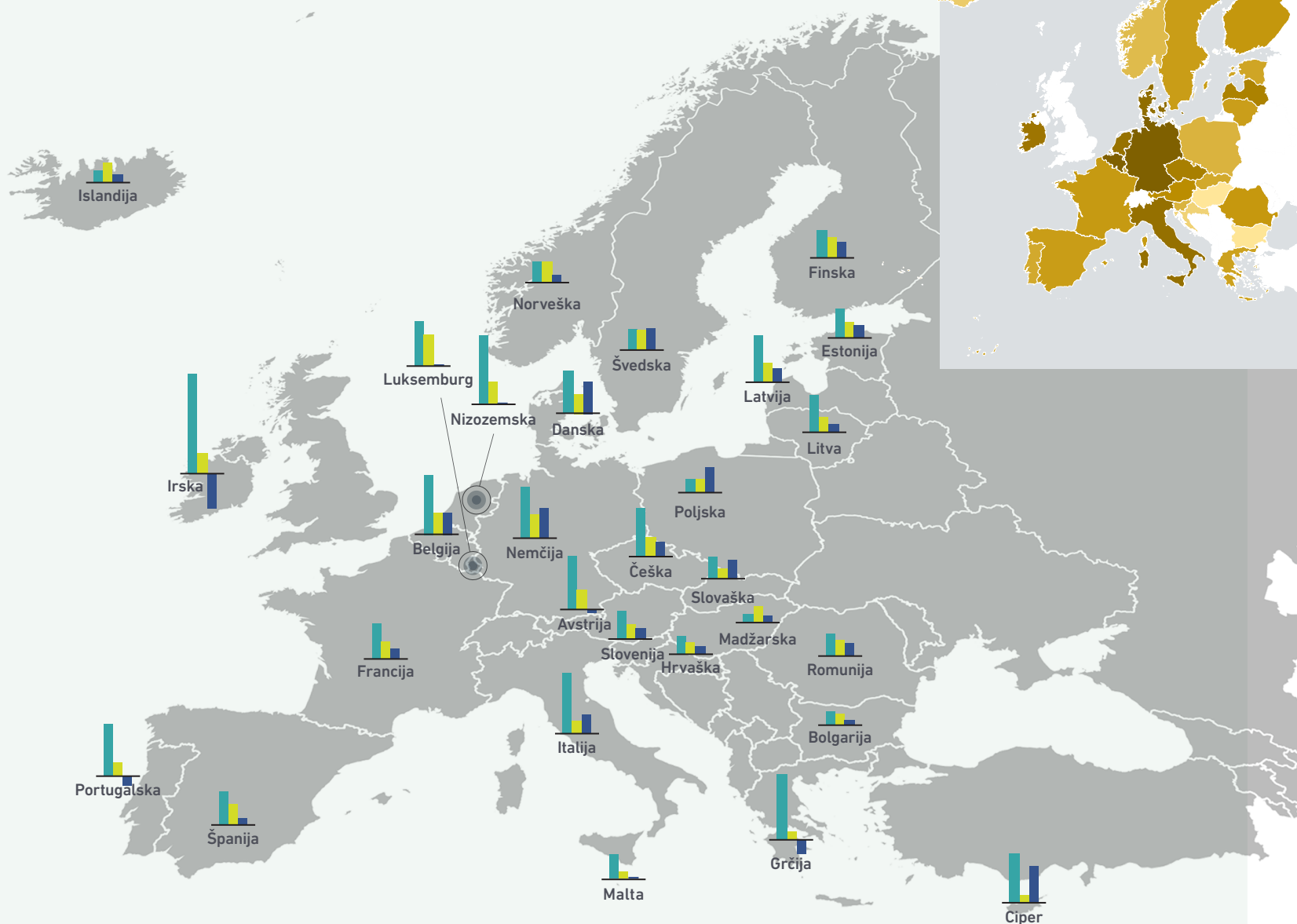
Razlike pri končni ceni oskrbe se kljub dobro delujočemu trgu, na katerem cene električne energije z leti konvergirajo, kažejo še na delu omrežnine, prispevkov za različne podporne politike za proizvodnjo iz OVE ter obdavčitve. V letu 2023 so razlike

poleg tega posledica različnih interventnih ukrepov v državah članicah.

Za značilnega gospodinjskega odjemalca v Sloveniji je bila končna cena oskrbe nominalno na ravni, ki je pod povprečjem v EU, prav tako pa tudi nižja kot v Avstriji in Italiji ter višja kot na Hrvaškem in Madžarskem. Končna cena oskrbe z električno energijo za značilnega poslovnega odjemalca v Sloveniji je na nominalni ravni tik nad povprečjem EU. V primerjavi s sosednjimi državami je nižja kot v Avstriji, Italiji ter na Madžarskem in na Hrvaškem.



SLIKA 101: STRUKTURA CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA (Dc) PO DRŽAVAH V EU (V VDELANEM PRIKAZU TEMNEJŠA OBARVANOST POMENI VIŠINO KONČNE CENE)



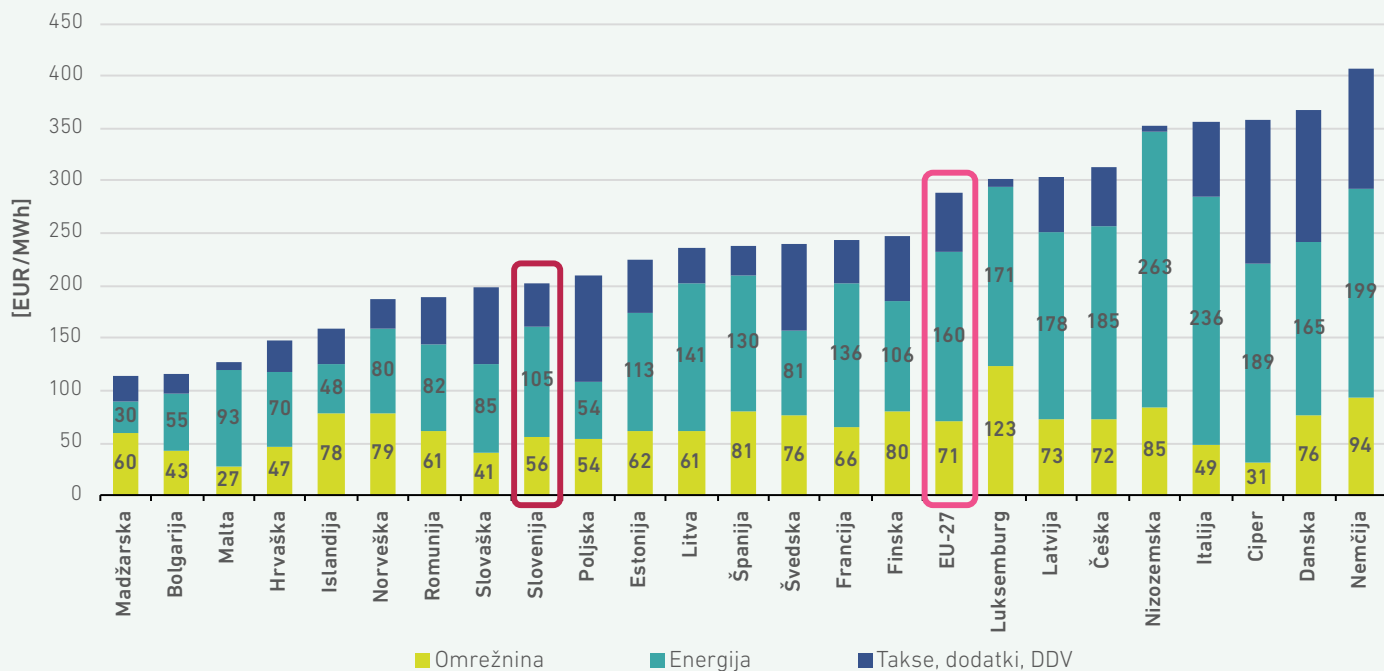
KOMPONENTE KONČNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE

■ Energija ■ Omrežnina ■ Takse, dodatki, DDV

VIR: EUROSTAT

V obdobju po energetske krizi, ko so bili dopustni nacionalni ukrepi za blažitev rasti cen električne energije, je razvidno, da so se komponente skupne cene (energija, omrežnina, takse oziroma davki) po državah različno oblikovale (slika 101). Vpliv rasti cen električne energije se je v največji meri blažil pri taksah in davkih, delno v regulaciji cene električne energije, kar kaže na velika razhajanja v EU.

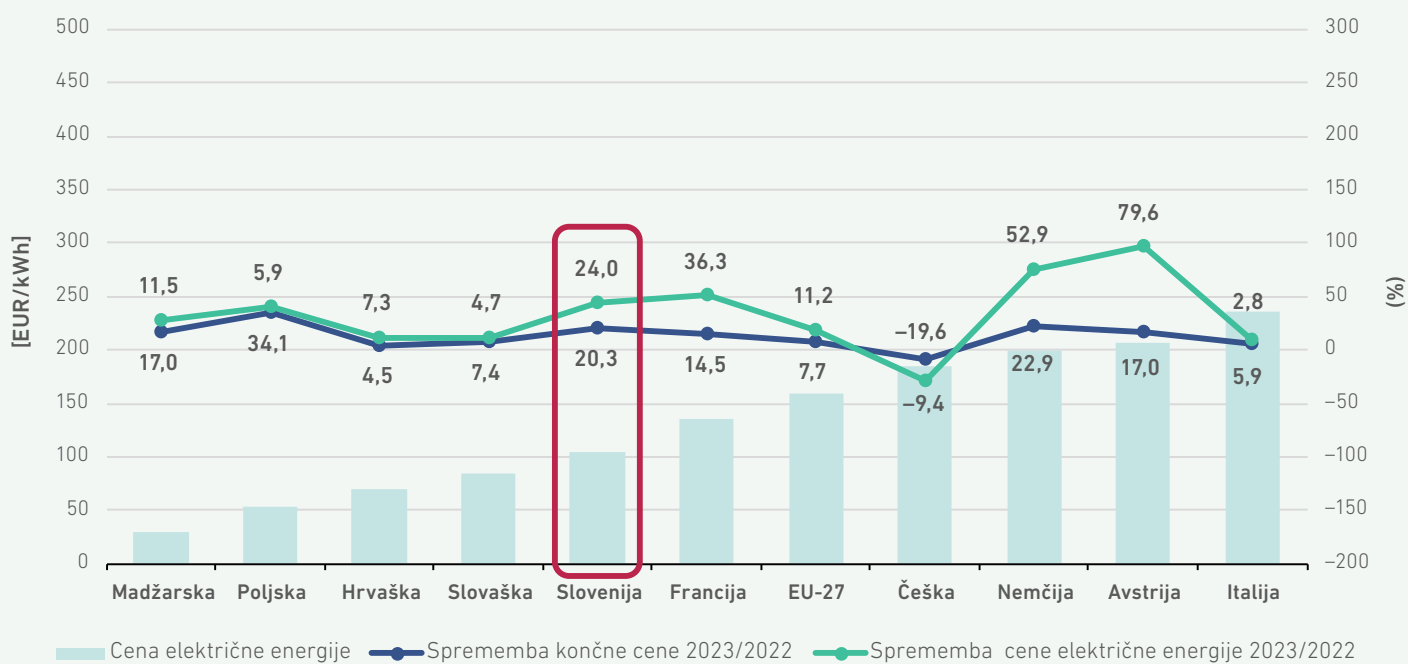
Še najmanj vpliva – posegov v spremembe cen je bilo na področju omrežnin, ki so regulirane. Spremembe v posameznih omrežninah pa je pripisati povišanemu strošku nakupa električne energije oziroma stroškom za delovanje elektroenergetskih sistemov (sistemskih storitev), ki so praviloma zajeti v strošku omrežnine.

SLIKA 102: PRIMERJAVA DELEŽEV V SKUPNI CENI OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V DRŽAVAH EU


VIR: EUROSTAT

Posledice ukrepov blaženja rasti cen električne energije, ki ji je sprejela vlada poleti 2022 in podaljšala še do konca leta 2023, so nakazale stabilizacijo cen v državi. Največji vpliv na medletno spremembo končne cene električne energije leta 2023 v primerjavi z letom 2022 je imela trimesečna ukinitve plačila omrežnine v letu 2022, dodatno

pa še ponovni popolni obračun davka na dodano vrednost, ki je bil del začasnih ukrepov regulacije maloprodajnih cen nekaterih energentov, s katerim so bili stroškovno razbremenjeni končni potrošniki. Sorodne trende razbremenjevanja potrošnikov je zaznati tudi pri drugih državah v regiji (slika 103).

SLIKA 103: MEDLETNE SPREMEMBE KONČNE CENE IN CEN ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V DRŽAVAH EU


VIR: EUROSTAT

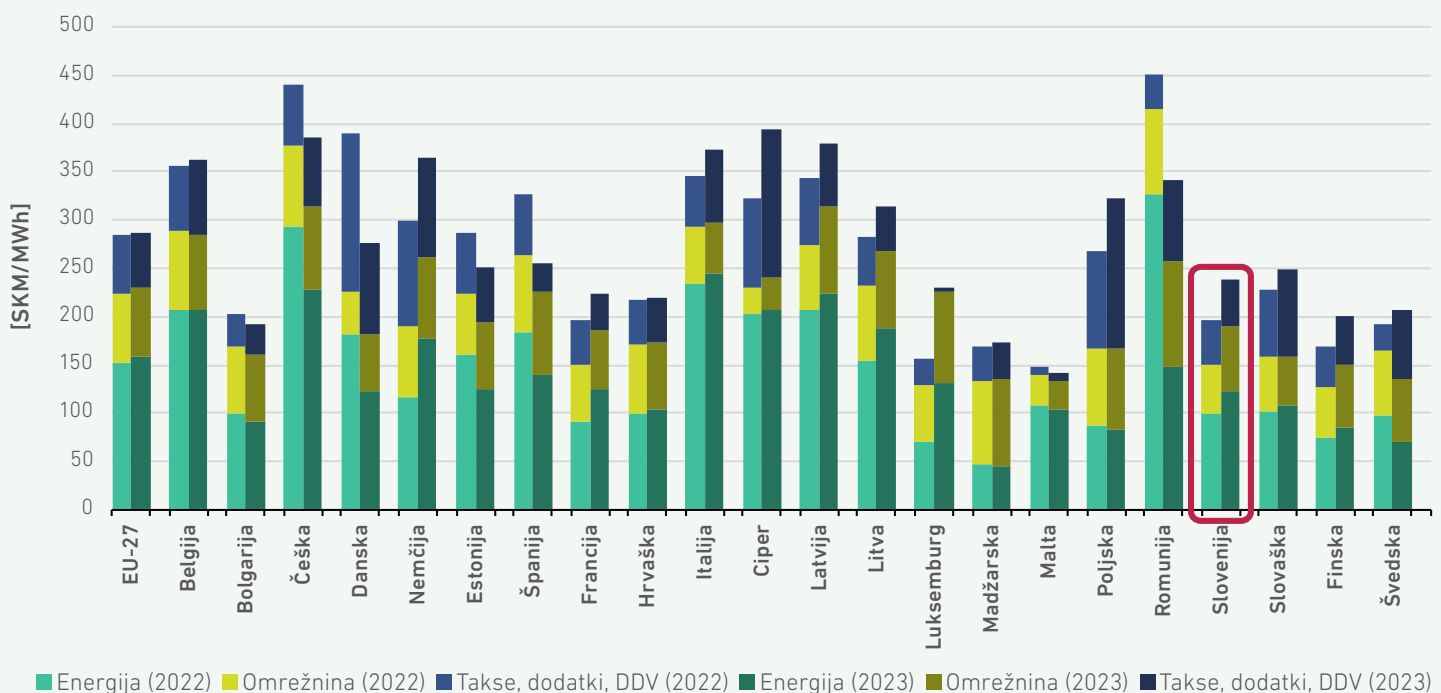


Ob rasti cen električne energije in nasploh energentov v času energetske krize je zanihala tudi kupna moč potrošnikov, ki se je odrazila v višji stopnji inflacije. Pri pregledu primerjave kupne moči pri oskrbi z električno energijo je prehod v leto 2023 prinesel pri večini držav EU, da je oskrba z električno energijo postala dražja kot leto prej, pri čemer so na stopnjo kupne moči pri oskrbi z električno energijo vplivali parcialno ukrepi na posameznih komponentah. Slika 104 kaže na spremembe stroškov glede na kupno moč potrošnikov (standard kupne moči (SKM)⁷¹) po posameznih komponentah električne energije. Ne glede na medletne spremembe pokaže primerjava oskrbe z električno energijo kljub dobro delujočemu notranjemu trgu še vedno

Ukrepi za blaženje energetske krize so zagotovili, da je bila končna cena električne energije za gospodinjse odjemalce v Sloveniji še vedno pod povprečjem EU

velike razlike med državami, saj je razmerje med najcenejšo in najdražjo oskrbo z električno energijo tudi 1:2. Cena oskrbe v Sloveniji pa je bila še vedno pod povprečjem v EU.

SLIKA 104: MEDLETNA PRIMERJAVA KOMPONENT SKUPNE CENE OSKRBE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO PO STANDARDU KUPNE MOČI V LETIH 2022 IN 2023 ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V DRŽAVAH EU



VIR: EUROSTAT

Marža in odzivnost maloprodajnih cen

Analiza korelacije ali povezanosti med veleprodajnimi cenami in energijsko komponento maloprodajnih cen za gospodinjse odjemalce je ocenjena bruto marže dobaviteljev, kaže pa tudi stopnjo

odzivnosti maloprodajnih cen na cenovne spremembe na veleprodajnem trgu. Analiza prikazuje skupne kazalnike za Slovenijo in ne primerja marž posameznih dobaviteljev.

71 Standard kupne moči (SKM) – (PPS - Power Purchase Standard) je umetna, fiktivna valuta. Na ravni povprečja držav EU je enaka enemu evru. Teoretično lahko en SKM kupi enako količino blaga in storitev v vsaki državi. Čezmejne razlike v cenah pomenijo, da so za isto blago in storitve potrebne različne količine enot v nacionalni valuti. SKM se izračuna z deljenjem katerega koli ekonomskega agregata države v nacionalni valuti na njene paritete kupne moči. Paritete kupne moči so menjalni tečajji, ki izenačijo kupno moč različnih valut tako, da izločijo razlike v ravni cen med državami.

Marža je tukaj le teoretičen kazalnik, pozitivna marža namreč ne pomeni dobička dobaviteljev, saj imajo ti poleg nabave električne energije še druge stroške, povezane s celovito ponudbo. Negativna marža pa z veliko verjetnostjo pomeni neugoden rezultat poslovanja, če ga omejimo le v kontekst dobička.

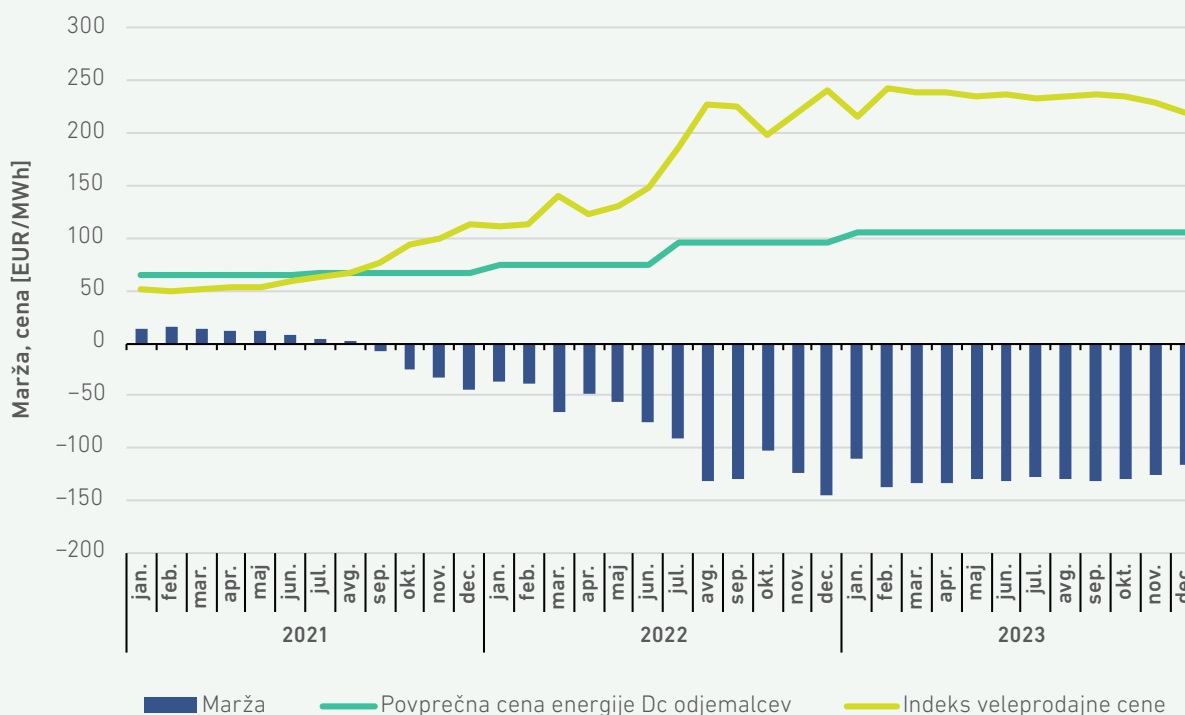
Marža je v tem kontekstu razlika med ceno na računih za energijo značilnega gospodinjstva odjemalca z letno porabo od 2.500 kWh do 5.000 kWh (odjemna skupina DC) ter oceno stroškov nabave te energije. Pri oceni stroškov nabave energije uporabimo indeks veleprodajne cene, ki ga obtežimo na način, da je približek optimalne strategije nabave energije na terminskih in dnevnih veleprodajnih trgih⁷².

Raven ujemanja med energijsko komponento maloprodajnih cen in veleprodajnimi cenami skozi daljše časovno obdobje lahko uporabimo kot dodaten kazalnik učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga.

Nadomestilo dobaviteljem zaradi negativne marže pri dobavi električne energije kot ukrep Vlade RS

V letu 2023 je povprečna marža maloprodajnih cen padla na vrednost $-127,97$ EUR/MWh, medtem ko je v letu 2022 znašala $-86,79$ EUR/MWh. Vpliv hitro naraščajočih cen na sprotnem trgu in rastočih cen dolgoročnih terminskih pogodb ter na drugi strani zakasnele rasti cen za gospodinjstva odjemalce se je začel odražati že v zadnjem četrtletju leta 2021 in je ostal prisoten vse do konca leta 2022 - povzročil je porast negativne marže. V letu 2023 je opazna stabilizacija negativne marže, ki se je pozimi vendarle začela zmanjševati zaradi znižanja veleprodajnih cen ob uvedeni zamejitvi maloprodajnih cen.

SLIKA 105: MARŽA IN ODZIVNOST ENERGIJSKE KOMPONENTE MALOPRODAJNIH CEN



VIRA: AGENCIJA, SURS

⁷² Metodologija je obširneje razložena v Aneksu 6 dokumenta ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014.



Na sliki 105 vidimo, da je bila zelo visoka negativna marža prisotna skozi celotno leto 2023. Od septembra 2022 naprej se je začela uporabljati Uredba o določitvi cen električne energije, ki je predpisala najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno. Zamejitev najvišje dovoljene maloprodajne cene je ustavila rast maloprodajnih cen, s tem pa je bil preprečen prenos relativno visokih veleprodajnih cen na maloprodajni trg.

Uredba o določitvi nadomestila dobaviteljem električne energije, ki jo je sprejela vlada v začetku leta 2023 in posodobila poleti istega leta, ureja določitev načina in postopka izplačila primerne nadomestila škode do 31. decembra 2023, ki nastaja dobaviteljem električne energije zaradi regulacije maloprodajne cene za določene upravičence. Z omejitvijo maloprodajnih cen je vlada dobaviteljem povzročila škodo, saj je cene omejila na nižji nivo, kot bi ga verjetno dobavitelji določili sami glede na svoje nakupne in proizvodne stroške ter ceno in razmere na maloprodajnem in veleprodajnem trgu, kar potrjuje tudi analiza teoretične marže agencije.

Dinamične cene

Pogodbe na podlagi dinamičnih cen so v segmentu poslovnega odjema na slovenskem maloprodajnem trgu že nekaj let stalnica, v segment gospodinjstva in malega poslovnega odjema pa so svoje prve zametke dobile po implementaciji Direktive (EU) 2019/944 v ZOOE, in sicer leta 2022. ZOOE dinamične cene obravnava v 17. členu, ki opredeljuje pravice do pogodb z dinamičnimi cenami električne energije. Vsak dobavitelj, ki ima sklenjene pogodbe o dobavi električne energije z več kot 100.000 končnimi odjemalci, mora ponujati pogodbe z dinamičnimi cenami električne energije, hkrati pa lahko vsak končni odjemalec, ki ima nameščen napredni števec, zahteva sklenitev pogodbe z dinamičnimi cenami električne energije.

V letu 2023 so štiri dobavitelji oskrbovali več kot 100.000 odjemalcev. Po abecednem vrstnem redu so ti dobavitelji bili E 3, Elektro energija, Energija plus in GEN-I. V okviru stalnega monitoringa trga, obravnave pritožbe zunanjega subjekta in poročanja dobaviteljev je bilo ugotovljeno, da pogodbe z dinamičnimi cenami gospodinjstvom in malim poslovnim odjemalcem niso nudili vsi dobavitelji, ki bi jih v okviru veljavne zakonodaje morali. Ob koncu leta sta sklenitev pogodbe z dinamičnimi cenami glede na analizo ponudbe na spletnih straneh prej navedenih dobaviteljev nudila le E 3 in Energija plus. Oba dobavitelja sta sklepanje tovrstnih pogodb omogočala po predhodnem individualnem posvetovanju na podlagi obvestila, objavljenega na spletnih straneh. Takšen način

Negativna marža maloprodajnih cen v zadnjih dveh letih

Vlada pa je upoštevala, da so dobavitelji, ki razpolagajo s proizvodnjo v Sloveniji, glede tega v drugačnem položaju in zanje uporabila drugačen ukrep.

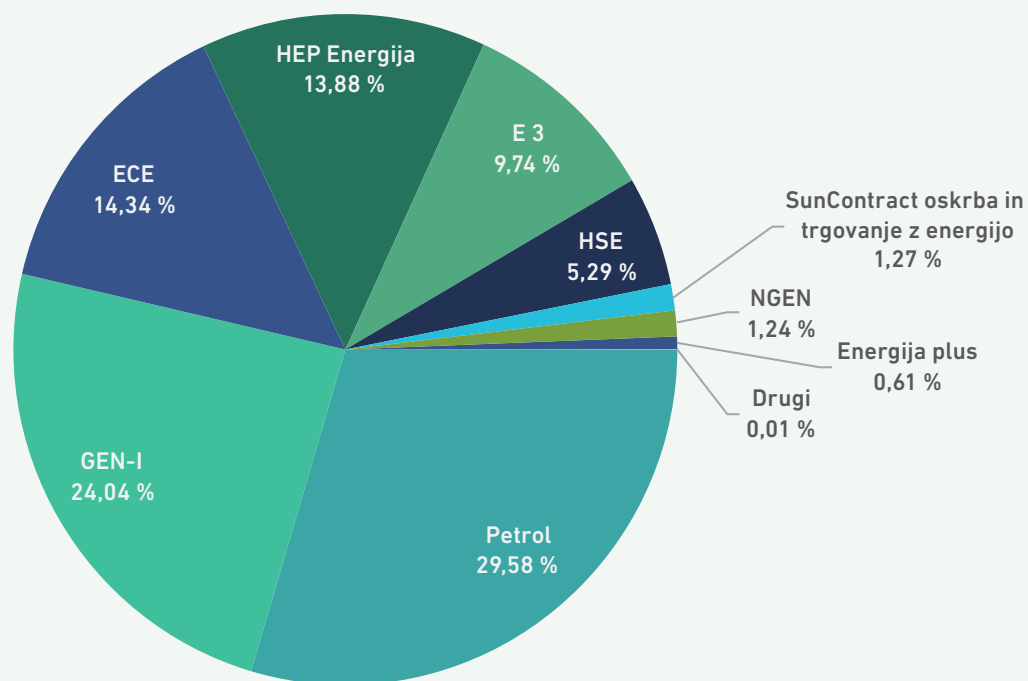
V letu 2023 so se glede na prejšnje leto energijske komponente maloprodajnih cen za gospodinjstvi odjem povečale za 24,0 %, indeks veleprodajnih cen pa je zrasel za 35,3 %. Koeficient korelacije mesečnih ravni omenjenih dveh elementov cen v obdobju zadnjega leta znaša 0,22 in kaže na veliko ujemanje, kar je posledica že nekaj časa prisotnega pretežno rastočega trenda rasti cen. Pozitivne korelacije kažejo na primerno odzivnost maloprodajnega trga.

nudjenja storitve ni v skladu z ZOOE, ki zahteva minimalno preglednost nad ponudbami na podlagi dinamičnih cen s tem, ko obvezuje regulatorja, da ponudbo vključi v primerjalne storitve. Agencija je zato v okviru aktivnega nadzora ugotavljala, kakšen vpliv imajo ta odstopanja na razvoj trga oziroma na koristi odjemalca.

Podatki dobaviteljev kažejo, da je v letu 2023 dobavitelj Bisol imel sklenjeni pogodbi na podlagi dinamičnih cen z enim gospodinjstvom odjemalcem in enim malim poslovnim odjemalcem. Dobavitelj SunContract je 368 malim poslovnim odjemalcem dobavljal električno energijo na podlagi tovrstnih pogodb. Skupaj 10 različnih dobaviteljev pa je imelo sklenjene tovrstne pogodbe s skupaj 729 poslovnimi odjemalci. Celotna količina dobavljene električne energije na podlagi pogodb z dinamično ceno je znašala 2,83 TWh, kar je 113 % več kot predhodno leto.

Oba dobavitelja sta vzpostavila cenovni model, ki temelji na indeksu SIPX ter relativnem pribitku (SIPX + %). Odjemalci, ki so sklenili tovrstne pogodbe so prejeli informacije glede dostopa do referenčnih cen, na podlagi katerih lahko ugotovljajo dosežene cene (tudi skoraj v realnem času) in na podlagi tega sklepajo o razvoju cen. Cenovno zamejitev smo identificirali le pri SunContract, in sicer za negativne cene, ki jih je obračunal po 0 EUR/MWh.

SLIKA 106: DELEŽI PRODANIH KOLIČIN ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODLAGI POGODB Z DINAMIČNIMI CENAMI PO DOBAVITELJIH



VIRI: DOBAVITELJI

Analiza ponudbe, pripadajočih splošnih pogojev oziroma vzorcev pogodb za dobavo je pokazala, da sta oba zadevna dobavitelja izpolnjevala minimalne zahteve tretjega odstavka 17. člena ZOEE glede

obveznosti dobavitelja, da končne odjemalce pred sklenitvijo pogodbe v celoti seznanijo s priložnostmi, stroški in tveganji pogodb z dinamičnimi cenami in jim zagotovi ustrezne informacije.



ŠTUDIJA PRIMERA

Analiza tržnih pogojev za razvoj ponudbe produktov dobave električne energije na podlagi dinamičnih cen

Obdobje 2023

V analizi je prikazana primerjava cen električne energije na borzi za dan vnaprej (BSP)⁷³ ter najvišjih dovoljenih tarifnih postavk za gospodinjstve odjemalce in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb, predpisanih z Uredbo o določitvi cen električne energije⁷⁴ in z Uredbo o določitvi cene električne energije⁷⁵. Najvišji dovoljeni tarifni postavki sta za leto 2023 znašali:

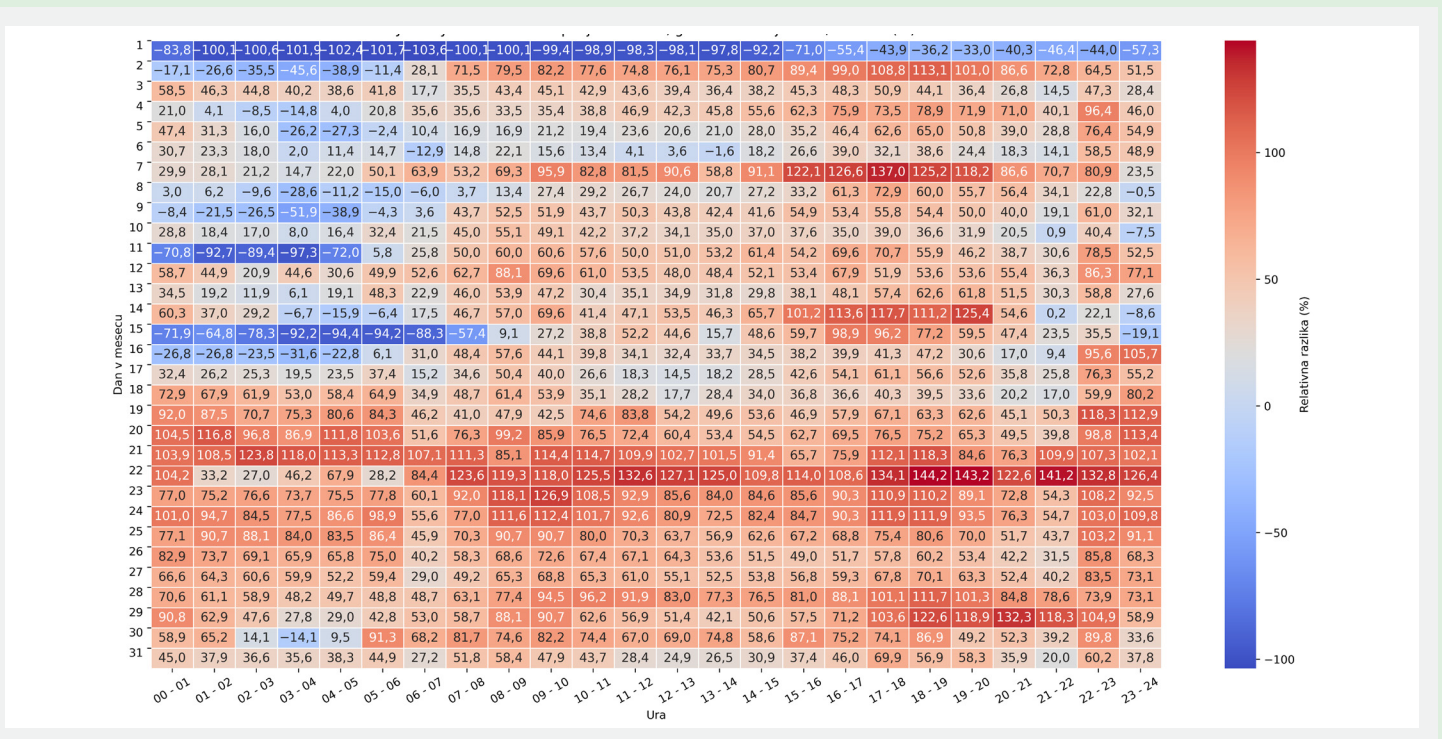
- za višjo dnevno tarifno postavko (VT) $C_{VTreg} = 118 \text{ EUR/MWh}$,
- za nižjo dnevno tarifno postavko (MT) $C_{MTreg} = 82 \text{ EUR/MWh}$.

V nočnem času, med 22. in 6. uro naslednjega dne, ter ves dan ob sobotah, nedeljah in praznikih se upošteva MT, izven teh časovnih oken pa VT.

Primerjava cen je narejena tako, da se je za vsako uro v letu 2023 od cene električne energije na slovenski energetski borzi za dan vnaprej (SIPXhourly) odštela vrednost tarifne postavke za obravnavano uro (zamejena cena). Dobljena absolutna vrednost razlike predstavlja relativno odstopanje BSP cene glede na zamejeno ceno. Na podlagi analize odstopanj lahko ovrednotimo, ali je na trgu kljub zamejitvi cen obstajal potencial za ponudbo dinamičnih cen.

Iz toplotne karte relativnih razlik cen za januar 2023 je videti, da so se nižje vrednosti cen električne energije na borzi glede na pripadajoče najvišje dovoljene tarifne postavke pojavile 74-krat. Najvišje negativno odstopanje se pojavi 1. januarja med 6. in 7. uro (-103,8 %), povprečna vrednost negativnega odstopanja pa znaša -49,6 %. Po drugi strani največje pozitivno odstopanje (BSP cene višje kot zamejene cene) znaša 144,2 %, povprečje 670 pozitivnih vrednosti relativnih odstopanj pa 59,6 %.

SLIKA: RELATIVNO ODSTOPANJE MED URNIM INDEKSOM SIPXhourly, TER ZAMEJENIMI CENAMI (JANUAR 2023)



VIR: AGENCIJA

73 BSP SouthPool Energetska Borza, Rezultati trgovanja za dan vnaprej – Arhivski podatki Slovenija 2023, [dostop 23. 5. 2024] <https://www.bsp-southpool.com/rezultati-trgovanja-slovenija.html>

74 Uradni list RS, št. 95/22 in 98/22

75 Uradni list RS, št. 45/23

Tabela v nadaljevanju podaja zbirne rezultate analize za leto 2023. Prikazani so rezultati ovrednotenja števila ur, ko so bile cene na borzi BSP (SIPXhourly) nižje oziroma višje od največjih dovoljenih tarifnih postavk, ter povprečno vrednost

negativnega oziroma pozitivnega odstopanja za vsak mesec. Trend naraščanja oziroma padanja deleža ur po mesecih pa je v skladu s pretežno padajočim trendom gibanja cen na borzi za dan vnaprej.

TABELA: ANALIZA RAZMER, KO SO CENE NA BORZI NIŽJE OZIROMA VIŠJE KOT ZAMEJENE CENE

Mesec	Število vseh ur v mesecu	SIPXhourly _i nižji [št. ur]	Delež ur (%)	Povprečna vrednost negativnega odstopanja (%)	SIPXhourly _i višji [št. ur]	Delež ur (%)	Povprečna vrednost pozitivnega odstopanja (%)
Januar	744	74	9,9	-49,60	670	90,1	59,6
Februar	672	20	3,0	-11,20	652	97,0	51,6
Marec	744	218	29,3	-26,10	525	70,6	32,0
April	720	229	31,8	-26,30	489	67,9	28,5
Maj	744	422	56,7	-34,20	322	43,3	18,6
Junij	720	371	51,5	-29,70	349	48,5	24,3
Julij	744	388	52,2	-37,70	355	47,7	23,1
Avgust	744	353	47,4	-37,70	391	52,6	27,5
September	720	291	40,4	-28,80	428	59,4	26,8
Oktober	744	295	39,7	-31,80	449	60,3	27,7
November	720	334	46,4	-34,20	386	53,6	20,8
December	744	485	65,2	-47,00	259	34,8	20,6

VIR: AGENCIJA

Iz primerjave deleža ur ter povprečnih pozitivnih ter negativnih odstopanj lahko sklepamo, da je bilo v letu 2023 za nudenje dinamičnih cen ob upoštevanju cenovne kapice na maloprodajne cene za gospodinjstva in mali poslovni odjem primernih oz. ugodnih šest mesecev, saj so povprečna odstopanja v pozitivno smer (BSP cena je višja) manjša od povprečnih odstopanj negativno smer (BSP cena je nižja) ob primerljivem deležu ur. Ostali meseci so bili za nudenje dinamičnih cen neugodni.

Kot zanimivost prikažemo še deleže ur, ko je cena na BSP nižja ločeno za obdobje višje (VT) in nižje tarife (MT). Opazimo lahko, da so deleži števila ur večinoma višji v primerih, ko so razmere za delovanje razpršenih proizvodnih virov (predvsem sončnih elektrarn) bolj ugodne, tj. predvsem v času nastopa VT. Izjema je december, ki je bil v drugi polovici zaznamovan z izredno nizkimi cenami električne energije na borzi.



TABELA: POJAVNOST NIŽJIH CEN NA BORZI V ČASU VT OZ. MT TARIF

Mesec	VT-Cene BSP nižje (št. ur)	Število vseh ur VT	Delež ur VT (%)	MT-Cene BSP nižje (št. ur)	Število vseh ur MT	Delež ur MT (%)
Januar	2	336	0,6	72	408	17,6
Februar	7	304	2,3	13	368	3,5
Marec	137	368	37,2	81	376	21,5
April	130	288	45,1	99	432	22,9
Maj	249	336	74,1	173	408	42,4
Junij	241	352	68,5	130	368	35,3
Julij	222	336	66,1	166	408	40,7
Avgust	223	352	63,4	130	392	33,2
September	192	336	57,1	99	384	25,8
Oktober	114	336	33,9	181	408	44,4
November	142	336	42,3	192	384	50
December	190	304	62,5	295	440	67

VIR: AGENCIJA

Iz tega je možno zaključiti, da bi v letu 2023 dinamični produkti aktivnim odjemalcem lahko prinesli pomembnejše koristi, posebej še v obdobju obsežne proizvodnje iz OVE, ki se pojavi znotraj časovnega bloka VT. Temu ustrezni inovativni poslovni modeli dobave energije bi lahko bili tudi povsem specializirani, npr. za področje elektrifikacije prometa z izkoriščanjem modela deljene dobave, in sezonsko nudeni. To posredno pomeni, da bi se s ponudbo tovrstnih dinamičnih cen povečala možnost izbire in s tem večja aktivnost na trgu, saj bi s tem spodbudili menjave dobavitelja, ki so povsem zavrle, ali vsaj sezonsko menjavo produkta.

Kljub identificiranemu potencialu pa ugotovljeno mejno stanje na trgu v zvezi s ponudbo dinamičnih

cen, ki zahteva zrelega aktivnega odjemalca, sposobnega spremljati razvoj cen in aktivno obvladovati tveganja s pravočasnimi menjavami dobavitelja oziroma produkta med dinamičnim in statičnim produktom v letu 2023, ne zagotavlja dovolj stabilnega okolja, da bi odjemalce spodbujali k sklenitvi tovrstnih ponudb.

Ne glede na mejno stanje je nujno, da se na tem področju zagotovi minimalna preglednost ponudbe, posebej še, ker analiza za leto 2024 izkazuje izrazit potencial za razvoj dinamičnih ponudb ob cenovni zamejitvi, ki je nekoliko sproščena.

Obdobje 2024

V letu 2024 je začela veljati spremenjena zamejitev maloprodajnih cen. Uredba o določitvi cene električne energije⁷⁶ določa najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno za električno energijo za 90 % dejanske mesečne porabe za gospodinjstve in za porabo v skupnih prostorih večstanovanjskih stavb in skupnih prostorih v mešanih večstanovanjsko-poslovnih stavbah. Najvišji dovoljeni tarifni postavki cen za 90 % dejanske mesečne porabe sta v letu 2024 omejeni na vrednost:

- za višjo dnevno tarifno postavko $C_{VTreg} = 118$ EUR/MWh,
- za nižjo dnevno tarifno postavko $C_{MTreg} = 82$ EUR/MWh.

Za preostalih 10 % porabe odjemalcev velja cena iz pogodbe o dobavi električne energije.

Tržne cene izbranih dobaviteljev za višjo (C_{VTtr}) ter nižjo (C_{MTtr}) dnevno tarifno postavko, veljavne v času priprave te analize, poda tabela v nadaljevanju.

TABELA: TRŽNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ POGODB O DOBAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE

	VIŠJA DNEVNA TARIFNA POSTAVKA C_{VTtr} [EUR/MWh]	NIŽJA DNEVNA TARIFNA POSTAVKA C_{MTtr} [EUR/MWh]
E 3	165,85	149,95
Petrol	163,95	147,95
NGEN	159,89	142,49
SunContract	160,64	149,58
ECE	184,49	138,49
Elektro energija	169,99	147,99
GEN-I	162,90	144,90
Energija plus	184,49	138,49
Energetika Ljubljana	163,89	146,89
Povprečna cena	168,45	145,19

VIR: SPLETNE STRANI DOBAVITELJEV ELEKTRIČNE ENERGIJE

Na podlagi reguliranega ter tržnega deleža se določita zamejeni ceni električne energije za višjo dnevno tarifno postavko (C_{VT}) ter nižjo dnevno tarifno postavko (C_{MT}):

$$C_{VT} = 0,9C_{VTreg} + 0,1C_{VTtr} = 0,9 \cdot 118 + 0,1 \cdot 168,45 = 123,045 \text{ EUR/MWh} \quad (1)$$

$$C_{MT} = 0,9C_{MTreg} + 0,1C_{MTtr} = 0,9 \cdot 82 + 0,1 \cdot 145,19 = 88,319 \text{ EUR/MWh} \quad (2)$$

76 Uredba o določitvi cene električne energije, Uradni list RS, št. 107/23

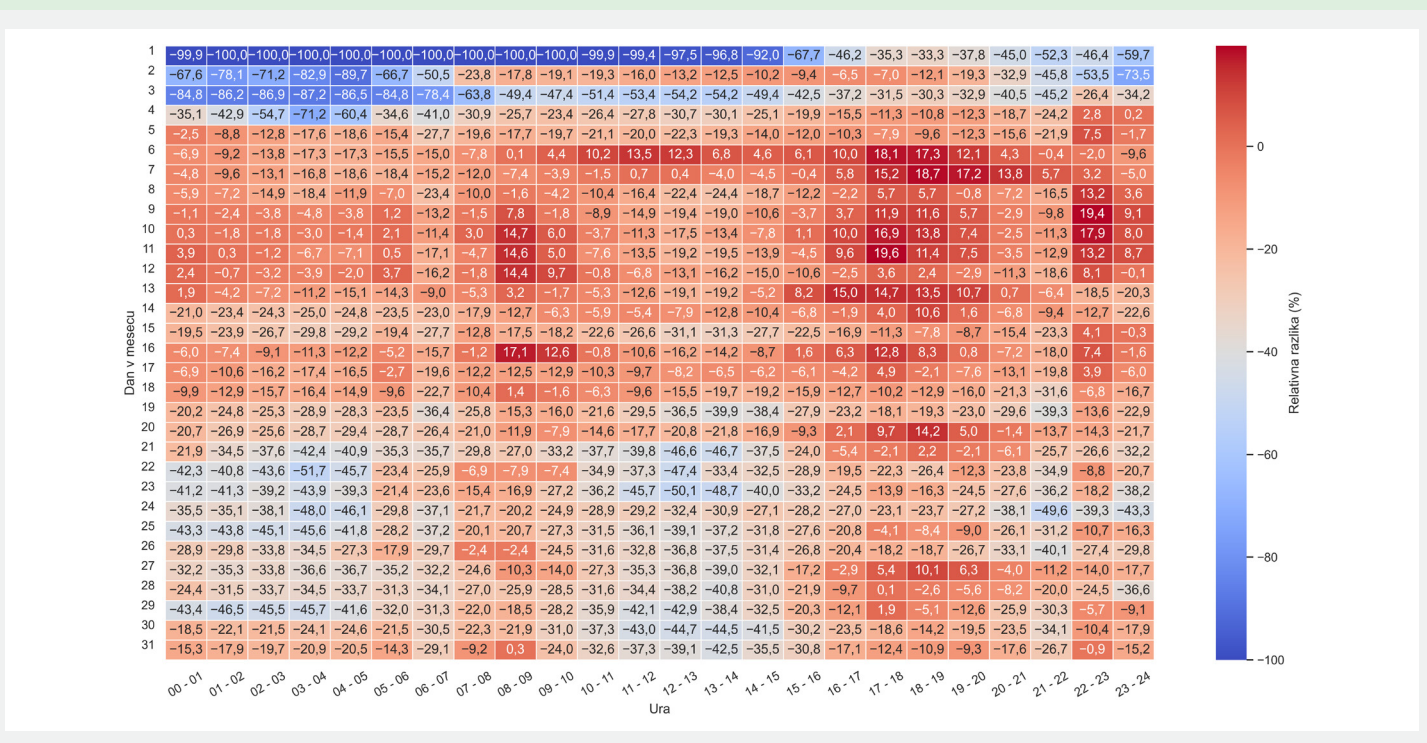


V nadaljevanju je narejena primerjava dinamičnih cen električne energije na slovenski energetski borzi za dan vnaprej (BSP SouthPool)⁷⁷ z veljavnimi tarifnimi postavkami, oblikovanimi iz 90 % reguliranega ter 10 % tržnega deleža (C_{VT} , C_{MT}). Primerjava cen je narejena tako, da se je za vsako uro v letu 2024 (za obdobje od 1. 1. 2024 do 31. 5. 2024) od urnega indeksa električne energije na borznem trgu z električno energijo v Sloveniji ($SIPXhourly_i$) odštela vrednost ustrezne tarifne postavke zamejenih cen (višja ali nižja tarifna postavka tj. C_{VT} ali C_{MT}). Dobljena absolutna vrednost razlike je nato deljena s pripadajočo tarifno postavko, da bi se ovrednotilo relativno odstopanje cen na borzi glede

na zamejeno ustrezno tarifno postavko zamejenih cen.

Iz toplotne karte relativnih razlik cen za januar 2024 je videti, da so se nižje vrednosti urnih indeksov $SIPXhourly_i$ glede na pripadajoče tarifne postavke zamejenih cen pojavile 643-krat, tj. 86,4 % vseh ur v mesecu. Najvišje negativno odstopanje se pojavlja v jutranjih urah 1. januarja (-100 %), povprečna vrednost negativnega odstopanja pa znaša -24,8 %. Po drugi strani največje pozitivno odstopanje ($SIPXhourly_i$ višji kot zamejena cena) znaša 19,6 %, povprečje 670 pozitivnih vrednosti relativnih odstopanj pa znaša 7,6 %.

SLIKA: RELATIVNO Odstopanje med urnim indeksom $SIPXhourly_i$ ter zamejenimi cenami (Januar 2024)



VIR: AGENCIJA

Rezultate analize za obdobje januar–maj 2024 podaja tabela v nadaljevanju, ki prikaže rezultate ovrednotenja števila ur, ko so na borzi nastopile nižje cen od največjih dovoljenih tarifnih postavk

zamejenih cen ($SIPXhourly_i$ nižji) ter povprečno vrednost negativnega odstopanja za vsak mesec oziroma obrnjeno situacijo, tj. da so cene na borzi bile višje od zamejenih ravni cen ($SIPXhourly_i$ višji).

77 BSP SouthPool Energetska Borza, Rezultati trgovanja za dan vnaprej – Arhivski podatki Slovenija 2023, [dostop 27. 5. 2024] <https://www.bsp-southpool.com/rezultati-trgovanja-slovenija.html>

TABELA: ANALIZA RAZMER, KO SO CENE NA BORZI NIŽJE OZIROMA VIŠJE OD ZAMEJENE CENE

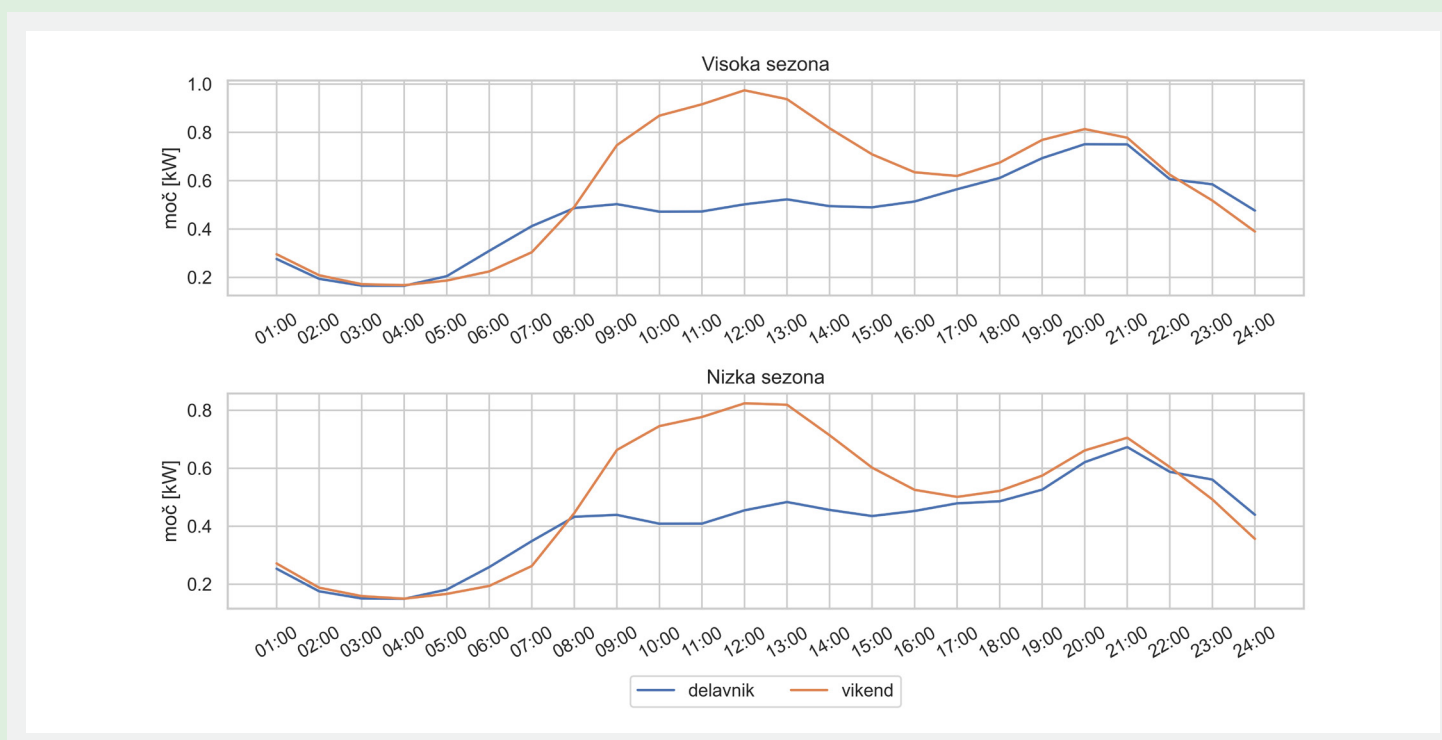
Mesec	Število vseh ur v mesecu	SIPXhourly _i nižji (št. ur)	Delež ur (%)	Povprečna vrednost negativnega odstopanja (%)	SIPXhourly _i višji (št. ur)	Delež ur (%)	Povprečna vrednost pozitivnega odstopanja (%)
Januar	744	643	86,4	-24,8	101	13,6	7,6
Februar	696	680	97,7	-36,2	16	2,3	10,1
Marec	743	729	98,1	-39,3	14	1,9	10,8
April	720	658	91,4	-48,2	62	8,6	13,3
Maj	744	577	77,6	-42,7	167	22,4	15,3

VIR: AGENCIJA

V nadaljevanju uporabimo sintetični profil odjema električne energije, določen za skupino gospodinjstskih odjemalcev s priključno močjo med 7–14 kW ter letno porabo med 2.500–5.000 kWh, da ovrednotimo razliko v stroških za električno energijo, ki bi jih odjemalec plačal za obdobje od 1. 1. 2024 do 31. 5. 2024 ob upoštevanju urnih indeksov SIPXhourly_i, (tj. dinamične cene) in zamejene cene.

Povprečni dnevni profili odjema za visoko in nizko sezono – delovnik in vikend/praznik so normirani tako, da gospodinjstski odjemalec porabi 4.000 kWh električne energije na leto. Kot visoko sezono štejemo obdobje od začetka novembra do konca februarja.

SLIKA: SINTETIČNI PROFIL NAVIDEZNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA



VIR: AGENCIJA



Mesečni strošek za porabljeno električno energijo se ob upoštevanju dinamičnih cen električne energije določi kot vsota zmnožkov urnih indeksov $SIPX_{hourly_i}$ ter porabljene električne energije za vsako uro izbranega meseca. Podobno se cena električne energije ob upoštevanju zamejenih cen določi kot vsota zmnožkov tarifnih postavk zamejenih cen ter porabljene električne energije za vsako uro izbranega meseca.

Količino porabljene električne energije ter mesečne stroške za porabljeno električno energijo ob upoštevanju dinamičnih oz. zamejenih cen prikaže spodnja tabela. Tabela prikaže tudi relativno razliko v stroških za porabljeno električno energijo, tj. odstotek, koliko je strošek ob upoštevanju dinamičnih cen nižji. Iz tabele je razvidno, da bi se koristi za odjemalca v smislu nižjih mesečnih stroškov za električno energijo pojavile vsak mesec v deležu od 18 do 43 %.

TABELA: OCENA MESEČNE PORABE ELEKTRIČNE ENERGIJE TER PRIMERJAVA STROŠKOV ZA ELEKTRIČNO ENERGIJO

Mesec	Mesečna poraba EE [kWh]	Strošek EE dinamična cena [EUR]	Strošek EE zamejena cena [EUR]	Relativna razlika v stroških (%)
Januar	374,37	32,31	39,52	-18,26
Februar	349,28	24,42	37,00	-34,01
Marec	326,19	20,97	34,42	-39,06
April	314,42	18,91	33,38	-43,35
Maj	326,35	23,36	34,43	-32,16

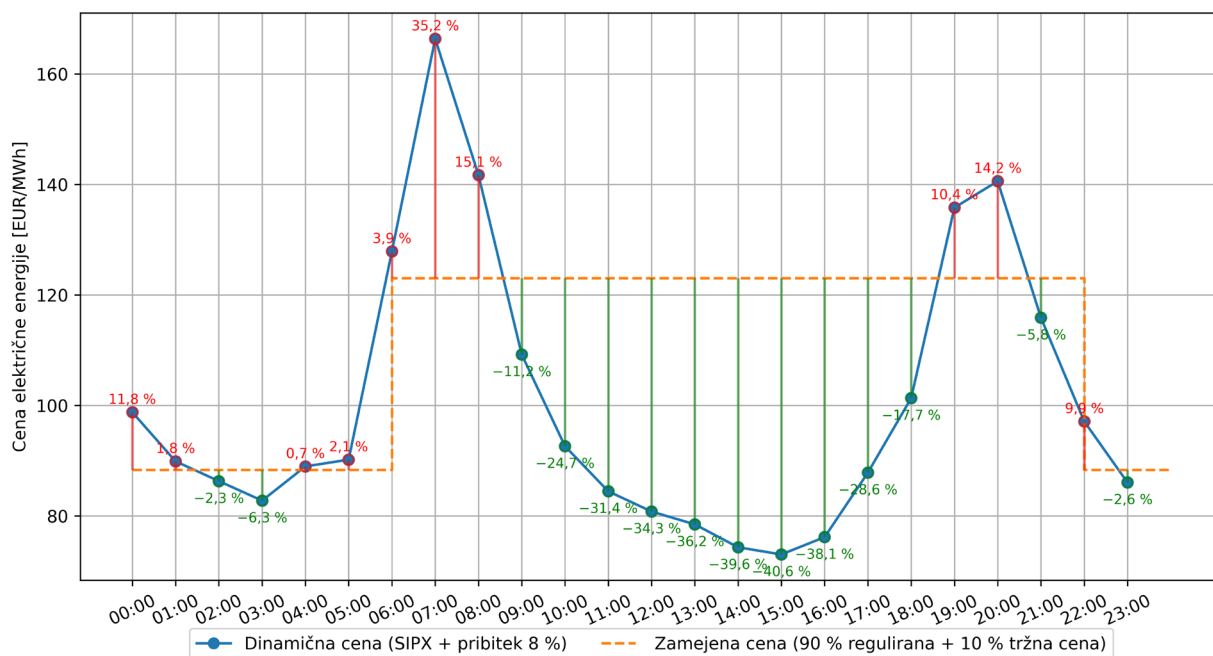
VIR: AGENCIJA

Na podlagi informacij, pridobljenih iz analize trga, upoštevamo, da pri oblikovanju dinamične cene dobavitelj običajno upošteva še pribitek, ki znaša do 12 % vrednosti urnega indeksa $SIPX_{hourly_i}$.

V nadaljevanju je prikazana primerjava dinamičnih ter zamejenih cen električne energije (EUR/MWh), ki bi se odjemalcu lahko upoštevale pri obračunu stroškov za električno energijo, porabljeno 18. 4. 2024. Pozitivna relativna odstopanja med dinamično in zamejeno ceno (na sliki označena

rdeče), predstavljajo obdobja, v katerih bodo stroški za odjemalca višji, kot če bi uporabljal statični tj. s tarifami zamejen model obračuna. Negativna relativna odstopanja med dinamično in zamejeno ceno (na sliki označena zeleno) pa predstavljajo obdobja, v katerih bi se pojavile koristi za odjemalca – tj. dinamična cena je nižja od zamejene cene. Da bi se ovrednotila neto korist za odjemalca na dnevnem nivoju, bo treba upoštevati njegov urni profil porabe za izbrani dan.

SLIKA: DNEVNA RAZLIKA V URNIH VREDNOSTI DINAMIČNE CENE TER ZAMEJENE CENE



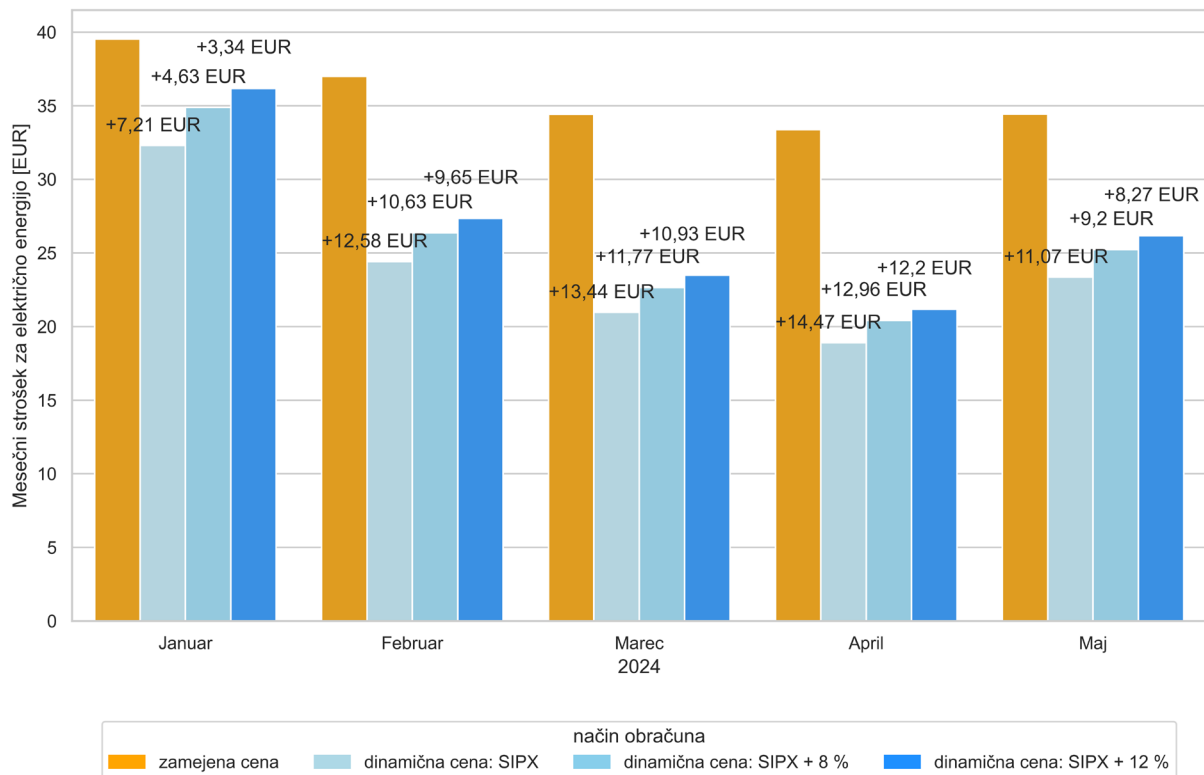
VIR: AGENCIJA

Glede na gibanje cen električne energije na borzi za dan vnaprej v Sloveniji ob upoštevanju različnih pribitkov dobaviteljev (0 %, 8 %, ter 12 %) so ocenjene koristi, ki jih odjemalcem lahko prinese dinamičen obračun cen. Koristi se kažejo v

mesečnem zmanjšanju stroškov ob upoštevanju različnih pribitkov. Te vrednosti pa so odvisne predvsem od gibanja cen na trgu in tudi od samega profila porabe električne energije.



SLIKA: OVREDNOTENJE KORISTI, KI BI JIH ODJEMALCU LAHKO PRINESEL DINAMIČNI OBRAČUN CEN



VIR: AGENCIJA

Iz analize izhaja, da bi ponudba dinamičnih produktov dobave električne energije, vezane na SIPX v letu 2024, prinašale tako dobavitelju kot tudi odjemalcu koristi, pri čemer bi odjemalec bistveno prihranil pri stroških dobave energije v primerjavi z vladno uredbo zamejeno ceno.

Seveda pa rezultat »ex-post« analize ni zagotovilo odjemalčevih koristi v prihodnosti. Pri odločitvi za dinamičen produkt dobave, posebej še v primeru najmanjših odjemalcev, je treba nujno upoštevati še druge vplivne faktorje tveganj. V kontekstu zahtev tretjega odstavka 17. člena ZOEE v zvezi z obveznostmi dobaviteljev vnaprej informirati končne odjemalce o priložnostih, stroških in tveganjih pogodb z dinamičnimi cenami in jim zagotoviti ustrezne informacije, je nestanovitnost (volatilitnost) cen eden izmed ključnih dejavnikov tveganj in obenem tudi priložnosti (npr. pojav negativnih cen). Povečana stopnja volatilitnosti v drugem četrtletju 2024 (glej študijo primera »Analiza

stopnje volatilitnosti cen električne energije na trgu za dan vnaprej v obdobju 2021–2024«) kljub relativno nizkim cenam posebej še v primerjavi s kriznim letom 2022 je gotovo lahko za končne odjemalce ključen faktor tveganja za sklenitev dobavnih pogodb, ki temeljijo na dinamičnih cenah, neposredno povezanih s produkti na sprotnih veleprodajnih trgih. Nadalje, analiza obstoječe ponudbe je pokazala, da določeni dobavitelji zamejujejo cene navzdol (ne dopuščajo plačila za prevzem električne energije ob pojavu negativnih cen), omejitve navzgor, ki se končnemu odjemalcu na podlagi dobre prakse iz EU zaračuna kot dodatna stroškovna postavka, pa ne omogočajo. To zmanjšuje priložnosti in povečuje tveganja končnega odjemalca. Pri vrednotenju tveganj pa je treba ovrednotiti obseg koristi v primerjavi s stroški primarnih opcij dobave električne energije (statični produkti), ki so bile za najmanjše skupine odjemalcev v letu 2023 podvržene cenovnim zamejitvam in ostajajo v večji meri cenovno zamejene tudi v letu 2024.

Preglednost

Finančna preglednost dobaviteljev, preglednost računov ter obveza javne objave ponudb

Na podlagi Zakona o gospodarskih družbah (ZGD-1) so zagotovljena letna poročila tržnih udeležencev električne energije, kar zagotavlja ustrezno finančno preglednost na področju izvajanja dejavnosti dobave električne energije. Konsolidirana letna poročila morajo prikazovati resničen in pošten prikaz finančnega stanja in poslovnega izida skupine družb in so revidirana s strani neodvisnih revizorjev ter predložena AJ PES za potrebe javne objave.

Krovna zakonodaja na tem področju v letu 2023 je zagotavljala minimalno raven preglednosti, kljub odsotnosti specifičnega normativnega okvira. Na računih dobaviteljev so bili tako ločeno prikazani stroški za električno energijo, omrežnino, prispevke, trošarino in davek na dodano vrednost. Poleg tega je račun vseboval informacije o deležu sestave primarnih virov za proizvodnjo električne energije, izpustu ogljikovega dioksida in nastalih radioaktivnih odpadkih. Marca 2023 je uveljavljen in nato v novembru 2023 še dopolnjen Akt o načinu izkazovanja informacij na računu za električno energijo in v dodatnem pojasnilu, s katerim je zagotovljena ustrezna sistemska ureditev preglednosti računov za električno energijo, ki ustrezno ureja način prikazovanja informacij povezanih s prenovo metodologije obračunavanja omrežnine.

Uveljavljena reforma tarifnega sistema za obračunavanje omrežnine uvaja nekoliko večjo kompleksnost tarife za uporabo omrežja. Zahteve svežnja Čista energija za vse Evropejce, ki so implementirane v ZOEE, določene dobavitelje na maloprodajnem trgu obvezujejo končnim odjemalcem zagotavljati produkte dobave na podlagi dinamičnih cen energije, povezanih z veleprodajnimi cenami, npr. s cenami na trgu za dan vnaprej, kar pa prinaša izrazito povečano kompleksnost računov, posebej še, če gre za skupne račune za omrežnino in do-

bavo energije, saj se dinamične tarifne postavke spreminjajo znotraj dneva na urni ravni. Dodatna kompleksnost informacij na računu pa je lahko posledica obračuna drugih, inovativnih energetske storitev. Navedene novosti predstavljajo za dobavitelje nov izziv, posebej še, kako oblikovati skupne račune za dobavo in uporabo omrežja, da se zagotovi preglednost in razumljivost računov. Pričakovati je, da dobavitelji skupnega računa v primerih dobave energije na podlagi produktov z dinamičnimi cenami oziroma drugih inovativnih produktov dobave energije najverjetneje ne bodo več izdajali, temveč bo odjemalec prejel ločen račun za uporabno omrežja in ločen račun za inovativnejšo storitev dobave energije.

V vsakem primeru stanje tehnike omogoča nove, modernejše pristope pri zagotavljanju informacij odjemalcem: podrobne informacije o obračunu storitev je tako možno in priporočljivo zagotavljati tudi z ustreznimi elektronskimi podatkovnimi storitvami prek spletnega portala nacionalnega podatkovnega vozlišča oziroma prek spletnih aplikacij dobaviteljev. Informacije je možno na ta način ustrezno strukturirati in zagotoviti tudi potrebne tabelarične in grafične prikaze, kar končnim odjemalcem omogoča podrobno analizo obračunanih količin in razumljivost informacij.

Dobavitelji gospodinjskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem so tudi v letu 2023 morali najmanj z objavo na svoji spletni strani zagotoviti pregledne informacije o svojih ponudbah za dobavo električne energije in z njimi povezanimi ceniki in tudi splošne pogoje za storitev dobave, ki jo nudijo odjemalcem. Te informacije so sicer tudi vhodni podatek za primerjalne storitve stroškov oskrbe z električno energijo in zemeljskim plinom, ki jih po zakonu zagotavlja agencija.

Potrdila o izvoru električne energije

Potrdilo o izvoru je dokument, ki ga izda agencija na zahtevo proizvajalca električne energije in ki omogoča sledljivost ter potrditev, iz katerega vira je proizvedena določena električna energija. Potrdila o izvoru električne energije so pomembna predvsem za odjemalce, saj se z njimi dokazuje izvor dobavljene električne energije. Pomembna pa so tudi za dobavitelje, saj dobavitelji z njimi odjemalcem izkažejo izvor električne energije, ki so jim jo dobavili, zavezujoče za električno energijo iz OVE. Lahko pa se potrdila o izvoru proizvajalcem izdajo tudi za druge, neobnovljive vire. Vsako potrdilo

ima svojo identifikacijsko številko, ki omogoča njegovo sledljivost do proizvajalca in izvora energije, ter vsebuje podatke o izvoru električne energije ter količine proizvedene električne energije, za katero se izdaja potrdilo, podatke o proizvajalcu, proizvodni napravi, informacijo o podpori za proizvedeno električno energijo in obdobje proizvodnje. Izdaja potrdil o izvoru ter transakcije in razveljavitev potekajo elektronsko v registru potrdil o izvoru. Z razveljavitvijo je potrdilo o izvoru uporabljeno ter služi dobaviteljem in odjemalcem za dokazovanje izvora električne energije.



Za električno energijo, proizvedeno v letu 2023, je bilo izdanih za 13.314 GWh potrdil o izvoru, od tega 5.077 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE, ter 5.323 GWh za električno energijo, proizvedeno iz jedrske energije (potrdila o izvoru so izdana za celotno količino proizvedene električne energije v NEK). Preostala potrdila so bila izdana za energijo, proizvedeno iz fosilnih energentov.

Zagotavljanje preglednosti maloprodajnega trga

Preglednost maloprodajnega trga, na katerem delujejo številni udeleženci, ki v normalnih razmerah oblikujejo zelo številčno in raznoliko ponudbo storitev, se zagotavlja predvsem z javno objavo vseh potrebnih informacij. Dobavitelji objavljajo na svojih spletnih straneh informacije o svojih ponudbah in produktih ter pogoje sodelovanja. Po implementaciji svežnja EU Čista energija za vse Evropejce je pričakovati pospešen razvoj maloprodajnega trga, ki ga vsaj začasno hromi regulacija maloprodajnih cen, kot posledica energetske krize. Kljub temu so na maloprodajnem trgu obstali sicer redkoštevilni inovativni poslovni modeli, ki vključujejo prožnost na strani odjema, pogodb na podlagi produktov z dinamičnimi cenami dobave električne energije za najmanjše odjemalce pa zaradi zamejevanja cen dobavitelji niso sklepali, saj so jim statični produkti ob zamejitvi cen prinašali večje prihodke. Še vedno po obsegu majhen delež elektromobilnosti v letu 2023 ni generiral potreb po razvoju novih poslovnih modelov na modelu deljene dobave. Pričakovati je, da se bo po končanju regulacije maloprodajnih cen pestrost ponudbe povečala, pričakujemo lahko tudi vstop novih udeležencev na trg.

Kljub ohromljenemu razvoju ostaja obseg informacij, ki so pomembne z vidika preglednosti in jih je treba obdelovati, obsežen, informacije pa so izrazito razpršene. Preglednost na podlagi veljavnega zakona zagotavljata agencija in operater trga Borzen.

Agencija izvaja monitoring maloprodajnega trga na podlagi javnih in drugih podatkov, ki jih pridobiva od zavezancev za poročanje. Na podlagi izsledkov monitoringa, prijav kršitev oziroma omejevalnih praks in drugega agencija izvaja nadzorne dejavnosti ter izvaja različne ukrepe za zagotavljanje preglednosti. Med drugim agencija zagotavlja preglednost tudi z javno objavo informacij in storitev v skupni kontaktni točki⁷⁸, ki obsegajo primerjalne in validacijske e-storitve, vključno s seznamom dobaviteljev in elektrooperaterjev z osebno izkaznico posameznega podjetja, ključne kazalnike na trgih z energijo (portal eMonitor⁷⁹), poročila o stanju na maloprodajnih in veleprodajnih trgih in druge koristne podatke ter pomembne in sprotno posodobljene

Za dokazovanje izvora električne energije na domačem trgu je bilo razveljavljenih 4.220 GWh potrdil o izvoru, od tega 1.931 GWh za OVE. V druge članice EU je bilo prenesenih 4.466 GWh potrdil (od tega 4.377 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE), 1.723 GWh potrdil (od tega 1.451 GWh za električno energijo, proizvedeno iz OVE) pa je bilo iz drugih članic EU prenesenih v Slovenijo.

informacije, s katerimi pripomore k preglednosti maloprodajnega trga in storitev (strukturiran seznam zakonodaje, obrazložitev računa ...).

Brezplačen dostop do primerjalnega orodja za primerjavo ponudb dobaviteljev je v skladu s prvim odstavkom 20. člena ZOEE omejen na gospodinj-ske odjemalce in mikropodjetja s pričakovano letno porabo pod 100.000 kWh. Zakon z vidika dodatne zaščite naslavlja gospodinj-ski in mali poslovni odjem, slednji pa po razpoložljivih analizah zelo redko dosega porabo 100.000 kWh. To bi lahko nakazovalo, da je treba brezplačen dostop do primerjalnega orodja nuditi tudi nekaterim končnim odjemalcem, ki ne zadostijo definiciji malega poslovnega odjema, a so obenem mikropodjetja. Ob upoštevanju dejstva, da dobavitelj električne energije oblikuje ponudbo o dobavi za profil odjema, ki ga ni mogoče zadovoljivo upoštevati z reprezentativnimi sintetičnimi profili, posebej za vsakega tovrstnega končnega odjemalca, ni pričakovati, da bi lahko dobavitelji v skladu z osmim odstavkom 15. člena ZOEE za take končne odjemalce oblikovali standardne produkte dobave in z njimi povezane cenike ter jih javno objavili, kot je slučaj za gospodinj-ski in mali poslovni odjem. S tem pa tudi ni izpolnjen pogoj za vključitev tovrstnih ponudb v primerjalne storitve.

Sklop primerjalnih e-storitev omogoča izračun in primerjavo stroškov storitve dobave za porabljeno energijo za posamezen profil odjema. Primerjalne izračune je mogoče izvajati za ponudbe storitve dobave gospodinj-skim in malim poslovnim odjemalcem. Podatke o ponudbah dobavitelji posredujejo agenciji na mesečni ravni, standardizirano na podlagi Akta o načinu elektronskega posredovanja podatkov za primerjavo cenikov ponudnikov elektrike in zemeljskega plina za gospodinj-ske in male poslovne odjemalce. Spletna aplikacija Preveri mesečni obračun omogoča uporabnikom preverjanje pravilnosti izstavljenega mesečnega računa za porabljeno električno energijo glede na izbranega dobavitelja in ponudbo ter svoje značilnosti odjema. Izračun je omogočen ločeno po zakonsko predpisanih postavkah računa za vse produkte na trgu, ne podpira pa preverjanja izstavljenih računov, ki vsebujejo poračun. V okviru primerjalnih storitev

78 <https://www.agen-rs.si/skt/ee>

79 <https://www.agen-rs.si/web/emonitor>

agencija omogoča uporabnikom tudi primerjalni izračun stroškov za uporabo omrežja oziroma omrežnine po vseh odjemnih skupinah glede na profil porabe uporabnika (spletni aplikaciji »Izračun stroška za uporabo omrežja« ter »Primerjalnik stroškov omrežnine«).

Primerjava ponudb za dobavo energije – »Primerjalnik stroškov oskrbe«

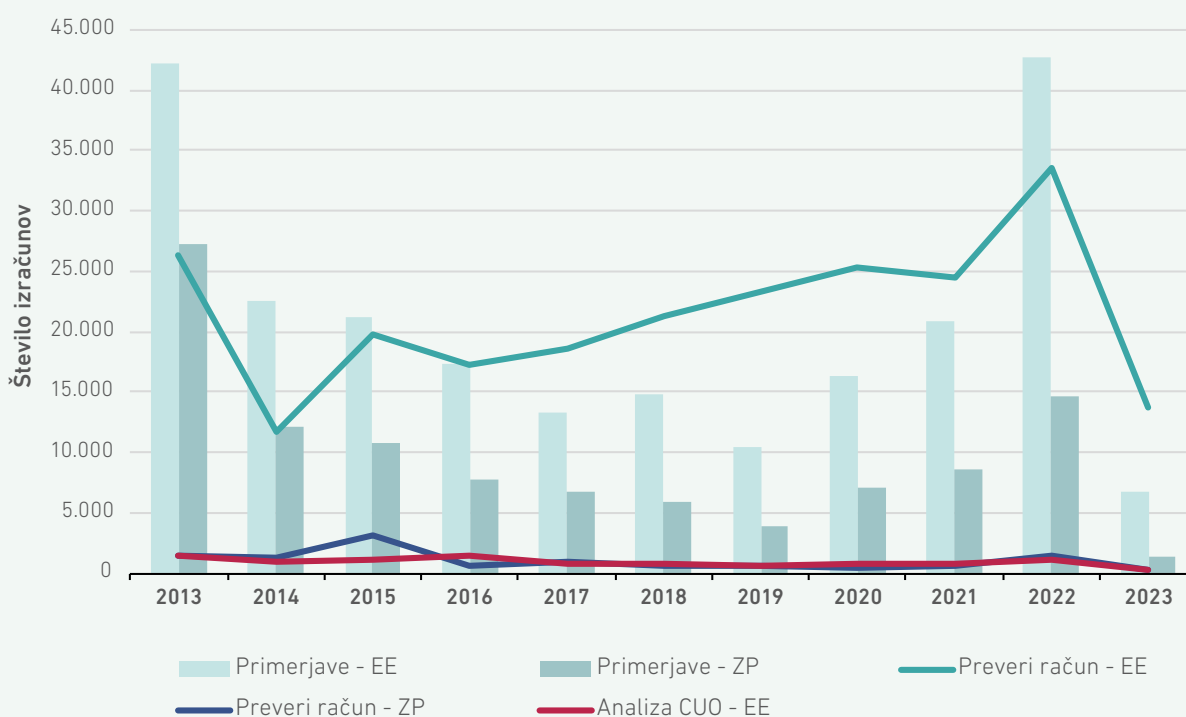
Zagotovitev neodvisne primerjave vseh ponudb na trgu na enem mestu zagotovo bistveno prispeva k večji preglednosti ponudb na maloprodajnem trgu. Primerjava stroškov omrežnine pred in po prenovi metodologije obračuna pa zagotavlja končnim odjemalcem analizo učinkov sprememb in morebitno predpripravo na učinkovitejšo rabo omrežja.

V okviru primerjalnih storitev je tako tudi v letu 2023 agencija zagotavljala primerjavo celotne ponudbe na maloprodajnem trgu s posameznimi izjemami – izločene so bile le posamezne ponudbe dobaviteljev, katerih zasnova oziroma njihove lastnosti niso zagotavljale minimalne ravni primerljivosti oziroma bi izkrivljale primerjavo ali pa so toliko specifične zasnove, da jih ni mogoče vključiti v primerjavo zaradi sistemskih omejitev. V letu zamejenih cen je bila tovrstna ponudba še bolj okrnjena in nepomembna.

Najnižje število primerjalnih izračunov stroškov dobave električne energije od popolnega odprtja trga leta 2007

Analiza števila izvedenih primerjav in preverjanj računov (slika 107) potrjuje izrazito zmanjšan interes uporabnikov: število opravljenih primerjalnih izračunov se je v primerjavi z letom 2022 zmanjšalo za 84 % (dobava električne energije) oziroma 91 % (dobava zemeljskega plina). Uporabniki so od 2,5- (dobava električne energije) do več kot 5-krat manj (dobava zemeljskega plina) preverjali izdane račune v primerjavi z letom 2022 (slika 108). Ob tem se je število uporabnikov, ki so uporabljali primerjalne storitve na področju dobave električne energije, zmanjšalo med 54 % (preverjanje izdanih računov) in 84 % (primerjalni izračuni), na področju dobave zemeljskega plina pa med 76 % (preverjanje izdanih računov) in 87 % (primerjalni izračuni). Izrazito se je zmanjšalo tudi število analiz stroškov za uporabo elektroenergetskega omrežja (na sliki spodaj »Analiza CUO – EE«), in sicer za 71 %.

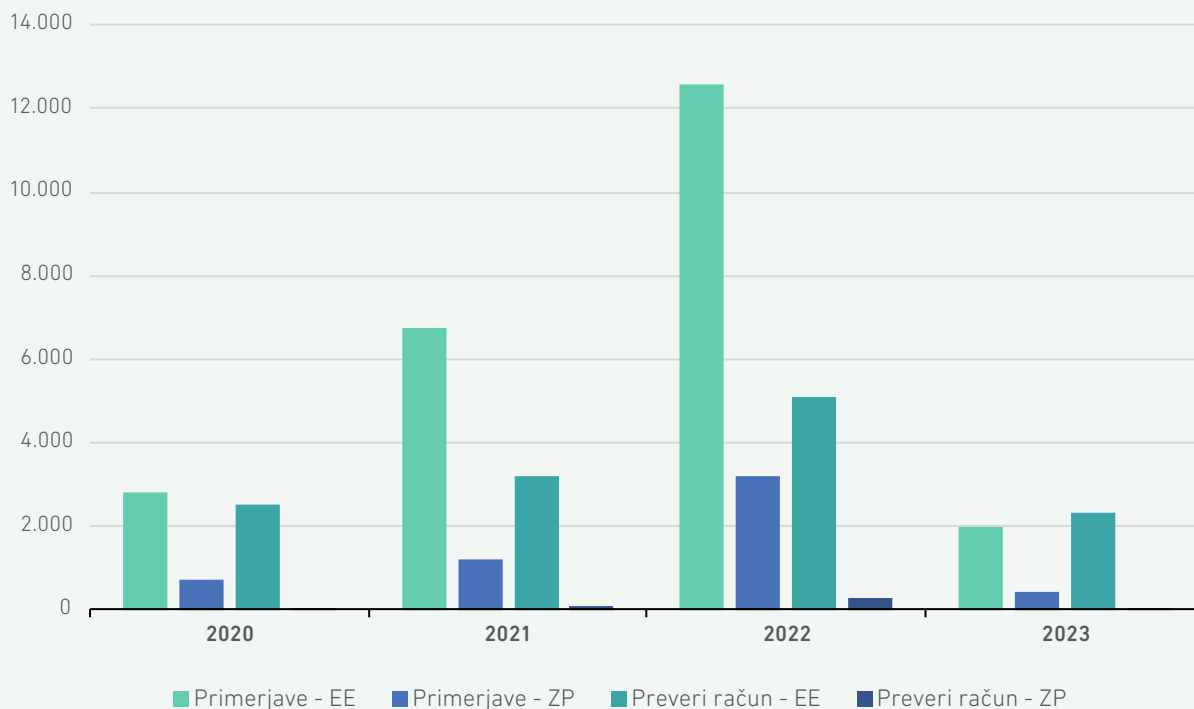
SLIKA 107: ANALIZA ŠTEVILA OPRAVLJENIH PRIMERJALNIH IZRAČUNOV Z UPORABO STORITEV AGENCIJE



VIR: AGENCIJA



SLIKA 108: ŠTEVILO UPORABNIKOV RAZLIČNIH PRIMERJALNIH STORITEV PO LETIH



VIR: AGENCIJA

Vse od uvedbe zamejitve cen in stabilizaciji strukture maloprodajnega trga v jeseni leta 2022 za vse odjemalce s priključno močjo manjšo ali enako 43 kW (gospodinjstva in mali poslovni odjem) se je zanimanje za primerjalne storitve po pričakovanih izrazito zmanjšalo, število primerjalnih izračunov sledi trendu zmanjševanja uporabe iz zadnjega četrletja 2022. Izrazit upad zanimanja za primerjalne storitve na področju dobave energije sovpada z nepomembno stopnjo dinamike na maloprodajnem trgu (izrazito zmanjšan delež menjav dobavitelja).

Zaradi izteka tehnične življenjske dobe obstoječe rešitve je pri agenciji aktiven projekt prenove primerjalnih storitev za zagotovitev skladnosti s svežnjem Čista energija za vse Evropejce in priporočili CEER. Ključne novosti in hkrati izziv na področju primerjalnih storitev bodo podpora primerjavi ponudb na podlagi dinamičnih tarif in kasneje produktov prožnosti. V okviru prenove agencija odpravlja pomanjkljivosti in omejitve sedanje rešitve, uporabnikom pa bo zagotovljena tudi boljše uporabniška izkušnja.

Uvedba nove rešitve je zaradi interventnih posegov na trg (sprememba stopenj dajatev, zamejitve cen


Nove primerjalne storitve agencije na področju primerjave ponudb dobave energije v dodatni nadgradnji

itd.), ki so zahtevali nadgradnje rešitve, ter kljub ukrepom agencije še vedno nezadovoljivo definiranih produktov dobave energije na podlagi dinamičnih cen s strani dobaviteljev ponovno predstavljena, in sicer v leto 2024. Izgled grafičnega vmesnika novih primerjalnih storitev, ki so že v zaključnem testiranju oziroma nadgradnji za podporo izračunavanja zamejenih cen na podlagi uredbe vlade v testnem okolju agencije, prikazuje slika 109. Nova aplikacija podpira poleg ponudb na podlagi dinamičnih cen tudi vse znane vrste posebnih ponudb, zaenkrat pa še ne podpira produktov prožnosti, ker tovrstna ponudba na trgu še ni dovolj razvita.


SLIKA 109: PRIKAZ GRAFIČNEGA UPORABNIŠKEGA VMESNIKA NOVIH PRIMERJALNIH STORITEV NA PODROČJU DOBAVE ENERGIJE AGENCIJE

Vrsta odjema

Za pričetek primerjave stroškov oskrbe prosim izberite vrsto odjema.



GO SPODINJSKI ODJEM



MALI POSLOVNI ODJEM

Vašim podatkom ustreza 14 ponudb

od 63,05 € do 1.611,23 € - največji prihranek 652,91 €
 Pozor: v primerjavo je vključenih 13 posebnih ponudb - primerljivost z ostalimi ponudbami ni zagotovljena!

Za prikaz bolj specifičnih ponudb izberite filtre podatkov in dodatnih informacij


Brez jamašev na ceno
 Brez vezave
 Storitvene in materialne ugodnosti

Z jamaševom na ceno
 Z vezavo
 Najcenejša ponudba dobavitelja

Brez CO₂
 Internet ni potreben
 Najpustrejša cena

Prikaz stroškov

EUR/leto
Cent/kWh
Cena energije



DOBAVITELJ	PRODUKT	DODATNE INFORMACIJE	EUR/LETO
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Redni cenik EE [DŠ]		63,05 € Prihranek: 652,91 €
<input type="checkbox"/> GEN-4, trgovanje in prodaja električne energije, d.o.o. LOGO	TOPLLOTNE ČRPALKE - 100% JEDRSKA		542,66 € Prihranek: 173,30 €
<input type="checkbox"/> GEN-4, trgovanje in prodaja električne energije, d.o.o. LOGO	TOPLLOTNE ČRPALKE - 100% SONCE		554,66 € Prihranek: 181,30 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Ponudba 1 [DŠ]		635,53 € Prihranek: 30,43 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Redni cenik EE - popust 2 [DL]		640,97 € Prihranek: 74,89 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Redni cenik EE - popust 3 [DL]		694,97 € Prihranek: 20,89 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Spišna redna ponudba EE [DŠ]		715,96 € Trenutni paket
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Akcijski cenik EE - popust 4 [DL]		746,97 € Dodatni stroški: 31,01 € Zagotovljena cena prvih 6 mesecev
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Ponudba 2 [DŠ]		1.007,53 € Dodatni stroški: 281,57 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Ponudba 3 [DŠ]		1.031,93 € Dodatni stroški: 315,87 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Ponudba 5 [DŠ]		1.031,93 € Dodatni stroški: 315,87 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Ponudba 11 [DL]		1.031,93 € Dodatni stroški: 315,87 €
<input type="checkbox"/> Testno podjetje LOGO	Testna ponudba 1 - redni cenik [NK]		1.041,69 €

Struktura virov

■ obnovljivi viri
 ■ fosilni viri
 ■ jedrsko gorivo

Brez jamašev na ceno
 Internet ni potreben
 Ločen račun
 Posebna ponudba

Z jamaševom na ceno
 Z vezavo
 Druga obvestila
 Diverzificirana ponudba

Brez CO₂
 Brez vezave
 Popustna ponudba
 Najpustrejša cena

Internetni paket
 Storitvene in materialne ugodnosti
 Najcenejša ponudba dobavitelja

Na kakšen način bi definirali porabo?

Enostavno
Podrobno

Letna poraba kWh

Obratunska moč kW

pomočnik izračuna

Primerjava na dan:

Primerjava glede na obstoječ produkt

TP ▼

Spišna redna ponudba EE [DŠ] od 01.01.2023 ▼

Vključi ponudbe z dinamičnimi cenami

Stanovanje, upokojenec - kuhanje na plin, daljinska topl. ▼

Vključi posebne ponudbe

Toplotna črpalka

Polnilnica za električno vozilo

Ogrevanje z IR paneli

Pametna hiša

Wellness

Drugo ?

Zvestoba članstvo ▼

IZRAČUN

PRIKAZ TRŽNIH UDELEŽENCEV

VIR: AGENCIJA



Glede na izrazit upad zanimanja za primerjalne storitve zaradi zamejitev maloprodajnih cen električne energije in zemeljskega plina zamik uvedbe ne bo imel pomembnejšega negativnega vpliva.

Primerjava stroškov omrežnine pred in po prenovi sistema – »Primerjalnik stroškov omrežnine«

Zaradi prenove metodologije obračuna omrežnine je agencija vsem končnim odjemalcem omogočila dodatne primerjalne storitve, s katerimi si lahko uporabniki izračunajo predvidene letne stroške za uporabo omrežja na podlagi novega sistema in te primerjajo s stroški, ki bi jim nastali, če bi se v uporabi ohranil veljavni sistem obračuna. Spletna aplikacija »Primerjalnik stroškov omrežnine«⁸⁰ omogoča tudi izračune na podlagi prilagoditve dogovorjene obračunske moči, in sicer za primer, ko se le-tem ustrezno prilagodi tudi odjem, in za primer, ko prilagoditve odjema končni odjemalec ne zagotovi in se mu zato obračuna presežna moč. Dodatno je uporabniku zagotovljena analiza koničnih obremenitev, ki jih s svojo rabo povzroča omrežju. Pogoj za izvedbo primerjave je uporaba

»Primerjalnik stroškov omrežnine« kot novo primerjalno orodje v podporo pripravi odjemalcev na prenovu obračunavanja omrežnine

15-minutnega obremenilnega diagrama, ki ga uporabnik za svoje prevzemno-predajno mesto izvzi iz portala Moj elektro, ter zadostna razpoložljivost 15-minutnih merilnih podatkov v okviru tega obremenilnega diagrama. Primerjalnik stroškov omrežnine je bil odjemalcem s priključno močjo enako ali manjšo od 43 kW poskusno zagotovljen v začetku oktobra, vendar se je agencija predvsem zaradi težav na strani uporabnikov (uporabnost rešitve) ter zamika uporabe prenove novega načina obračunavanja omrežnine odločila za začasno prenehanje storitve in nadgradnje rešitve. Konec decembra je nadgrajeno storitev agencija zagotovila vsem končnim odjemalcem.

ŠTUDIJA PRIMERA

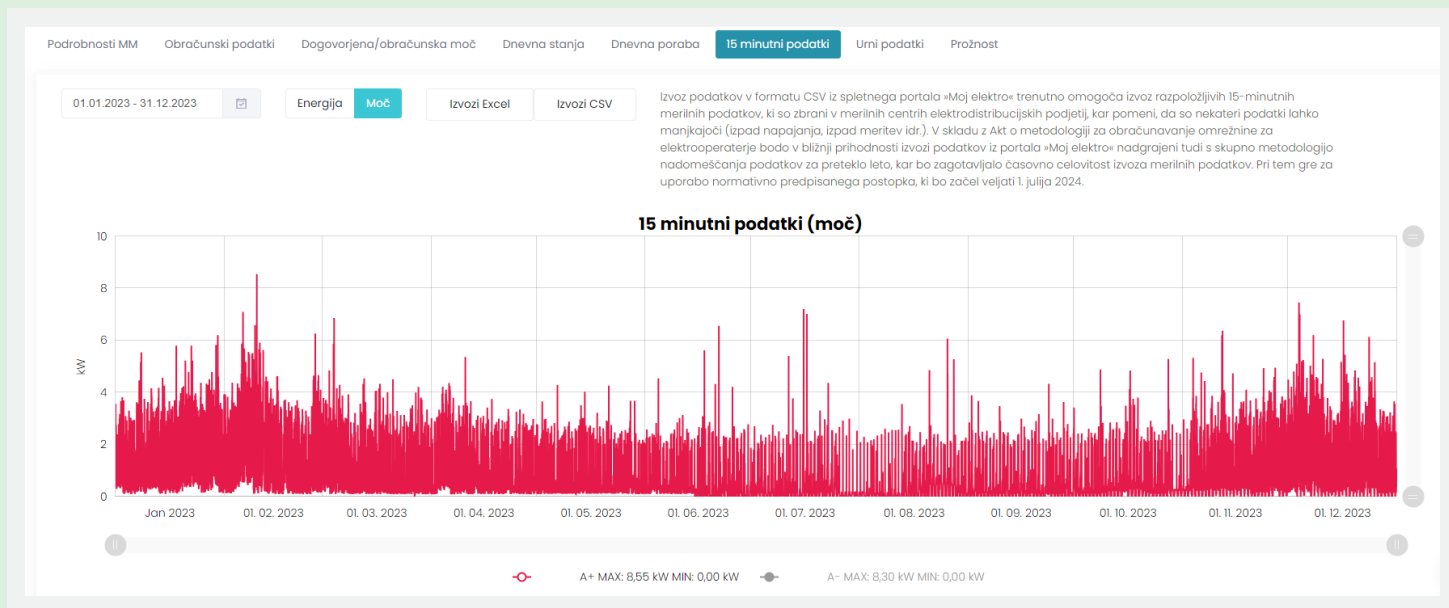
Primerjalnik stroškov omrežnine kot podporno orodje v fazi priprave na uporabo prenove metodologije obračunavanja

Spletna aplikacija »Primerjalnik stroškov omrežnine«, ki je uporabnikom na voljo v režimu 24/7, omogoča primerjalni izračun stroškov omrežnine na letni ravni, kar je po novem zaradi sezonskega načina obračunavanja omrežnine tudi minimalni pogoj za pravilno primerjavo.

Uporaba aplikacije je omogočena le registriranim uporabnikom, ki jim je zagotovljena ustrezna raven

varovanja osebnih podatkov in jim agencija zagotavlja uporabniško pomoč v režimu 8/5. Za izračun uporabnik potrebuje 15-minutne podatke, ki si jih za opazovano letno obdobje pridobi iz nacionalnega podatkovnega vozlišča oziroma spletnega portala Moj elektro, ki ga upravljajo elektrodistribucijska podjetja in elektrooperater v obliki izvoza v format CSV.

SLIKA: ZASLONSKA SLIKA SPLETNEGA PORTALA »MOJ ELEKTRO« – PRIKAZ 15 MINUTNIH MERILNIH PODATKOV



VIR: AGENCIJA

Izgled CSV datoteke s 15-minutnimi merilnimi podatki, ki je ključen vhodni podatek za izvedbo primerjalnega izračuna:

SLIKA: ZASLONSKA SLIKA VSEBINE V UREJEVALNIKU BESEDILA »NOTEPAD++« - PRIKAZ VSEBINE IZVOŽENE DATOTEKE CSV S 15-MINUTNIMI MERILNIMI PODATKI

15minMeritve2024-04-16-2024-04-22.csv	
1	Merilno mesto, GSRN MM, Časovna značka, Leto, Mesec, Energija A+, Energija A-, Energija R+, Energija R-, P+ Prejeta delovna moč, P- Od
2	4-, 2024-04-16T00:15, 2024, 4, 0.0430, 0.0000, 0.0000, 0.0710, 0.1720, 0.0000, 0.0000, 0.2840, 4, 0.0, , , , , , Ne
3	4-, 2024-04-16T00:30, 2024, 4, 0.0350, 0.0000, 0.0000, 0.0680, 0.1400, 0.0000, 0.0000, 0.2720, 4, 0.0, , , , , , Ne

VIR: AGENCIJA



Grafični uporabniški vmesnik aplikacije takoj po izračunu prikazuje spodnja slika.

SLIKA: ZASLONSKA SLIKA SPLETNE APLIKACIJE »PRIMERJALNIK STROŠKOV OMREŽNINE« - PRIKAZ REZULTATA IZRAČUNA

Primerjalnik stroškov omrežnine

Uporabniška skupina
Nizka napetost (NN) 400/230 V
 Gospodinjstvo ali mali poslovni odjemalec

Prilagoditev obračunske moči
Časovni blok 1: 6 kW
Časovni blok 2: 6 kW
Časovni blok 3: 7 kW
Časovni blok 4: 7 kW
Časovni blok 5: 8 kW

Vključi izračun po tarifi veljavni do 1. 7. 2024
Gospodinjstvo
Vnesi obračunsko moč
Obračunska moč: 10 kW

Izberi datoteko s 15-min letnim profilom odjema
 4...Jmin...-01-2023-12-31.csv

Vnesi kodo

Primerjalni izračun stroškov omrežnine

IZRAČUNAN PO NOVI TARIFI OD 1. 7. 2024:
UPORABNIŠKA SKUPINA
Nizka napetost (NN) 400/230 V
Gospodinjstvo ali mali poslovni odjemalec
DOGOVORJENE OBRACUNSKE MOČI
Časovni blok 1: 6,0 kW
Časovni blok 2: 6,0 kW
Časovni blok 3: 7,0 kW
Časovni blok 4: 7,0 kW
Časovni blok 5: 8,0 kW
LETNA PORABA ENERGIJE
Časovni blok 1: 849,4 kWh
Časovni blok 2: 1.525,7 kWh
Časovni blok 3: 2.038,6 kWh
Časovni blok 4: 1.456,7 kWh
Časovni blok 5: 348,0 kWh

IZRAČUNAN PO TARIFI DO 1. 7. 2024:
UPORABNIŠKA SKUPINA
Gospodinjstvo
OBRACUNSKA MOČ
10kW
LETNA PORABA ENERGIJE
Višja tarifa: 2.237,5 kWh
Nižja tarifa: 3.980,8 kWh

Scenarij	Moč (EUR)	Energija (EUR)	Skupaj (EUR)
Pred reformo	95,52	228,20	323,72
Osnovni scenarij	181,34	115,41	296,75
Scenarij prilagojene obračunske moči	172,83	115,41	288,24
Scenarij prilagojene obračunske moči in odjema	167,43	115,41	282,84

VIR: AGENCIJA

Uporabnik lahko v primerjalni izračun vključi primerjavo stroškov po metodologiji obračunavanja omrežnine, ki je v veljavi pred prenovo. Na naslednji sliki so prikazani letni stroški omrežnine pred

prenovo (»Pred reformo«), ki jih lahko uporabnik primerja z različnimi scenariji rabe v okviru nove metodologije obračuna.

SLIKA: ZASLONSKA SLIKA SPLETNE APLIKACIJE »PRIMERJALNIK STROŠKOV OMREŽNINE« - PRIKAZ RAZREZA LETNIH STROŠKOV OMREŽNINE PRED REFORMO

Pred reformo	Osnovni scenarij	Scenarij prilagojene obračunske moči	Scenarij prilagojene obračunske moči in odjema	Analiza konic
Tarifna postavka	Količina [kW][kWh]	Cena [EUR/kWh][EUR/kW]	Število mesecev	Znesek [EUR] (brez DDV)
Obračunska moč	10,0	0,79600	12	95,52
Energija MT	3.980,8	0,03310		131,80
Energija VT	2.237,5	0,04310		96,39
Stroški skupaj (brez DDV)				323,72

VIR: AGENCIJA

V nadaljevanju so prikazani primerjalni izračuni za naslednje tri scenarije rabe omrežja, če je ta obračunana po novi metodologiji obračunavanja:

- nespremenjena raba omrežja (»Osnovni scenarij«): končni odjemalec privzame dogovorjene obračunske moči, kot mu jih je določil elektrooperater, saj te odražajo nespremenjene navade uporabnika;
- nespremenjena raba omrežja ob prilagojeni dogovorjeni obračunski moči (»Scenarij

prilagojene obračunske moči«): končni odjemalec prilagodi dogovorjene obračunske moči predvideni rabi omrežja v prihodnosti, vendar ne zagotovi prilagajanja odjema tem novim obračunskim močem. Zaradi presežkov se mu obračuna presežna moč;

- prilagojena raba omrežja novim dogovorjenim obračunskim močem (»Scenarij prilagojene obračunske moči in odjema«): končni odjemalec prilagodi svoj odjem na način, da ne presega novih dogovorjenih obračunskih moči.

SLIKA: ZASLONSKA SLIKA SPLETNE APLIKACIJE »PRIMERJALNIK STROŠKOV OMREŽNINE« - PRIKAZ RAZREZA LETNIH STROŠKOV OMREŽNINE PO REFORMI (OSNOVNI SCENARIJ)

Pred reformo	Osnovni scenarij	Scenarij prilagojene obračunske moči	Scenarij prilagojene obračunske moči in odjema	Analiza konic	
Tarifna postavka	Časovni blok (ČB)	Količina [kW][kWh]	Cena [EUR/kWh][EUR/kW]	Število mesecev	Znesek [EUR] (brez DDV)
Obračunska moč	1	6,5	3,61324	4	93,85
Obračunska moč	2	6,5	0,88240	12	68,76
Obračunska moč	3	7,6	0,19137	12	17,53
Obračunska moč	4	7,6	0,01316	12	1,21
Obračunska moč	5	7,6	0,00000	8	0,00
Energija	1	849,4	0,01958		16,63
Energija	2	1.525,7	0,01844		28,13
Energija	3	2.038,6	0,01837		37,45
Energija	4	1.456,7	0,01838		26,77
Energija	5	348,0	0,01847		6,43
Stroški skupaj (brez DDV)					296,75

VIR: AGENCIJA



SLIKA: ZASLONSKA SLIKA SPLETNE APLIKACIJE »PRIMERJALNIK STROŠKOV OMREŽNINE« – PRIKAZ RAZREZA LETNIH STROŠKOV OMREŽNINE PO REFORMI (SCENARIJ PRILAGOJENE OBRAČUNSKE MOČI)

Pred reformo	Osnovni scenarij		Scenarij prilagojene obračunske moči		Scenarij prilagojene obračunske moči in odjema		Analiza konic	
Tarifna postavka	Časovni blok (ČB)	Količina [kW][kWh]	Cena [EUR/kWh][EUR/kW]	Število mesecev	Znesek [EUR] (brez DDV)	Znesek – presežna moč [EUR]	Število presežkov moči	Količina presežne moči [kW]
Obračunska moč	1	6,0	3,61324	4	86,72	4,05	2	1,7
Obračunska moč	2	6,0	0,88240	12	63,53	1,00	2	1,8
Obračunska moč	3	7,0	0,19137	12	16,08	0,35	2	2,0
Obračunska moč	4	7,0	0,01316	12	1,11	0,00	0	0,0
Obračunska moč	5	8,0	0,00000	8	0,00	0,00	0	0,0
Energija	1	849,4	0,01958		16,63			
Energija	2	1.525,7	0,01844		28,13			
Energija	3	2.038,6	0,01837		37,45			
Energija	4	1.456,7	0,01838		26,77			
Energija	5	348,0	0,01847		6,43			
Stroški skupaj (brez DDV)					288,24			

VIR: AGENCIJA

SLIKA: ZASLONSKA SLIKA SPLETNE APLIKACIJE »PRIMERJALNIK STROŠKOV OMREŽNINE« - PRIKAZ RAZREZA LETNIH STROŠKOV OMREŽNINE PO REFORMI (SCENARIJ PRILAGOJENE OBRAČUNSKE MOČI IN ODJEMA)

Pred reformo	Osnovni scenarij		Scenarij prilagojene obračunske moči		Scenarij prilagojene obračunske moči in odjema		Analiza konic	
Tarifna postavka	Časovni blok (ČB)	Količina [kW][kWh]	Cena [EUR/kWh][EUR/kW]	Število mesecev	Znesek [EUR] (brez DDV)	Premaknjena poraba [kWh]		
Obračunska moč	1	6,0	3,61324	4	86,72			
Obračunska moč	2	6,0	0,88240	12	63,53			
Obračunska moč	3	7,0	0,19137	12	16,08			
Obračunska moč	4	7,0	0,01316	12	1,11			
Obračunska moč	5	8,0	0,00000	8	0,00			
Energija	1	849,4	0,01958		16,63		0,4	
Energija	2	1.525,7	0,01844		28,13		0,4	
Energija	3	2.038,6	0,01837		37,45		0,5	
Energija	4	1.456,7	0,01838		26,77		0,0	
Energija	5	348,0	0,01847		6,43		0,0	
Stroški skupaj (brez DDV)					282,85			

VIR: AGENCIJA

Spletna aplikacija opravi tudi analizo koničnih obremenitev končnega odjemalca v opazovanem obdobju po časovnih blokkih vključno s povprečno

močjo odjema in odstopanjem le-te od maksimalne konice v določenem časovnem bloku.

SLIKA: ZASLONSKA SLIKA SPLETNE APLIKACIJE »PRIMERJALNIK STROŠKOV OMREŽNINE« - PRIKAZ ANALIZE KONIC

Pred reformo	Osnovni scenarij	Scenarij prilagojene obračunske moči		Analiza konic	
		Časovni blok 1	Časovni blok 2	Časovni blok 3	Časovni blok 4
1. konica [kW]		7,1	7,0	8,5	6,2
2. konica [kW]		6,6	6,8	7,5	6,1
3. konica [kW]		5,8	5,7	6,9	5,9
Povprečje treh največjih konic [kW]		6,5	6,5	7,6	6,1
Povprečna moč [kW]		1,0	1,2	1,5	1,5
Odstopanje največje konice od povprečne moči [kW]		6,1	5,8	7,0	4,7

VIR: AGENCIJA

Uporabnik lahko na podlagi te analize preveri ustreznost določitve dogovorjene obračunske moči, kot jo je določil elektrooperater, prav tako pa analiza podaja informacijo o smiselnosti prilagoditve dogovorjene obračunske moči oziroma o odločitvi k optimizaciji stroškov s prilagajanjem odjema – večja, kot je razlika med povprečno močjo odjema in maksimalnimi konicami, manj pogosto nastopijo zvišane moči odjema. Z dodatnimi primerjalnimi izračuni ob ustrezno prilagojenih obračunskih močeh (npr. znižanje v dveh najdražjih časovnih blokkih) lahko uporabnik preveri prihranke oziroma morebitne dodatne stroške presežne moči, če prilagajanja odjema ne bi mogel zagotoviti. Preveri lahko tudi maksimalne stroške na postavki za obračunsko moč, če dogovorjeno obračunsko moč izenači s priključno močjo.

Podporno orodje je lahko v veliko pomoč pri seznanitvi končnih odjemalcev z novim načinom obračunavanja omrežnine in njegovimi stroškovnimi učinki. Prav tako končne odjemalce spodbuja k uporabi portala Moj elektro, kjer so uporabniku na prijazen in strukturiran način ter vizualizirano zagotovljeni vsi obračunski podatki. Spletni portal Moj elektro bo uporabnikom omrežij v prihodnosti zagotavljal množico podatkovnih storitev in informacij, ki bodo podpirale končnega odjemalca pri preverjanju obračunanih zneskov omrežnine, sklepanju pogodb z dobavitelji, odločitvah glede sodelovanja v programih prilagajanja odjema, optimizaciji rabe omrežja in s tem stroškov omrežnine ipd.



Agencija je zabeležila veliko zanimanja zainteresirane javnosti za zadevno primerjalno storitev, število uporabnikov in izračunov pa se je po uvedbi konec decembra 2023 v uporabo za vse končne odjemalce izrazito povečevalo. Če je bilo v decembru registriranih 66 uporabnikov, od katerih

se jih je 53 strinjalo s pogoji uporabe in opravilo 38 izračunov, pa se je v januarju 2024 registriralo za uporabo aplikacije že 1.247 uporabnikov, od katerih se je 929 uporabnikov strinjalo s pogoji uporabe in opravilo 1.893 izračunov.

Ostali ukrepi za zagotavljanje preglednosti

Spletni portal Trajnostna energija⁸¹ Borzen zagotavlja z namenom vzpostavitve informacijskega središča, stične točke za dostop do informacij glede učinkovite rabe energije in OVE v Sloveniji. Na enostaven in pregleden način so na enem mestu zbrane kakovostne in strokovne informacije, ki uporabnikom pripomorejo k učinkovitejši rabi energije, po drugi strani pa imajo izobraževalni namen s ciljem osveščanja o koristih OVE in njihove uporabe. Objavljene informacije sicer niso

neposredno povezane z maloprodajnim trgov, vendar so med drugim v pomoč pri ozaveščanju odjemalcev o pomenu okoljsko sprejemljivejših produktov dobave energije, možnostih varčevanja in s tem zagotavljanja prihrankov pri stroških dobave energije ter podajajo pregled nad možnostmi in koristmi samooskrbe iz OVE, ki vpliva na izbor produktov dobave električne energije in pomaga pri odločitvah za naložbe v OVE, hranilnike, varčnejše naprave oziroma pametne naprave.

81 <https://www.trajnostnaenergija.si/>

Učinkovitost trga

Tržni deleži in koncentracija na maloprodajnih trgih

Dobava električne energije vsem odjemalcem

Tabela 29 prikazuje tržne deleže dobaviteljev na podlagi dobavljene električne energije, pri čemer je upoštevana dobava na celotnem maloprodajnem trgu, ki vključuje tudi velike končne odjemalce, priključene na prenosni sistem, in ZDS. HHI, ki je višji od 2.000, kaže, da gre za visoko koncentriran

maloprodajni trg, HHI med 1.000 in 2.000 opredeljuje zmerno koncentriran trg, HHI pod 1.000 pa trg brez pomislekov glede konkurence.

V primerjavi z letom 2022, ko je HHI znašal 1.273, se je v letu 2023 povečal za 8,1 % in je znašal 1.376.

TABELA 29: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM⁸²

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
GEN-I	2.481,4	21,6 %
ECE	1.858,9	16,2 %
Petrol	1.813,0	15,8 %
Energija plus	1.531,2	13,3 %
E 3	1.029,7	9,0 %
HEP	1.005,8	8,8 %
Elektro energija	580,9	5,1 %
Drugi	477,6	4,2 %
HSE	449,3	3,9 %
Acroni	255,5	2,2 %
SKUPAJ	11.483,2	100,0 %
HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem	1.376	

VIR: PORTAL EPOS

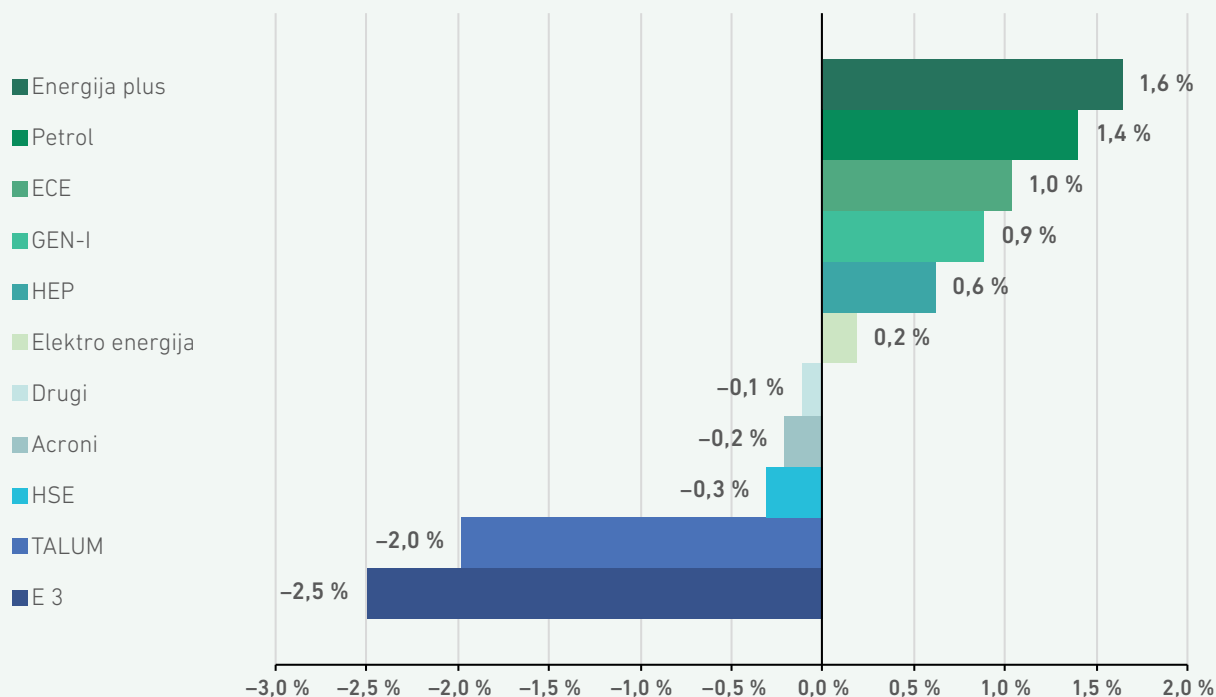
Strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu so absolutno v rangu do 2,5 %. V letu 2023 se je glede na leto prej najbolj povečal tržni delež Energiji plus. Po drugi strani je največji del tržnega deleža izgubil E 3. TALUM je tudi v letu 2023 nadaljeval trend zniževanja dobave električne

energije, ki je pri njem prisoten že od leta 2019 naprej. Po velikosti sprememb tržni deleži pri ostalih dobaviteljih v letu 2023 niso preveč bistveno odstopali od preteklih let, tako da se tržni položaji dobaviteljev niso pomembno spremenili, kot je prikazano na sliki 110.

⁸² Dobavljena energija in tržni deleži so zaokroženi na eno decimalno mesto. Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.



SLIKA 110: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM V LETU 2023 GLEDE NA LETO 2022⁸³



VIR: PORTAL EPOS

Dobava električne energije poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na maloprodajnem trgu poslovnih odjemalcev v letu 2023 prikazuje tabela 30. Na maloprodajnem trgu za poslovne odjemalce je bila tudi v letu 2023 nizka stopnja koncentracije.

Vrednost HHI je znašala 1.325 in se je v primerjavi z letom 2022, ko je znašala 1.188, povečala za 11,5 %.

83 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2023 glede na leto 2022 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 %.

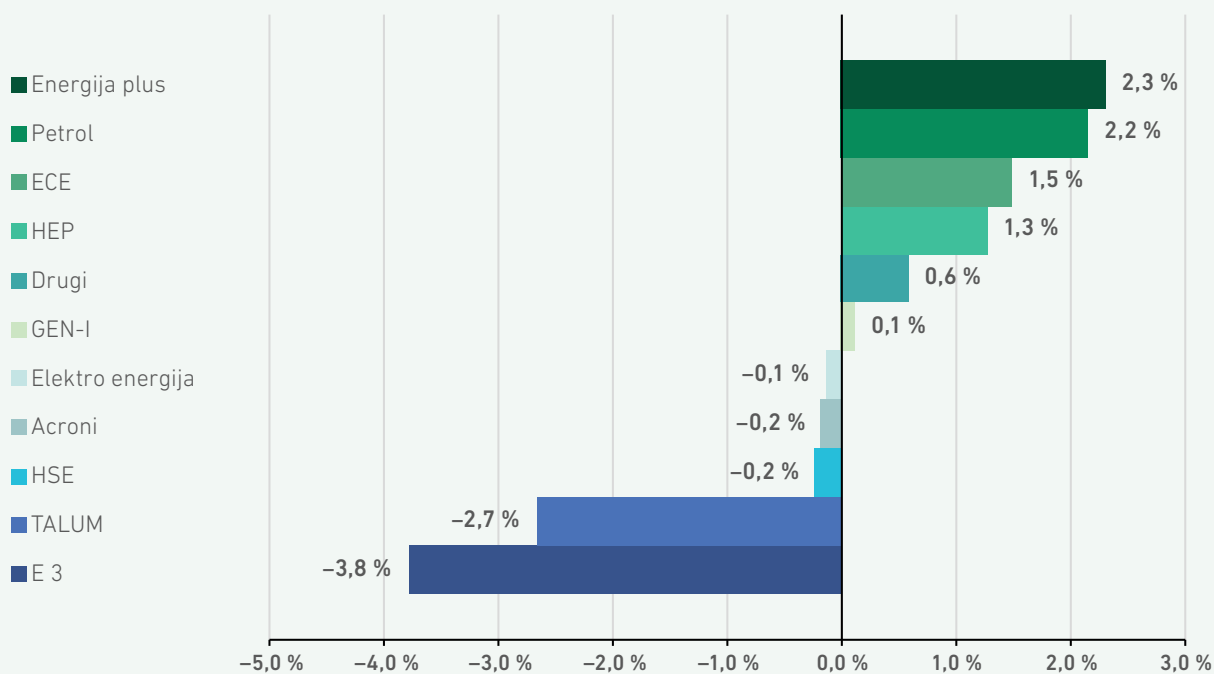
TABELA 30: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM⁸⁴

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Petrol	1.477,8	18,2 %
ECE	1.370,8	16,9 %
GEN-I	1.276,2	15,7 %
Energija plus	1.120,6	13,8 %
HEP	1.005,8	12,4 %
E 3	548,2	6,7 %
Drugi	461,8	5,7 %
HSE	449,3	5,5 %
Acroni	255,5	3,1 %
Elektro energija	168,4	2,1 %
SKUPAJ	8.134,4	100,0 %
HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem	1.325	

VIR: PORTAL EPOS

Kot lahko vidimo na sliki 111, sta največji tržni deleži glede na leto 2022 na tem segmentu trga pridobili Energija plus in Petrol. Največji tržni delež

glede na leto 2022 pa sta izgubila E 3 in TALUM. Tudi na tem trgu beležimo manjše strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu.

SLIKA 111: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V LETU 2023 GLEDE NA LETO 2022⁸⁵

VIR: PORTAL EPOS

84 Dobavljena energija in tržni deleži so zaokroženi na eno decimalno mesto. Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

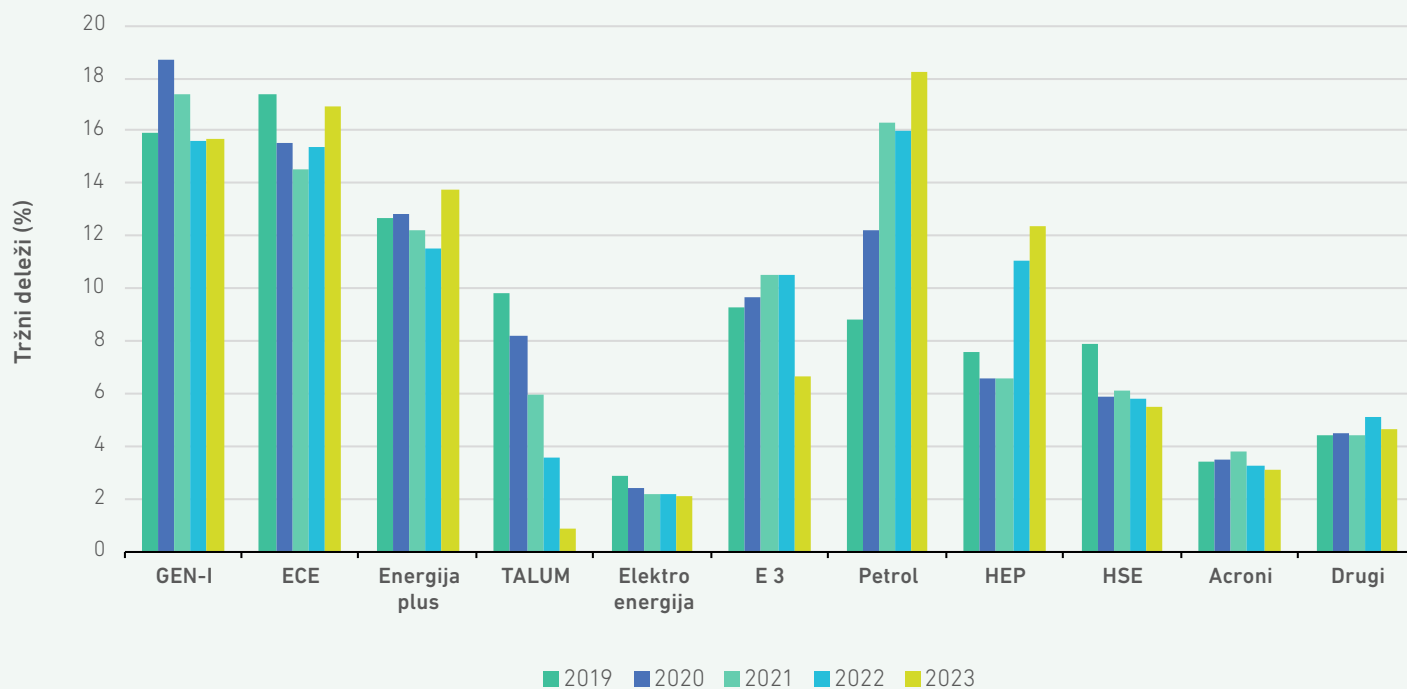
85 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2023 glede na leto 2022 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 %.



Na sliki 112 prikazujemo petletno gibanje tržnega deleža dobaviteljev poslovnim odjemalcem. Dobavitelja TALUM in Elektro energija, prvi izrazito v zadnjih letih, izgubljata tržni delež na tem segmentu. Elektro energija ni več pomembnejši

akter na trgu. Po štiriletnem zaporednem povečevanju tržnega deleža v obdobju 2019–2022 je E 3 v letu 2023 tržni delež zmanjšal, medtem ko ECE v zadnjih treh letih 2021–2023 svoj tržni delež povečuje.

SLIKA 112: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V OBDOBJU 2019–2023



VIR: PORTAL EPOS

Dobava električne energije gospodinjstvom

Na maloprodajnem trgu za gospodinjstve v letu 2023 stopnja tržne koncentracije pokaže, da gre za visoko koncentriran trg. HHI je že drugo

leto zapored presegel 2.000 in je v letu 2023 znašal 2.117. V primerjavi z letom 2022 se je HHI v letu 2023 povečal za 4,1 %.

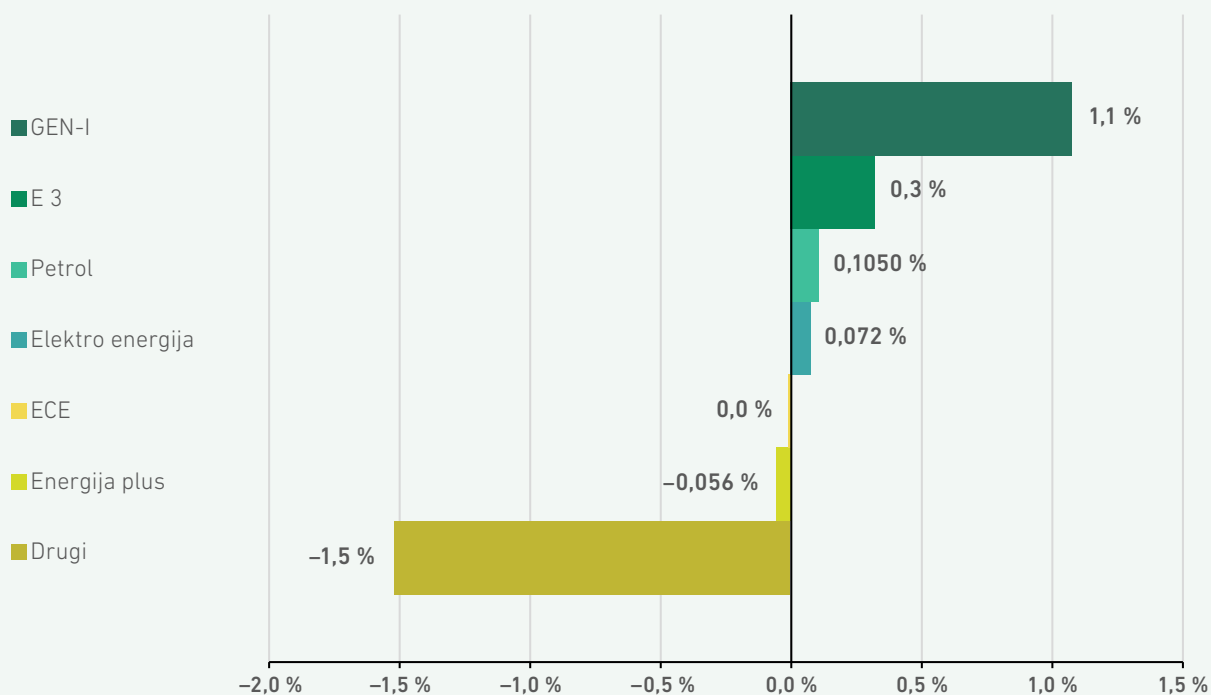
TABELA 31: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM⁸⁶

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež (%)
GEN-I	1.205,2	36,0 %
ECE	488,1	14,6 %
E 3	481,4	14,4 %
Elektro energija	412,5	12,3 %
Energija plus	410,5	12,3 %
Petrol	335,2	10,0 %
Drugi	15,8	0,5 %
SKUPAJ	3.348,9	100,0 %
HHI dobaviteljev vsem gospodinjskim odjemalcem	2.117	

VIR: PORTAL EPOS

Kot je razvidno s slike 113, so strukturne spremembe z vplivom na koncentracijo na trgu absolutno v rangu do 1,5 %. Največji tržni delež je glede na leto 2022 na segmentu gospodinjskega odjema v letu 2023 ponovno pridobil GEN-I, ki ga je še povečal za 1,1 odstotne točke. Tržni delež treh največjih dobaviteljev je znašal 64,9 % in se je v primerjavi

z letom 2022 povečal za 1,4 odstotne točke. Trend naraščanja je viden že vse od leta 2020 naprej, največ na račun tržnega deleža dobavitelja GEN-I, ki vsako leto svoj portfelj povečuje. Največji tržni delež glede na leto 2022 so izgubili drugi manjši dobavitelji.

SLIKA 113: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM⁸⁷

VIR: PORTAL EPOS

86 Dobavljena energija in tržni deleži so zaokroženi na eno decimalno mesto. Razlika med skupno vsoto in seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

87 Spremembe tržnih deležev dobaviteljev v letu 2023 glede na leto 2022 so zaokrožene na eno decimalno mesto. Neposredna primerjava z lanskimi vrednostmi lahko zaradi zaokrožitve privede do razlike +/- 0,1 %.

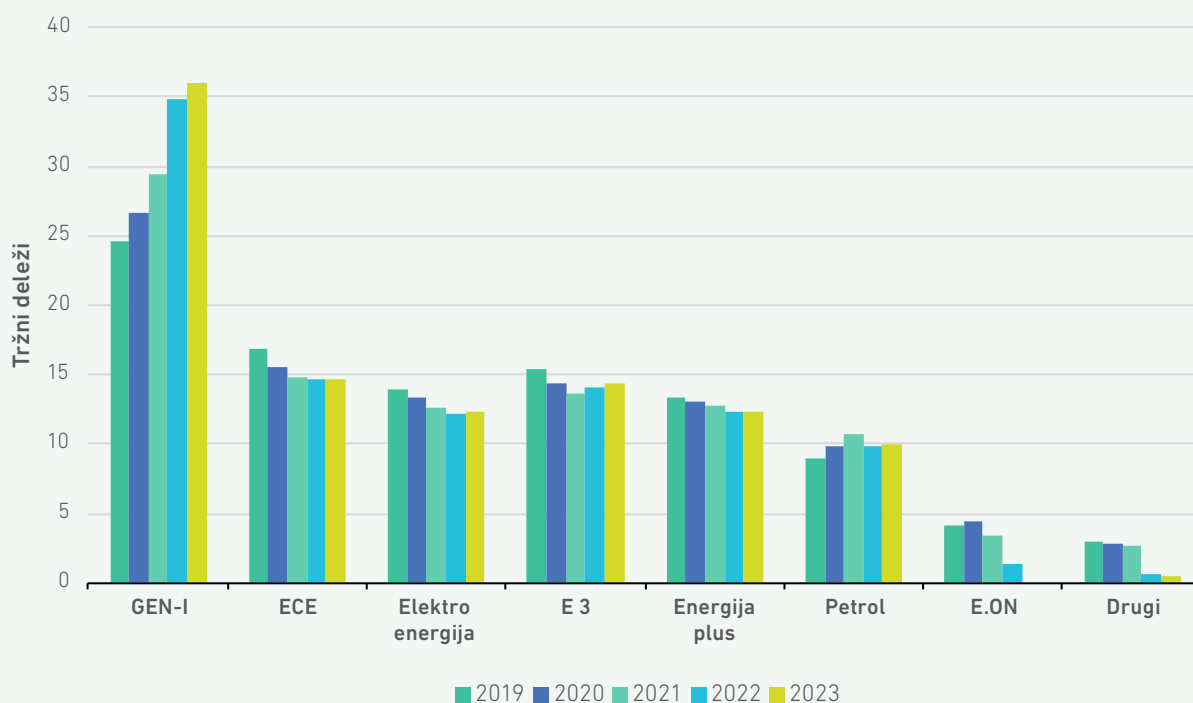


Slika 114 prikazuje tržne deleže dobaviteljev gospodinjstev. Prikazani so tržni deleži v obdobju 2019–2023. V petletnem opazovanem obdobju so tržne deleže na tem trgu z vsakim letom izgubljali ECE, Elektro energija in Energija plus. Na drugi strani pa je v istem opazovanem obdobju vsako leto na tržnem deležu pridobival zgolj GEN-I, ki je svoj delež od leta 2019 do 2023 povečal za 11,4 %. Izrazita krepitev položaja GEN-I je opazna posebej še v letu 2022, ko je očitno uspel izkoristiti priložnosti kriznega obdobja sebi v prid.

Več let naraščajoč trend krepitve GEN-I in obenem slabitve položaja ostalih dobaviteljev se prek kazalnika HHI že drugo leto zapored odraža v visoko koncentriranem zadevnem trgu.

**Nadaljnja krepitev tržnega deleža
že ves čas izrazito dominantnega dobavitelja
električne energije gospodinjstvom**

SLIKA 114: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM V OBDOBJU 2019–2023



VIR: PORTAL EPOS

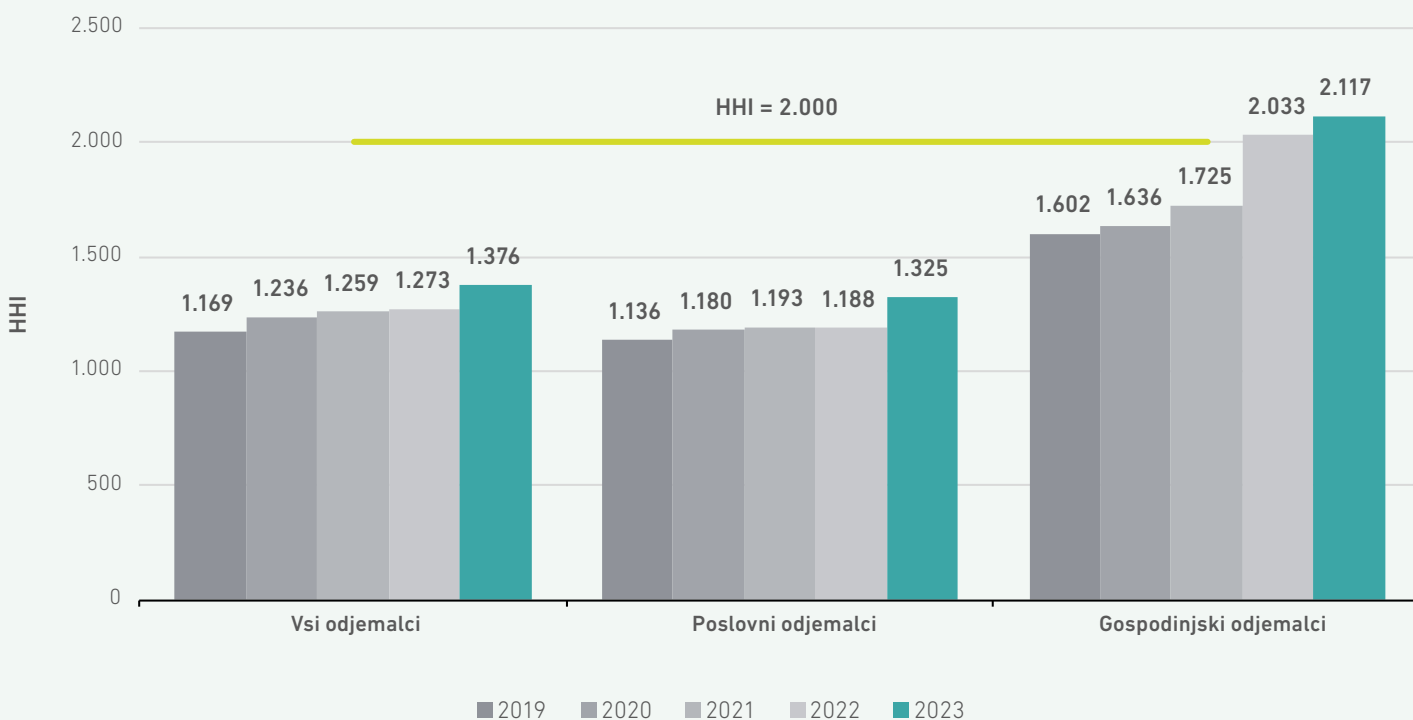
Primerjava koncentracij na zadevnih trgih

Pri vrednotenju tržne moči na podlagi tržnih deležev moramo biti previdni in upoštevati omejitve kazalnikov. Visok tržni delež ne pomeni avtomatično, da obstajajo problemi konkurenčnosti in sam po sebi ni prepovedan. Ocenjuje se vedno ob upoštevanju položaja neposrednih konkurentov. Evropska komisija opredeljuje koncentracije, ki morajo biti podvržene bolj podrobni presoji – te se izvedejo pri koncentracijah nad 40 %, koncentracije nad 60 % pa so dopustne le izjemoma. Evropska komisija obravnava trge s HHI, večjim od 2.000, za visoko koncentrirane, trge s HHI med 1.000 in 2.000 kot pogojno vprašljive glede konkurence, trge s HHI pod 1.000 pa kot trge, kjer so pomisleki glede konkurence neobičajni.

Ameriške in britanske konkurenčne oblasti pa presojo vrednotijo na podlagi HHI, zanje pa so pomembne razlike v HHI pred in po koncentraciji – v primeru zmerno koncentriranega trga (HHI med 1.000 in 1.800), 100 točk razlike lahko vodi v podrobnejšo presojo, pri zelo koncentriranem trgu pa je lahko odločilna že razlika 50 točk.

Kot je razvidno s slike 115, se je HHI v letu 2023 povečal na segmentu dobave vsem končnim odjemalcem. Na segmentu dobave poslovnim odjemalcem se je HHI povečal za 11,5 % glede na prejšnje leto, kar nakazuje na največje povečanje v zadnjih petih letih. HHI na segmentu dobave gospodinjskim odjemalcem se je glede na prejšnje leto povečal za 4,1 %.

SLIKA 115: GIBANJE HHI NA MALOPRODAJNIH TRGIH V OBDOBJU 2019–2023



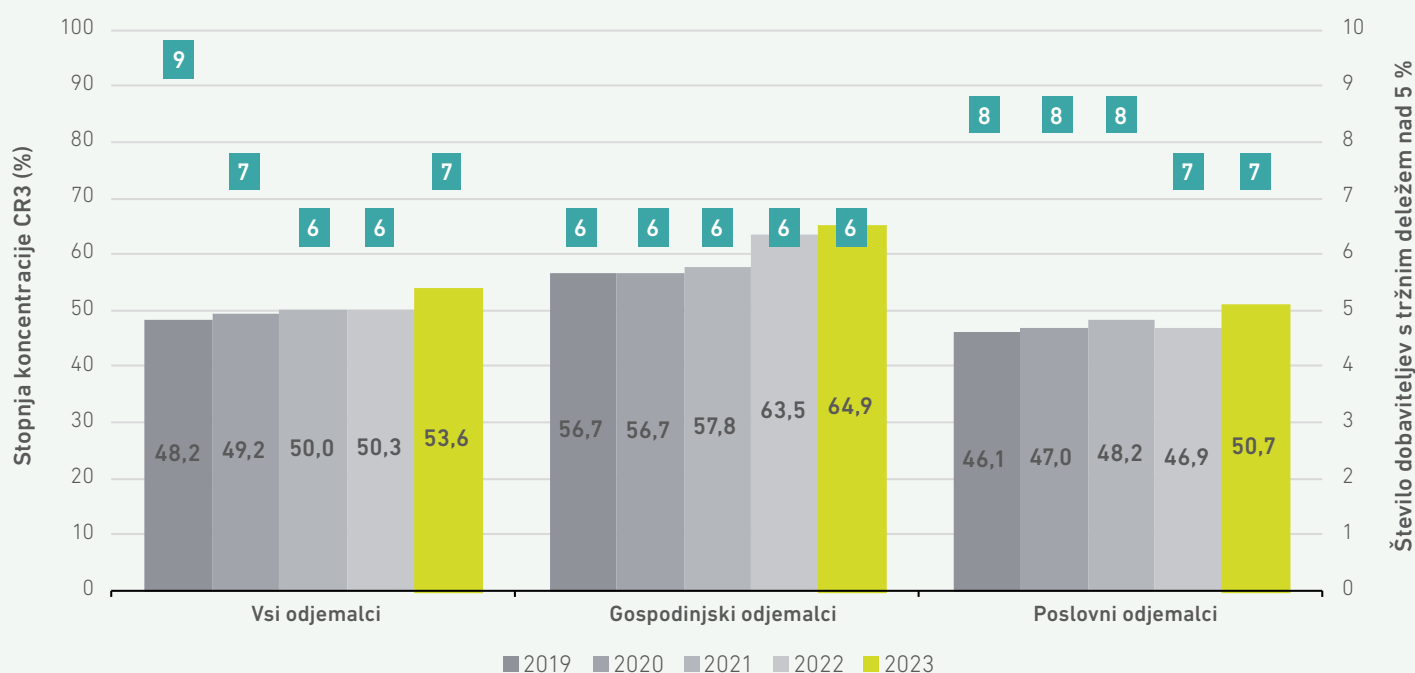
VIR: PORTAL EPOS

Indeks stopnje koncentracije CR je standardni kazalnik tržne koncentracije na podlagi tržnih deležev. Za potrebe tega poročila prikazujemo CR3, ki prikazuje skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu. Slika 116 prikazuje omenjeni kazalnik ter število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %. Glede na leto 2022 se je v letu 2023 povečal CR3 na segmentu dobave vsem odjemalcem in na segmentu dobave poslovnim odjemalcem.

Predvsem na slednjem je prišlo do bistvenega povečanja, saj se je CR3 povečal za 8,1 odstotne točke. Na segmentu dobave gospodinjskim odjemalcem je CR3 ostal na približno enaki ravni kot leto prej. Skupno število dobaviteljev vsem odjemalcem se je povečalo za enega dobavitelja – Elektro energija, ki je svoj tržni delež povečal za 0,2 odstotne točke glede na leto 2022 in tako presešel mejo 5 %.



SLIKA 116: STOPNJA KONCENTRACIJE (CR3) NA MALOPRODAJNIH TRGIH IN ŠTEVILO DOBAVITELJEV S TRŽNIM DELEŽEM, VEČJIM OD 5 %, V OBDOBJU 2019–2023



VIR: PORTAL EPOS

Agencija je koncentracijo na trgu ob upoštevanju lastniških povezav prikazala v Poročilu o stanju na področju energetike v letu 2022, pri čemer CR3 dosega na maloprodajnem trgu za gospodinski odjem vrednost blizu 100 %, tržni delež virtualnega dominantnega lastniško povezanega dobavitelja pa skoraj 50 %. Stanje v letu 2023 se z vidika koncentracije bistveno ni spremenilo.

Visoke koncentracije zahtevajo ustrezno pozornost pristojnih organov na področju vrednotenja tržne moči

Menjave dobavitelja

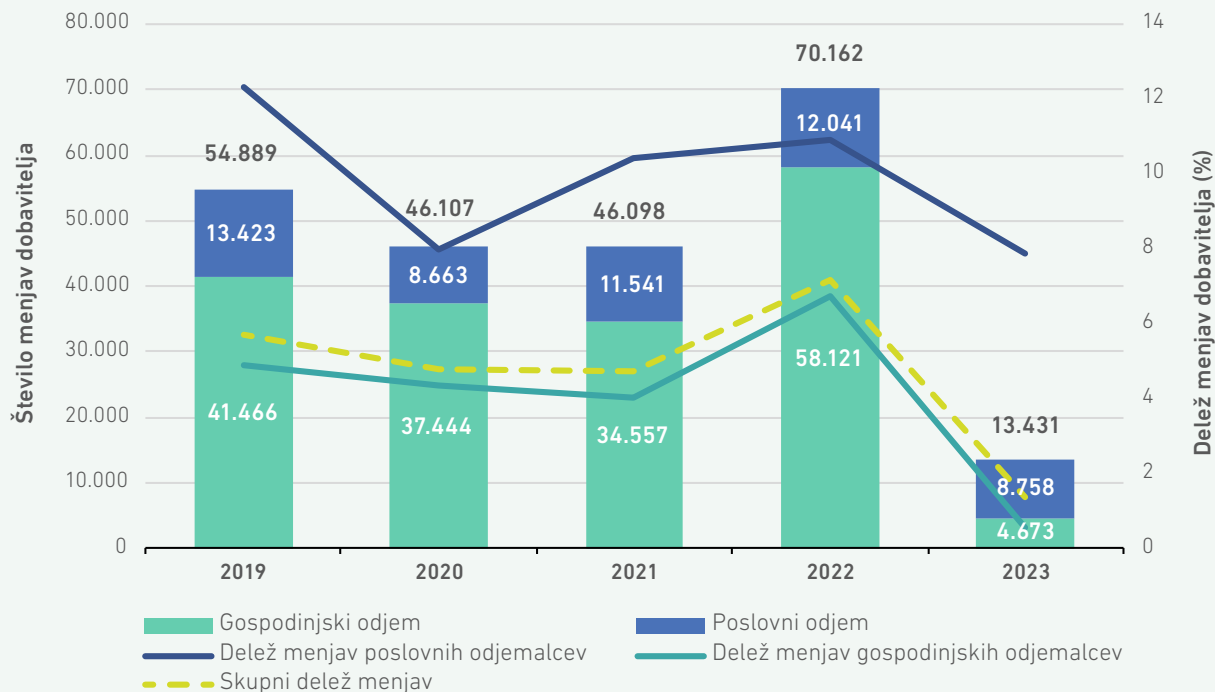
V letu 2023 je dobavitelja električne energije zamenjalo 13.431 odjemalcev, in sicer 4.673 gospodinskih in 8.758 poslovnih odjemalcev, kar predstavlja 81 % manj menjav dobavitelja v primerjavi z letom prej. V povprečju je mesečno dobavitelja električne energije zamenjalo 389 gospodinskih in 703 poslovnih odjemalcev. Razlog za tako veliko zmanjšanje menjav dobavitelja je predpisana najvišja dovoljena maloprodajna cena za gospodinske odjemalce v letu 2023.

Rekordno nizko število menjav dobavitelja zaradi učinkov vladne zamejitve cen

Zaradi vladne uredbe o določitvi cen električne energije, ki je omejila najvišjo maloprodajno ceno električne energije, so se močno zmanjšale razlike v ceni dobave med posameznimi dobavitelji, zato

beležimo rekorden padec število menjav v letu 2023. Na sliki 117 je prikazan trend gibanja skupnega števila menjav glede na tip odjema in delež menjav gospodinskih in poslovnih odjemalcev v obdobju 2019–2023.

SLIKA 117: GIBANJE ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V OBDOBJU 2019–2023



VIRA: AGENCIJA, SODO

Delež menjav dobavitelja gospodinjiskih odjemalcev je v letu 2023 znašal 0,5 %, kar je 6,2 odstotne točke manj kot leto prej. Tak trg je opredeljen kot mirujoč trg⁸⁸ (angl. »dormant market«), kjer menjave obstajajo zgolj »teoretično«. Takšni trgi so sicer uradno odprti za konkurenco, odjemalci imajo pravico do izbire, toda v praksi so le večji odjemalci dovolj motivirani ali zmožni tega, konkurenti morda nimajo možnosti konkuriranja cenam in v splošnem ne obstajajo zadovoljivi pogoji na trgu za pravo konkurenco. Tovrstno stanje na trgu je v letu 2023 povzročila vladna zamejitev cen. Leta 2022 je imelo 12 držav v EU večji delež menjav dobavitelja od Slovenije, tri so presegale delež menjav 20 % (Norveška, Španija, Belgija), sedem je dosegalo delež večji od 10 %⁸⁹. S slovenskim deležem menjav v letu 2023 je primerljiv le delež menjav v Slovaški iz leta 2022, ki ni presegel 1 %.

V Sloveniji je na delu gospodinjiskega odjema konkurenca vse šibkejša, na kar vplivajo tudi lastniške povezave med dobavitelji. Delež menjav dobavitelja poslovnih odjemalcev je v letu 2023 znašal 7,9 %, kar je 3 odstotne točke manj kot leto prej.

Na sliki 118 vidimo število menjav dobavitelja v letu 2023 po mesecih, kjer po povečanem številu menjav izstopa januar.

V letu 2023 je bilo v primerjavi z letom prej za beleženih 92,0 %⁹⁰ manj menjav dobavitelja za

**81 % manj menjav dobavitelja
glede na leto 2022**

gospodinjiski odjem in 27,3 % manj menjav dobavitelja za poslovni odjem. Večje število menjav poslovnih odjemalcev v začetku leta je običajno, saj večinoma potečejo za eno leto sklenjene pogodbe o dobavi, v januarju pa je na povečanje menjav dobavitelja vplival tudi izhod enega od dobaviteljev (Poslovni center Mercator). Je pa bilo v primeru poslovnih odjemalcev zaznano tudi povečanje menjav dobavitelja v aprilu in juliju, pri čemer je julijska dinamika lahko posledica izteka dobavnih pogodb, aprilsko povečanje pa ni bilo značilno za pretekla leta. Spremenjen vzorec je lahko posledica volatilitnosti in negotovosti pri razvoju veleprodajnih cen. V prvem četrtletju 2023, ko so bile sicer cene med-četrtletno najvišje, smo namreč opazovali zniževanje cen energije na veleprodajnih trgih, kar je lahko povzročilo razvoj konkurenčne ponudbe posebej še pri dobaviteljih, ki so strategijo nabave energije bolj sprotno prilagajali razmeram. V poletnih mesecih se je volatilitnost cen nekoliko povečala, tudi zaradi pojava negativnih cen.

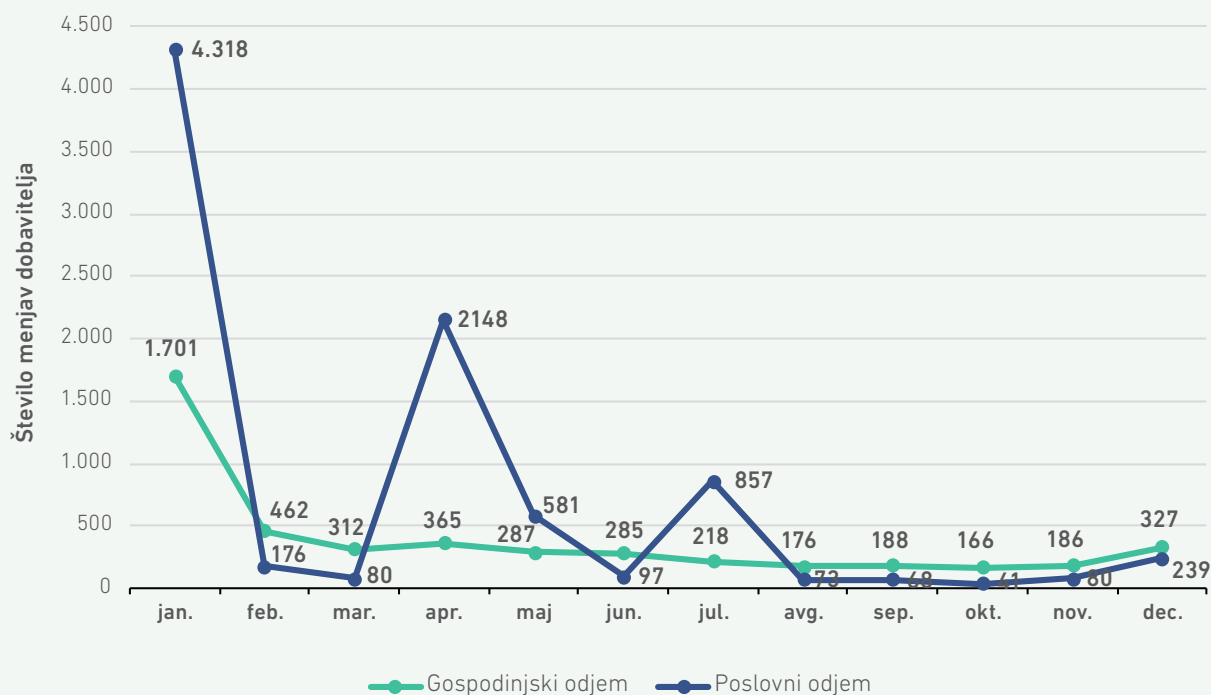
88 World Energy Retail Market Rankings 2012, Utility Customer Switching Research Project, VaasaETT

89 ACER/CEER Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report, september 2023, slika 58

90 Spremembe deležev menjav dobavitelja v letu 2023 glede na leto 2022 so zaokrožene na eno decimalno mesto.



SLIKA 118: DINAMIKA ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V LETU 2023 GLEDE NA TIP ODJEMA

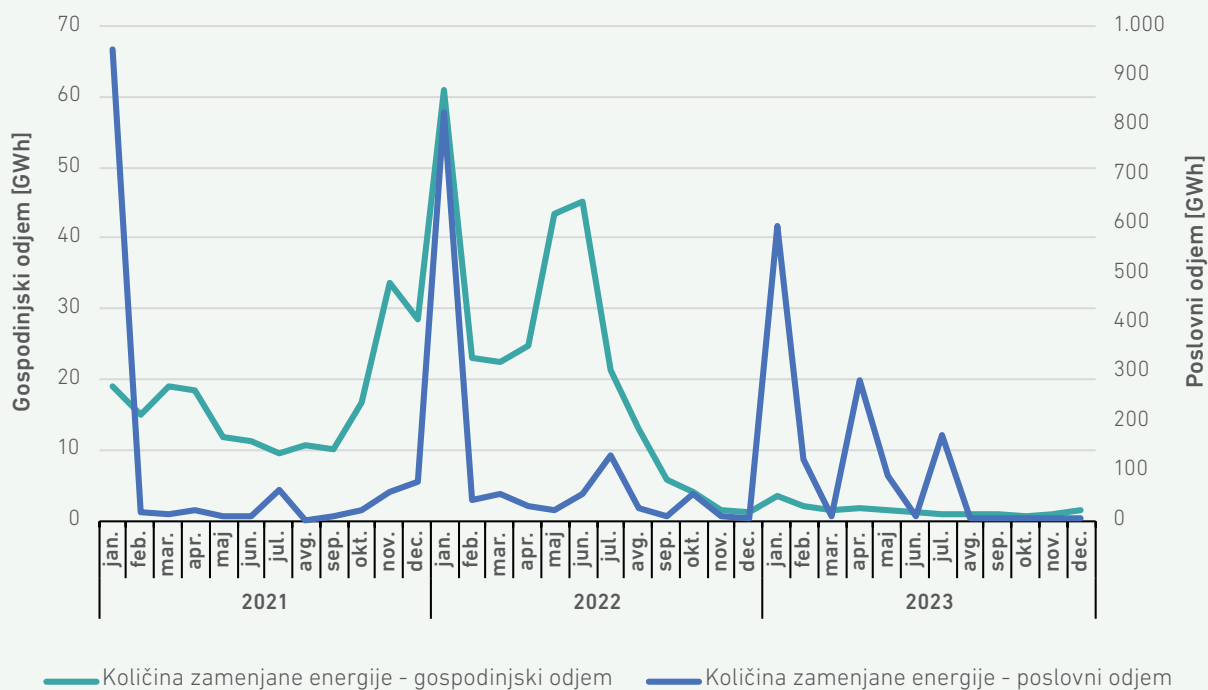


VIRA: AGENCIJA, SODO

Slika 119 prikazuje trend gibanja količine zamenjane energije v obdobju 2021–2023. Količina zamenjane energije je tesno povezana s številom menjav dobavitelja. Zamenjana količina energije je količina, ki jo je odjemalec porabil v obdobju enega leta in bo zaradi menjave dobavitelja vplivala na povečanje porabe energije pri drugem (novem) dobavitelju. Zato je običajno ob večjem številu menjav dobavitelja poslovnih in gospodinskih odjemalcev tudi zamenjana količina energije večja. Na sliki je zelo dobro razviden skok količine zamenjane

energije gospodinskih odjemalcev v začetku leta 2023. Pri gospodinskih odjemalcih je količina zamenjane energije v letu 2023 za 93,6 % manjša v primerjavi z letom prej. Delež zamenjane količine energije pri gospodinskih odjemalcih pa je znašal 0,01 %. Pri poslovnih odjemalcih je na drugi strani količina zamenjane energije v letu 2023 za 4,5 % večja v primerjavi z letom prej, delež zamenjane količine energije pri poslovnih odjemalcih pa je znašal 16,1 %, kar je povečanje v višini 2,9 odstotne točke v primerjavi z letom 2022.

SLIKA 119: KOLIČINE ZAMENJANE ENERGIJE GLEDE NA TIP ODJEMA



VIRA: AGENCIJA, SODO

V nadaljevanju prikazujemo analizo menjav dobavitelja pri gospodinjstkih in poslovnih odjemalcih na posameznih geografskih območjih, ki jih določajo distribucijska območja, s ciljem ugotoviti morebitna odstopanja od slovenskega povprečja. Izbira odjemalca (dobavitelj, produkt) ni lokacijsko pogojena, so pa območja različno gospodarsko in demografsko razvita, na trgu pa so še vedno aktivni dobavitelji, ki zgodovinsko izhajajo iz elektrodistribucijskih podjetij, tj. lastnikov in pogodbenih upravljavcev omrežij na posameznih distribucijskih območjih in so t. i. prvotni dobavitelji (angl. »incumbent supplier«). V letu 2023 pa vsi prvotni dobavitelji⁹¹ več niso bili v večinski lasti podjetij, ki izvajajo dejavnosti GJS operaterja prenosnega oziroma distribucijskega sistema.

Vsi dobavitelji električne energije dobavljajo energijo na območju celotne Slovenije, zato je vsem odjemalcem zagotovljena enaka možnost izbire. Večji oziroma manjši deleži menjav na posameznih

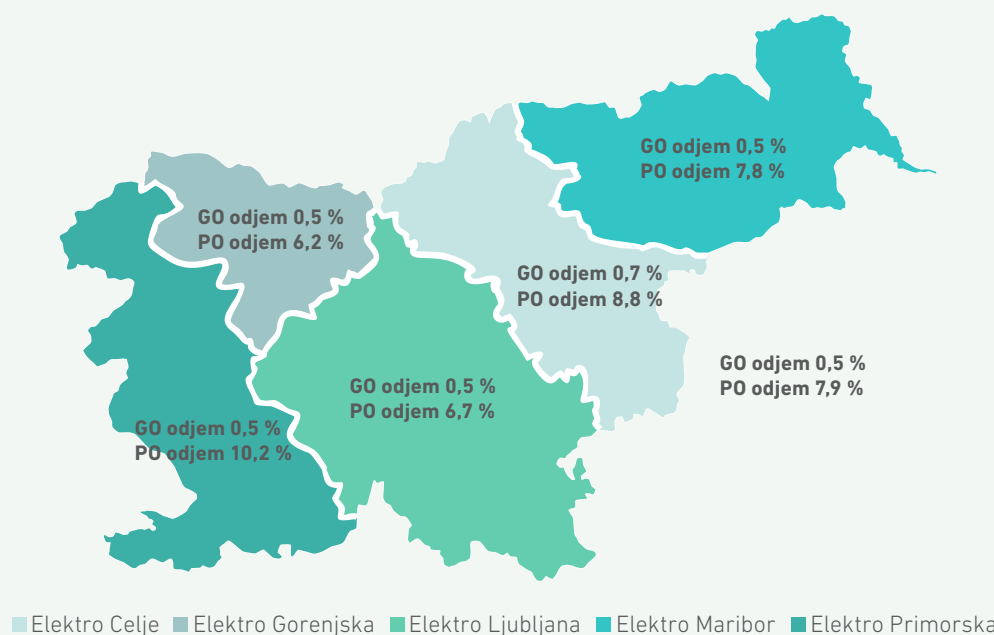
območjih distribucijskih podjetij so v splošnem lahko posledica večje ali manjše cenovne elastičnosti tega območja na strani povpraševanja. Na število menjav vplivajo tudi večja aktivnost odjemalcev v preteklih obdobjih, ciljno oglaševanje dobaviteljev, pripadnost dobaviteljem, ki so ali so v preteklosti bili integrirani z distribucijskim podjetjem, zaupanje v blagovno znamko idr. Ob enaki angažiranosti odjemalcev na celotnem območju Slovenije, torej samo teoretično, bi bilo število menjav dobavitelja sorazmerno skupnemu številu gospodinjstkih odjemalcev, priključenih na posameznem območju distribucijskega sistema, posledično pa bi bili deleži menjav enaki.

Dejanski podatki za leto 2023 sicer kažejo na različne deleže menjav dobavitelja, kot je razvidno s slike 120, pri čemer so razlike v ravni menjav dobavitelja med območji nepomembne. Razloge za to podajamo v nadaljevanju.

91 Dobavitelji, ki so bili pred popolnim odprtjem trga v 2007 povezani z aktivnostjo GJS (angl. »incumbent supplier«).



SLIKA 120: DELEŽ MENJAV DOBAVITELJA GOSPODINJSKIH IN POSLOVNIH ODJEMALCEV NA OBMOČJU POSAMEZNEGA EDP



VIRA: AGENCIJA, SODO

Analiza je pokazala, da se deleži menjav dobavitelja gospodinjskih odjemalcev na distribucijskem območju večinoma gibljejo okoli 0,5 %, razen območja Elektra Celje, kjer je delež menjav enak 0,7 %. 0,5-odstoten je tudi delež menjav ob upoštevanju celotnega trga. Ker gre za odsotnost pogojev za razvoj konkurence, primerjava z letom 2022 ni smiselna.

V nadaljevanju prikazujemo analizo o skupnem letnem številu menjav dobavitelja v obdobju 2019–2023, kjer je razvidno, kolikokrat so odjemalci postopek menjave dobavitelja izvedli v enem letu. S to analizo kažemo pogostost menjave dobavitelja posameznega gospodinjskega ali poslovnega odjemalca v enem letu. Iz rezultatov pričakovano izhaja, da je v vsakem posameznem letu od vseh odjemalcev, ki so v tem letu izvedli menjavo dobavitelja, največji delež (v povprečju 96,5 %) takih odjemalcev, ki so menjavo dobavitelja opravili le enkrat na leto. Če analiziramo posebej gospodinjski ali poslovni odjem, je povprečje menjav pri poslovnih

odjemalcih, ki so menjavo izvedli enkrat na leto 93,7 %, pri gospodinjskih odjemalcih pa 97,7 %.

So pa med odjemalci tudi takšni, ki so menjavo dobavitelja v enem letu opravili več kot enkrat. Tako med gospodinjskimi kot poslovnimi odjemalci najdemo odjemalce, ki so menjavo dobavitelja v enem letu opravili tudi štirikrat. V letu 2022 so pri gospodinjskih odjemalcih tudi takšni, ki so menjavo opravili petkrat, in en odjemalec, ki je menjavo opravil kar šestkrat, čemur so najverjetneje botrovale ekstremne visoke cene v letu 2022. K običajnemu kazalniku (delež števila menjav dobavitelja) dodatno obravnavamo delež odjemalcev, ki so izvedli menjavo dobavitelja. Ta delež je od deleža števila menjav dobavitelja nekoliko manjši, saj se v analizi upošteva število odjemalcev, od katerih so nekateri menjavo dobavitelja v enem letu izvedli več kot enkrat. Podrobni podatki o številu in deležu menjav dobavitelja v opazovanem obdobju 2019–2023 so na voljo v tabeli 32.

TABELA 32: ŠTEVILO IN DELEŽI MENJAV DOBAVITELJA V OBDOBJU 2019–2023 PO LETIH

Vsi odjemalci	2019	2020	2021	2022	2023
Število odjemalcev na sistemu	959.817	963.544	971.542	976.411	983.190
Število menjav dobavitelja	54.889	46.107	46.098	70.162	13.431
• enkrat na leto	52.993	44.772	42.429	64.386	11.773
• dvakrat na leto	901	621	1.645	2.580	761
• trikrat na leto	26	31	81	174	31
• štirikrat na leto	4	0	0	17	9
• petkrat na leto	0	0	0	5	0
• šestkrat na leto	0	0	0	1	0
Število odjemalcev, ki so menjali dobavitelja	53.924	45.424	44.155	67.163	12.574
Delež števila menjav dobavitelja	5,72 %	4,79 %	4,74 %	7,19 %	1,37 %
Delež odjemalcev, ki so menjali dobavitelja	5,62 %	4,71 %	4,54 %	6,88 %	1,28 %

Poslovni odjemalci	2019	2020	2021	2022	2023
Število odjemalcev na sistemu	108.943	108.505	110.766	110.552	111.303
Število menjav dobavitelja	13.423	8.663	11.541	12.041	8.758
• enkrat na leto	12.919	8.509	9.355	9.717	7.407
• dvakrat na leto	243	71	973	1.016	640
• trikrat na leto	6	4	80	96	21
• štirikrat na leto	0	0	0	1	2
Število odjemalcev, ki so menjali dobavitelja	13.168	8.584	10.408	10.830	8.070
Delež števila menjav dobavitelja	12,32 %	7,98 %	10,42 %	10,89 %	7,87 %
Delež odjemalcev, ki so menjali dobavitelja	12,09 %	7,91 %	9,40 %	9,80 %	7,25 %

Gospodinjski odjemalci	2019	2020	2021	2022	2023
Število odjemalcev na sistemu	850.874	855.039	860.776	865.859	871.887
Število menjav dobavitelja	41.466	37.444	34.557	58.121	4.673
• enkrat na leto	40.074	36.263	33.074	54.669	4.366
• dvakrat na leto	658	550	672	1.564	121
• trikrat na leto	20	27	1	78	10
• štirikrat na leto	4	0	0	16	7
• petkrat na leto	0	0	0	5	0
• šestkrat na leto	0	0	0	1	0
Število odjemalcev, ki so menjali dobavitelja	40.756	36.840	33.747	56.333	4.504
Delež števila menjav dobavitelja	4,87 %	4,38 %	4,01 %	6,71 %	0,54 %
Delež odjemalcev, ki so menjali dobavitelja	4,79 %	4,31 %	3,92 %	6,51 %	0,52 %

VIR: AGENCIJA



Nadalje smo v analizi pogledali tudi odstotek odjemalcev, ki v obdobju petih oziroma treh let niso menjali dobavitelja, pri čemer smo v primeru večkratne menjave to upoštevali samo enkrat. Število vseh odjemalcev nam predstavlja povprečno število odjemalcev v zadnjih petih oziroma treh letih. Rezultat je prikazan v tabeli 33.

81,1 % odjemalcev v zadnjih petih letih ni menjalo dobavitelja

TABELA 33: ŠTEVILO IN ODSOTOK ODJEMALCEV, KI NISO MENJALI DOBAVITELJA MED LETOMA 2019–2023 IN 2021–2023

	2019–2023		2021–2023	
	Po številu	%	Po številu	%
Gospodinski odjem	713.195	82,84 %	774.495	89,42 %
Poslovni odjem	73.683	66,98 %	87.016	78,48 %
Skupaj	786.878	81,05 %	861.511	88,17 %

VIR: AGENCIJA

Ocena potencialnih koristi menjave dobavitelja

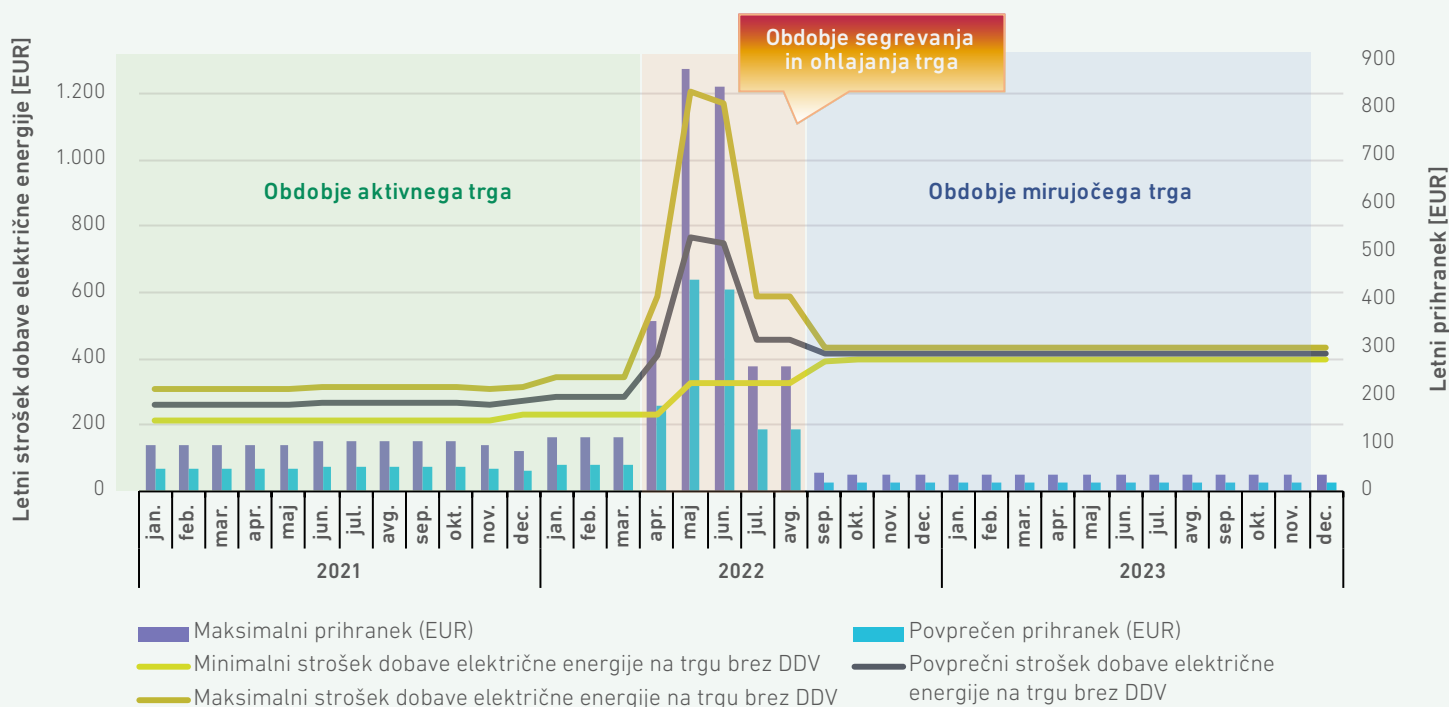
Z menjavo dobavitelja lahko vsak odjemalec zmanjša svoj letni strošek za dobavo električne energije, uskladi in izboljša pogodbeno razmerja z dobaviteljem ter tako pridobi dodatne ugodnosti.

Slika 121 prikazuje gibanje minimalnih, maksimalnih in povprečnih stroškov značilnega slovenskega

gospodinskega odjemalca⁹² za dobavljeno električno energijo na maloprodajnem trgu na letni ravni brez omrežnine, prispevkov, trošarine in davka na dodano vrednost, ki izhaja iz objavljenih ponudb v primerjalniku stroškov oskrbe.

92 Profil odjema: obračunska moč 8 kW, letna poraba 2.100 kWh (MT) in 1.996 kWh (VT).

SLIKA 121: POTENCIALNI LETNI PRIHRANEK PRI MENJAVI DOBAVITELJA NA PODLAGI RAZLIKE MED NAJDRAŽJO IN NAJCENEJŠO TER MED NAJDRAŽJO IN POVPREČNO PONUDBO NA TRGU



VIR: AGENCIJA

Maksimalni (letni) stroški upoštevajo najdražje ponudbe na maloprodajnem trgu za dobavo električne energije⁹³. Minimalni (letni) stroški upoštevajo najugodnejšo objavljeno ponudbo v primerjalniku stroškov oskrbe, h kateri lahko pristopi vsak odjemalec. Povprečni (letni) strošek dobave električne energije je izračunan kot povprečje med najugodnejšo in najdražjo ponudbo na maloprodajnem trgu, na podlagi katerih se je izvajala dobava energije odjemalcem. Na ravni posameznega meseca se pri določitvi potencialnega maksimalnega prihranka upošteva razlika med maksimalnimi in minimalnimi letnimi stroški, medtem ko se pri določitvi potencialnega povprečnega prihranka upošteva razlika med povprečnimi in minimalnimi letnimi stroški.

Od septembra 2022 naprej se je začela uporabljati Uredba o določitvi cen električne energije⁹⁴, ki je določila najvišje dovoljene maloprodajne cene električne energije in je veljala do konca avgusta 2023, septembra 2023 pa je začela veljati Uredba o določitvi cene električne energije⁹⁵, ki je veljala do konca leta 2023. Povzročila je izrazito znižanje

Pričakovane koristi menjave dobavitelja so znatno zmanjšali intervencijski ukrepi za blaženje posledic energetske krize

razlike med najdražjo in najugodnejšo ponudbo na maloprodajnem trgu ter posledično nižji potencialen maksimalen in povprečen potencialen prihranek. V času, ko sta se uporabljali oziroma sta veljali omenjeni uredbi, so vsi dobavitelji, ki so imeli maloprodajne cene pod mejo najvišjih dovoljenih, predpisanih s strani vlade, dvignili cene praktično na mejo najvišjih dovoljenih. Tako je v tem času razliko med najugodnejšo in najdražjo ponudbo na maloprodajnem trgu povzročila le minimalna razlika v ceni zaradi vpliva ene same ponudbe na trgu ter pavšalni stroški, ki si jih pri posameznih ponudbah zaračunavajo dobavitelji.

93 Delež gospodinjstkih odjemalcev, ki je imel dobavo po tej ponudbi, je bil po informacijah dobaviteljev večji od 0,03 %.

94 Uredba o določitvi cen električne energije (Uradni list RS, št. 95/22 in 98/22)

95 Uredba o določitvi cene električne energije (Uradni list RS, št. 45/23)



Ukrepi za spodbujanje konkurence

Agencija spremlja maloprodajni trg z električno energijo ter pri tem sodeluje z regulativnimi in nadzornimi organi na državni ravni, na primer s Tržnim inšpektoratom Republike Slovenije, Javno agencijo Republike Slovenije za varstvo konkurence ter po potrebi tudi z neodvisnimi in neprofitnimi potrošniškimi organizacijami. Ukrepi agencije so različni in izhajajo iz internih analiz, bilateralnega delovanja in izsledkov javnih posvetovanj.

Maloprodajne cene električne energije v normalnih razmerah niso regulirane, zato agencija priporočil glede oblikovanja teh cen ne izdaja. Izjema je cena električne energije za zasilno oskrbo, ki je regulirana in jo zagotavlja operater distribucijskega sistema. Ceno take dobave določi operater distribucijskega sistema in jo javno objavi. Cena mora biti višja od tržne cene za dobavo pri primerljivem odjemalcu, ne sme pa je presegati za več kot 25 %. Če operater distribucijskega sistema cene ne

določi ali jo določi v nasprotju s predpisi, jo določi agencija. Odstopanja od te metodologije so možna v času izrednih razmer na trgu. SODO je 1. 7. 2023 na podlagi analize razmer in posvetovanja z agencijo in ministrstvom, pristojnim za energijo, uveljavil pomembno korekcijo cene zasilne oskrbe, ki je veljala vse od 1. 8. 2022, in sicer jo je glede na razvoj veleprodajnih cen znižal. Ker je sedem mesecev bila cena zasilne oskrbe za gospodinj-ski odjem 260,44 EUR/MWh, pet mesecev pa 312,57 EUR/MWh, je v letu 2023 znašala povprečna cena zasilne oskrbe 282,20 EUR/MWh. To je bistveno višje od metodološke meje v skladu z ZOEE upoštevajoč raven zamejene maloprodajne cene, vendar je cena upoštevala tveganja, ki jim podvržen operater zaradi volatilnosti razmer na trgu in je bila s tem odvrčljiva, s ciljem, da bi odjemalci čim prej prehajali z zasilne oskrbe na produkte dobave, ki so jim bili na voljo na trgu.

Zagotavljanje učinkovite izmenjave podatkov v ključnih procesih na trgu

Agencija je v okviru ukrepov, ki jih v skladu s svojimi pristojnostmi izvaja za poenotenje najpomembnejših procesov izmenjave podatkov na državni in regionalni ravni, pri vzpostavljanju učinkovite izmenjave podatkov med udeleženci na trgu usmerjala udeležence k uporabi odprtih standardov in ponovni uporabi generičnih modelov Evropskega foruma za izmenjavo poslovnih informacij v energetiki (eBIX⁹⁶) ter modelov ENTSO-E v največji možni meri.

Nova normativna ureditev na ravni EU ter vizija razvoja energetskih omrežij do leta 2050 predvidevata popolno integracijo energetskih omrežij (električna energija, plin, toplota) ter polno angažiranost odjemalcev (razvoj trga s prožnostjo). Harmonizacija procesov izmenjave podatkov z uporabo odprtih standardov na trgih z energijo s tem postaja še pomembnejša in je ključna za odpravo določenih ovir za vstop novih udeležencev na trg ter znižuje stroške vstopa. Izmenjava podatkov postaja vse kompleksnejša in je večinoma zahtevana blizu ali v realnem času. Tudi na maloprodajnih trgih se zaradi razvoja novih poslovnih modelov oziroma energetskih storitev, ki temeljijo na dostopu do podrobnih merilnih podatkov, izrazito kaže potreba po harmonizaciji dostopov in izmenjave podatkov o porabi oziroma proizvodnji, saj mora biti dostop do teh podatkov zagotovljen centralizirano ali lokalno (na merilni napravi) upravičencem (agregatorju, dobavitelju, ponudniku energetskih storitev itd.) na podlagi avtorizacije odjemalca. Zakonodajni okviri

morajo za podporo zeleni transformaciji zagotavljati zadostne ravni varovanja podatkov in zasebnosti, orodja za opolnomočenje in spodbujanje aktivnega odjema, nediskriminatorno okolje in enake pogoje delovanja za vse deležnike, tehnološko nevtralen regulativni okvir, pri čemer morajo biti prepoznane nove naloge tradicionalnih akterjev. V Direktivi (EU) 2019/944 je poleg zahtev za učinkovito in varno izmenjavo podatkov prvič opredeljen tudi kontekst zagotavljanja interoperabilnosti.

Od držav EU se pričakuje, da bodo omogočile popolno interoperabilnost energetskih storitev v EU, da bi spodbudile konkurenco in se izognile pretiranim upravnim stroškom. Primarni cilj je tudi dodatno zaščititi potrošnike in jih z digitalizacijo opolnomočiti, da bodo bolj dejavni pri energetskem prehodu. Strategija EK je zagotoviti harmonizacijo na podlagi uveljavitve procesnega referenčnega modela⁹⁶, v katerega je možno v veliki meri umestiti nacionalne prakse in posebnosti.

Direktiva (EU) 2019/944 od Komisije zahteva, da sprejme zahteve glede interoperabilnosti ter nediskriminatorne in pregledne postopke za dostop do podatkov o merjenju, porabi ter podatkov, potrebnih za zamenjavo odjemalcev, prilagajanje odjema in druge storitve. V juniju 2023 je bila sprejeta Izvedbena uredba Komisije (EU) 2023/1162 z dne 6. junija 2023 o zahtevah za interoperabilnost ter nediskriminatornih in preglednih postopkih za dostop do merjenih podatkov in podatkov o

96

Niz referenčnih postopkov za dostop do podatkov, ki opisujejo izmenjavo informacij med vlogami (ne deležniki). Vključuje semantični model podatkov, ki se izmenjujejo, kot tudi opis in povezovanje sistemov in postopkov, ki se uporabljajo za nadzor, dostop in izmenjavo teh podatkov.

porabi⁹⁷. Zahteve in postopki, ki se izvajajo v skladu s to novo sekundarno zakonodajo, bodo zagotovili, da se za izmenjavo merilnih podatkov in podatkov o porabi v državah EU uporablja en skupen referenčni model. Izvedbena uredba je prva od številnih tovrstnih uredb, ki bodo vzpostavljene v naslednjih dveh letih za lažjo interoperabilnost odjemalčevih podatkov o energiji v skladu s 24. členom Direktive (EU) 2019/944 in eden ključnih rezultatov Akcijskega načrta za digitalizacijo energije EU. Poznejši predpisi se bodo osredotočali na podatke v zvezi z menjavo dobavitelja, prilagajanjem odjema in drugimi storitvami. Na podlagi prej omenjene izvedbene uredbe bodo odjemalci lahko dobili enostaven dostop do svojih merilnih podatkov in tudi dovolili, da podatke o njihovi porabi ali proizvodnji energije uporabijo tretje osebe na načine, ki jim bodo koristili. To lahko vključuje na primer prejem prilagojene ocene o tem, katera pogodba bi bila najboljša in najcenejša za izpolnitev njihovih potreb po energiji, informacije glede namestitve obnovljivih virov energije ali ocene prihrankov energije. Na ta način so nova pravila pomemben dejavnik za evropski zeleni dogovor in REPowerEU, saj potrošnikom dajejo moč, da aktivno sodelujejo pri energetskem prehodu, in jim omogočajo dostop do cenovno ugodnejše energije. Za podjetja in operaterje prenosnih in distribucijskih sistemov bodo ta pravila in tista, ki bodo prišla z naslednjim valom podatkovnih izvedbenih aktov, olajšala njihovo delovanje na notranjem trgu ter omogočila enostaven, varen in učinkovit pretok podatkov do tistih, ki jih potrebujejo. Po drugi strani pa bo to operaterjem pomagalo izboljšati obstoječe procese ter spodbudilo razvoj in zagotavljanje novih energetskih storitev, kot sta souporaba energije in prilagajanje odjema.

Implementacija izmenjave podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo v Sloveniji večinoma upošteva ustrezne referenčne modele (npr. harmoniziran model vlog na trgu z energijo ENTSO-E/ebIX/EFET ipd.). V letu 2023 je potekalo intenzivno prilagajanje procesov posodobljenemu modelu trga, ki temelji na uvedbi merilne točke⁹⁸, podpira razvoj podrednih meritev in med drugim omogoča uporabo koncepta deljene dobave⁹⁹ ter razvoj storitev prožnosti, s katerim so se na nacionalni ravni končno odpravila neskladja z referenčnim modelom in omogočile kar največje možnosti za razvoj energetskih storitev in krepitev konkurence na maloprodajnem trgu.

Spletni podatkovni portal nacionalnega podatkovnega vozlišča mojelektro.si v svoji zasnovi na

področju centraliziranega dostopa do podatkov zagotavlja skladnost s predlogom izvedbenega akta o dostopu do podatkov o porabi (segment B2C). Neskladna področja so predvsem zagotavljanje interoperabilnosti na ravni lokalnega dostopa do podatkov (I1 vmesnik na pametnem števcu) in pa implementacija na področju prožnosti, kjer je zaznati načrtovana odstopanja od referenčnih modelov, začenši z neustrezno opredelitvijo vlog in odgovornosti. Ker se to področje razvija, agencija predvideva, da je neskladje prehodnega značaja.

Akt o identifikaciji entitet v elektronski izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom obvezuje tržne udeležence k uporabi standardiziranih identifikatorjev ključnih podatkovnih entitet v elektronski izmenjavi podatkov na trgu. Vse ključne podatkovne entitete v elektronski izmenjavi podatkov morajo biti na podlagi splošnega akta agencije določene s standardiziranimi identifikatorji.

Agencija je svojo strategijo na področju harmonizacije izvajala z javnimi posvetovanji, bilateralnim delovanjem ter v okviru sodelovanja v strokovnih platformah, kot sta na primer Sekcija IPET ter ebIX®.

V okviru sekcije IPET so bile v letu 2023 obravnavane naslednje ključne teme:

- vpliv samooskrbe na preostali diagram odjema (bilančnega obračuna) in izračunavanje,
- vpeljava deljene dobave v izvajanje (SONDSEE),
- prehod gospodinjstev odjemalcev s preostalega diagrama na merjen odjem za bilančni obračun,
- spremembe obračunavanja omrežnine,
- enotna vstopna točka,
- postopki zaključevanja življenjskega cikla združenja ebIX®.

Delo ebIX® je v letu 2023 zaznamovala formalna odločitev ebIX Forum o njegovem prenehanju, sprejeta v maju 2023 in delo se je preneslo na druge organizacije, večinoma v okvir delovanja EU DSO. Na področju harmonizacije izmenjave podatkov pa je bil poudarek na modeliranju procesov na področju prožnosti z razvojem in javno objavo modelov za izmenjavo podatkov na ravni poslovnih zahtev (BRS) za distribuirano prožnost in na aktivnem prispevku ebIX® k nastajajočemu okviru EU za zagotavljanje interoperabilnosti. Ob tem je ebIX® v sodelovanju z ENTSO-E ter EFET objavil novo verzijo harmoniziranega modela vlog.

97 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1162>

98 Implementacija domene »Metering Point« v skladu z referenčnim modelom.

99 Angl. »split supply« - glej Poročilo USEF



ŠTUDIJA PRIMERA

Vidiki prenehanja eblX® na ravni EU



Med izzivi na področju interoperabilnosti podatkov o potrošnikih so nacionalne razlike v tradicionalnih procesih na maloprodajnem trgu ter obravnavanje in opredelitev posebnih postopkov za izjeme. Prej omenjena maloprodajna procesa, kot sta zamenjava dobavitelja ali obračun, se razlikujeta glede na število potrebnih interakcij med udeleženci na trgu za dokončanje postopka. Izjeme so lahko posledica držav, ki upoštevajo regionalne vidike, povezane z obveznostmi javnih storitev ali davki in dajatvami. Visoka stopnja harmonizacije med državami članicami je kratkoročno malo verjetna, saj so posamezne države vložile veliko časa, truda in stroškov v določanje postopkov ter razvoj standardiziranih postopkov in formatov na nacionalni ravni. Implementacija nastajajočih storitev bi lahko naletela na manj ovir. Vendar razlike med državami članicami glede hitrosti uvajanja pametnih števecov, zgodovine in razdrobljenosti podatkov o porabi ter funkcionalnosti pametnih števecov ostajajo. Te razlike lahko predstavljajo izziv za interoperabilnost storitev, ki temeljijo na deljenju oziroma souporabi podatkov.

eblX® je v zadnjih 20 letih igral ključno vlogo pri harmonizaciji tržnih procesov v EU, zato je bila konec leta 2010 ustanovljena slovenska Sekcija za izmenjavo podatkov na energetskem trgu (Sekcija IPET), ki deluje pod okriljem Energetske zbornice Slovenije, v strateškem sodelovanju z eblX®¹⁰⁰ uspela z usmerjanjem svojih članov narediti bistvene premike k harmonizaciji zadevnih procesov. Pri tem je upoštevala harmoniziran model vlog ENT-SO-E/eblX®/EFET (HRM), ki je skozi vso navedeno obdobje vzdrževan in nadgrajevan glede na razvoj trga kot posledica normativnih sprememb na ravni EU. Zadnji večji dosežek sodelovanja Sekcije IPET in eblX® predstavlja uvedba t. i. merilne točke, ki je ključna za podporo novim poslovnim modelom in konceptom iz zakonodajnega svežnja »Čista energija za vse Evropejce«, pa čeprav je bilo za to spremembo potrebnih več kot 10 let trajajočega strokovnega diskurza. Sodelovanje z eblX® pa je bilo ključno za uporabo odprtih standardov v izmenjavi podatkov na trgu z energijo v Sloveniji vključno z uporabo standardiziranih shem identifikacije entitet, uporabo HRM pri modeliranju in implementaciji procesov izmenjave podatkov, kakor tudi pri prenosu normativnega okvira EU v nacionalno zakonodajo, posebej še pri implementaciji modela deljene dobave (angl. »split-supply«) ter uporabe prožnosti in z njima povezanih konceptov vlog in odgovornosti. Določeni eblX® standardi so brez

pomembnih prilagoditev uporabljeni za implementacijo procesov izmenjave podatkov v Sloveniji, npr. v domeni operaterja trga ter GJS ODS.

Kaj je eblX®?

eblX®, evropski forum za izmenjavo energetskih poslovnih informacij, je neprofitna organizacija, katere cilj je pospešiti, razviti in standardizirati elektronsko izmenjavo informacij v evropski energetski industriji za plin in električno energijo. eblX® je neodvisna organizacija, ki sodeluje z ustreznimi organizacijami in spodbuja uporabo odprtih standardov eblX®. eblX® se osredotoča na izmenjavo administrativnih podatkov za notranje evropske trge za električno energijo in plin ter na harmonizacijo izmenjave podatkov za električno energijo in plin med različnimi vlogami na liberaliziranih evropskih energetskih trgih. eblX® sledi temu cilju z uporabo mednarodnih in odprtih standardov za ustvarjanje tehnološko neodvisnega modela, ki predstavlja običajne generične procese izmenjave podatkov, ki temelji na najboljših praksah in je primeren za implementacijo v programsko opremo za upravljanje energetskih podatkov. eblX® se ukvarja s procesi med udeleženci na trgu, ki obravnavajo poslovne in administrativne podatke. eblX® je pokrival predvsem potrebe za maloprodajni trg (angl. »downstream«) in vmesnike do veleprodajnega trga (angl. »upstream«). eblX® je upošteval pravila Evropske unije, kjer je to bilo izvedljivo.

Kratka zgodovina

Vse se je začelo že leta 1993, ko je norveška borza električne energije Statnett Marked (danes Nord Pool Spot) izdelala standardizirana navodila za implementacijo na podlagi mednarodnega UN/CEFACT EDIFACT standarda. Navodila za implementacijo so opisala izmenjavo sporočil, ki vsebujejo informacije o ponudbah, poročila o ponudbi in prodaji med akterji in borzo električne energije. Ta standard je bil nato razširjen z izmenjavo merilnih podatkov med akterji na nordijskem energetskem trgu, kar je leta 1995 vodilo do ustanovitve Ediel Nordic Forum (ENF). Druge evropske države so prepoznale pomen tega dela in se pridružile ENF kot opazovalci. Implementirali so sporočila, ki temeljijo na standardih Ediel, saj vsestranskost teh sporočil omogoča nacionalne prilagoditve. Člani ENF in opazovalci so želeli, da bi se ta razširjeni forum razvil v vseevropsko pobudo, zato je bil leta 2002 eblX®

ustanovljen kot vseevropska organizacija. Skoraj 10 let kasneje se eBlX[®] pridruži Slovenija in prek predstavnikov Sekcije IPET odigra vidnejšo vlogo s sopredsedovanjem eBlX[®] Forum oziroma aktivnim prispevkom v delovnih telesih eBlX[®].

Vloga in rezultati eBlX[®] pri harmonizaciji procesov maloprodajnega trga v EU

eBlX[®] zagotavlja standardizirane in usklajene procese za liberalizirane prodajne trge električne energije in plina s poudarkom na izmenjavi informacij ob upoštevanju pravil EU ob omogočanju nacionalnih prilagoditev. Natančneje, eBlX[®] ponuja izvedljive procesne modele, vključno z definicijo izmenjanih informacij, ki temeljijo na najboljših praksah in izkušnjah, pridobljenih v državah članicah, z uporabo odprtih mednarodnih standardov in uporabo »poslovnega jezika«, da je čim bolj razumljiv za poslovneže. Poleg tega eBlX[®] ponuja forum kot strokovno platformo za izmenjavo znanj med državami članicami. Modeli eBlX[®] temeljijo na harmoniziranem modelu vlog na trgu z energijo¹⁰¹, ki ga vzdržuje harmonizacijsko telo, ki deluje holistično in upošteva širše vidike prilagoditev.

eBlX[®] ponuja usklajene specifikacije poslovnih zahtev (BRS) za vse ključne nadaljnje poslovne procese v evropskem sektorju električne energije in plina, ki temelji na izkušnjah in najboljših praksah. Sem med drugimi spadajo procesi izmenjave podatkov kot so administracija odjemalčevega soglasja, menjava dobavitelja, selitev odjemalca, konec dobave, uskladitev karakteristik obračunskega mesta odjemalca, omrežnih območij ter konfiguracije za izvajanje meritev, upravljanje obračunskih mest, vnaprejšnja zahteva za posredovanje matičnih podatkov o merilnem mestu, sprememba bilančne odgovorne osebe, sprememba odgovornega subjekta za merilne podatke in njegovo prenehanje, kombinirano obračunavanje omrežja in dobave, odbiranje/določanje odčitka števca, poravnava odstopanj, označevanje energije, usklajevanje, obračunavanje, specifikacije za uporabo razpršene prožnosti vključno z administracijo registra prožnosti in druge. Ob tem so pomembnejši izdelki še poslovni informacijski modeli (BIM) za določene procese, predlog za pretvorbo BRS v CIM, priporočila za uporabo shem identifikacije podatkovnih entitet ter podporna dokumentacija z navodili.

UML Model eBlX[®] za evropski energetski trg s povezanimi BRS in poslovnimi informacijskimi modeli (BIM) je vsekakor edini znani robusten interoperabilnostni okvir v domeni »downstream«, ki se uporablja pri implementaciji izmenjave podatkov na nacionalnem energetskem trgu. Nekatere države članice eBlX[®] so implementirale različne različice modela eBlX[®], običajno z razširitvijo zaradi nacionalnih posebnosti. V drugih državah članicah eBlX[®] so bili izbrani eBlX[®] BRS vzeti kot referenčni modeli za nacionalno implementacijo. Modeli eBlX[®] so trenutno edini znani razpoložljivi procesni model za nadaljnji energetski trg in veljajo za pomembne v procesu doseganja interoperabilnosti. Uporabljajo se lahko kot osnova za implementacijo nekaterih potrebnih domenskih referenčnih modelov na funkcijski plasti (eBlX BRS) kot tudi na informacijski plasti (eBlX BIM), hkrati pa omogočajo nacionalne ali regionalne posebnosti in prilagajanje.

eBlX[®] Forum se je na svojem sestanku 30. maja 2023 uradno odločil zapreti eBlX[®] do konca leta 2023 in svoje rezultate, dosežene v preteklih letih, predati EU DSO Entity.

Zaradi prenosa področja dela in rezultatov na vzpostavljajočo se EU DSO entiteto je pričakovati pomanjkanje kompetenc in zastoj oziroma izrazito zmanjšano učinkovitost na področju harmonizacije procesov izmenjave podatkov v domeni maloprodajnih trgov v EU. Entiteta EU DSO bo vsaj v začetni fazi namreč bistveno manj agilna entiteta in bo ustrezne kompetence šele morala vzpostaviti. Poleg tega je sodelovanje v EU DSO v večji meri pogojeno s članstvom, ki je v veliki meri omejeno na predstavnike operaterjev distribucijskih sistemov. Sodelovanje strokovnjakov nacionalnih regulatorjev je tako praktično neizvedljivo, enako pa velja tudi za predstavnike dobaviteljev, agregatorjev in nenazadnje tudi operaterjev prenosnega sistema, ki se združujejo v okvir ENTISO-E. Vsekakor je na ravni EU zavezala vrzel, saj je prenehala delovati strokovna platforma, ki je premoščala omejitve organiziranosti in zastopanosti entitet, kot so ACER, ENTISO-E, EU DSO, pa tudi delovnih teles Evropske komisije in drugih na področju trga z zemeljskim plinom prek odprte strokovne platforme, ki je temeljila izključno na znanju in izkušnjah. Veliko vprašanje je tudi, v kakšni meri, če sploh se bo nadaljevala harmonizacija vlog in odgovornosti in nadalje procesov na trgih z zemeljskim plinom.

101 https://www.ebix.org/artikel/role_model



Zagotavljanje standardiziranih podatkovnih storitev

Vladna Uredba o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije (v nadaljevanju poglavja uredba) ter Načrt uvedbe naprednega merilnega sistema (v nadaljevanju poglavja načrt) v elektrodistribucijski sistem Slovenije med drugim opredeljujeta arhitekturo naprednega merilnega sistema (NMS), vloge in odgovornosti, minimalne funkcionalnosti in tudi vidike implementacije izmenjave podatkov na podlagi ustreznih standardov (CIM in podobno). Uredba nalaga operaterju distribucijskega sistema vzpostavitev enotne točke za dostop do merilnih podatkov sistema naprednega merjenja; ta se na podlagi prej omenjenega načrta implementira kot centralni sistem za dostop do merilnih podatkov (nacionalno podatkovno skladišče), ki ga upravlja operater distribucijskega sistema in s katerim zagotavlja podatkovne storitve za izmenjavo podatkov s poslovnimi subjekti in uporabniki omrežja v domenah B2B in B2C, v načrtu pa je širitev področja izmenjave podatkov še na segment B2G.

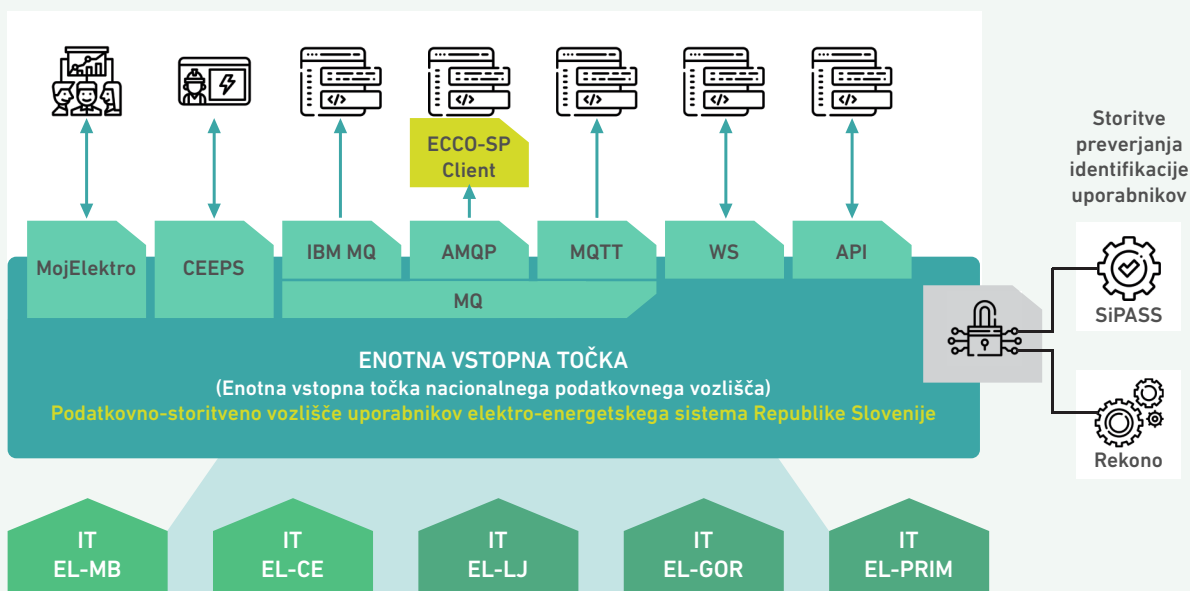
Razvoj je potekal v okviru iniciative distribucijskih podjetij, združenih v GIZ distribucije električne energije, ob sodelovanju operaterja distribucijskega sistema.

V drugi polovici leta 2022 je bila na nivoju GIZ DEE sprejeta Vizija razvoja digitalnih storitev za uporabnike distribucijskega sistema v Sloveniji, ki je predvidela uvedbo treh ključnih komponent za digitalno prihodnost distribucijskih podjetij. Ključne

komponente opredeljujejo Enotno vstopno točko kot centralni in enovit dostop do merilnih in obračunskih podatkov, Sisteme za izmenjavo podatkov na strani EDP, ki služijo za izmenjavo ključnih že obdelanih podatkov v EDP, in Platforme za obvladovanje masovnih podatkov na strani EDP, ki zbirajo podatke različnih podatkovnih virov in jih uporabljajo tako za optimizacijo lastnih procesov kot izmenjavo ključnih podatkov z uporabniki omrežja. V letu 2023 sta produkcijsko uvedeni dve tovrstni platformi, in sicer v Elektro Ljubljana in Elektro Celje. V začetku leta 2023 pa je bila potem sprejeta odločitev vseh distribucijskih podjetij, da se za potrebe obdelave podatkov za obračun električne energije uvede skupen sistem, t. i. platforma za napredno obdelavo merilnih podatkov – POMP, ki ga uvede podjetje Informatika d.o.o. in bo služil za zbiranje in pripravo 15-minutnih podatkov za potrebe procesa obračuna električne energije in delovanje podatkovnih rešitev v okviru Enotne vstopne točke nacionalnega podatkovnega vozlišča (EVT).

EVT je vozlišče, ki zagotavlja izmenjavo podatkov med distributerji in dobavitelji električne energije, končnimi uporabniki in njihovimi pooblašenci (npr. agregatorji, ponudniki sistemskih storitev), hkrati pa je centralno podatkovno vozlišče za izmenjavo podatkov na trgu z električno energijo. EVT omogoča dostop do razpoložljivih merilnih podatkov neodvisno glede na elektrodistribucijsko območje ali dobavitelja.

SLIKA 122: VISOKO NIVOJSKA ARHITEKTURA EVT NACIONALNEGA PODATKOVNEGA VOZLIŠČA



VIRI: EDP

EVT zagotavlja varno (dvostopenjski mehanizem preverjanja elektronske identitete uporabnika) in enotno registracijo in avtentikacijo ter avtonomno upravljanje pooblastil in pravic uporabnikov. Zagotavlja večstopenjsko avtentikacijo uporabnikov prek storitev preverjanja identitete SiPASS in RE-KONO, ki omogočata preverjanje identitete različnih uporabnikov (državljanov, poslovnih subjektov, javnih uslužbencev). EVT omogoča tudi elektronsko podpisovanje vlog in ostalih dokumentov.

Za potrebe obdelave podatkov so pomembni naslednji moduli EVT:

- **Portal MojElektro** – uporabniški spletni portal je namenjen vsem končnim uporabnikom in njihovim pooblaščenecem, ki ne glede na dobaviteljevo pripadnost ali distribucijsko območje dostopajo do vseh merilnih mest ter merilnih in obračunskih podatkov, do katerih so upravičeni. Omogoča pregled in izvoz vseh razpoložljivih 15-minutnih podatkov po merilnih mestih (prejeta in oddana delovna/jalova energija, možnost izvajanja agregacij na ure, dneve, tedne, mesece ...), pregleda porabe in proizvodnje nad merilnimi mesti samooskrbe, oddajo nove davčne številke na merilnem mestu, oddaje in vnosa števnega stanja na merilnem mestu;
- **Portal CEEPS** – portal omogoča centralno izvajanje bilančnega obračuna, dostop in izvoz 15-minutnih podatkov glede na bilančno upravičenost, oddajo in vnos števnih stanj v imenu končnih uporabnikov, izvajanje procesa menjave dobavitelja v skladu z zahtevami SONDSEE, dostop do obračunskih podatkov (t. i. Priloge A), urejanje vseh sprememb na merilnih mestih idr. Vanj so registrirani vsi dobavitelji električne energije, Borzen, Center za podpore, zaprti distribucijski sistemi in operater distribucijskega sistema;
- **Masovne podatkovne izmenjave – storitve B2B prek sporočilne vrste (MQ)**, v okviru katere se dnevno izvajajo masovni sprotni prenos podatkov za posameznega upravičenca, dnevno posredovanje razpoložljivih 15-minutnih merilnih podatkov za pretekli dan, dodajanje novih merilnih mest v dnevno posredovanje in sprotne proizvodbe za razpoložljive 15-minutne merilne podatke;
- **WS/REST-API** so storitve dostopa do podatkov za operaterja distribucijskega sistema (WS) in načrtovane restAPI storitve za dostop do podatkov končnega uporabnika ali pooblaščenca brez vsakokratne registracije na portal MojElektro. Storitve restAPI so v razvoju in bodo omogočale dodaten razvoj in uporabnost podatkov naprednega merilnega sistema ob spremljanju porabe in analizah za potrebe novih tarifnih sistemov;

- **Spletne storitve ECCO-sp**, ki so namenjene operaterju prenosnega sistema za posredovanje podatkov proizvodnje v realnem času in strukturnih podatkov merilnih mest.

Navedeni moduli izkoriščajo funkcionalnosti novega vmesnega sloja oziroma platforme **POMP**. POMP je zasnovana tako, da omogoča integracijo z različnimi dodatnimi vmesniki, kar zagotavlja prožnost in razširljivost sistema. Prenos merilnih podatkov iz arhitekturno nižjega sloja, ki ga sestavljajo sistemi HES (angl. »Head End System«) elektrodistribucijskih podjetij v platformo POMP poteka na dva načina:

- s sprotnim polnjenjem podatkov (»push« mehanizem) in
- s pridobivanjem zgodovinskih podatkov.

POMP vključuje integracijo s tremi ključnimi sistemi nacionalnega podatkovnega vozlišča, ki je arhitekturno najvišji sloj NMS: informacijskim sistemom eIS, portalom Moj elektro in portalom CEEPS (Centralni elektroenergetski portal Slovenije). Z uvedbo naprednih podatkovnih in pretočnih rešitev omogoča POMP skalabilno obdelavo in hranjenje velepodatkov, ki jih je na neposreden in koristen način možno uporabiti tudi v številnih scenarijih na osnovi napredne podatkovne analitike in strojnega učenja.

EVT nadgrajen za podporo novi metodologiji obračuna omrežnine

EVT predstavlja enoten portal kombiniranega operaterja in distribucijskih podjetij za dostop do podatkov s strani tretjih oseb. V sistem so vključena vsa merilna mesta in vsak lastnik merilnega mesta oziroma njegov pooblaščenec, ki preko EVT lahko dostopajo do podatkov. Odvisno od opremljenosti MM in zajema merilnih podatkov se v sistem tudi že prenašajo vsi podatki, ki so na voljo. EVT je v stalnem razvoju. V letu 2023 so ključne nadgradnje obsegale:

- **Portal Moj Elektro**: izvoz merilnih podatkov za obdobje treh let, nadgradnje prikaz dogovorjene obračunske moči za posamezno merilno mesto, spreminjanje dogovorjenih obračunskih moči, nadgradnje prikazov npr. zahteva za evidentiranje aktivnega odjemalca, dostop do podatkov preko Rest-API klica brez vstopa na spletni portal, registracija prožnosti končnih uporabnikov;



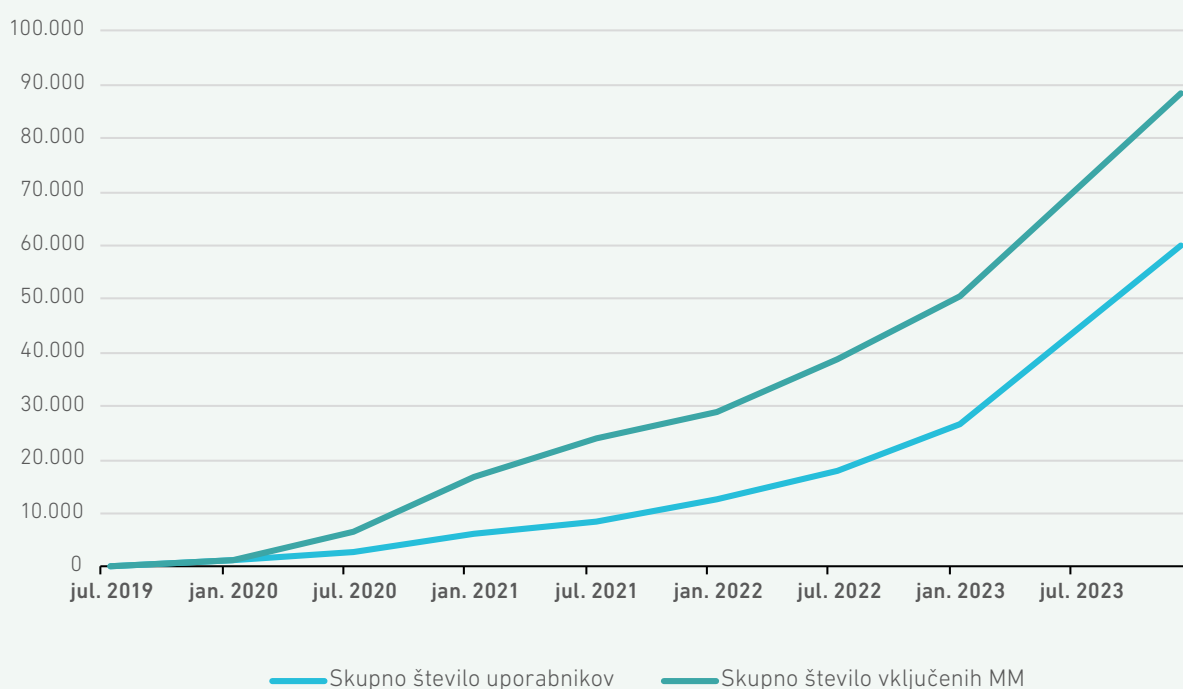
- **Portal CEEPS:** uvedba nove vloge – »ponudniki storitev prožnosti«, dostop do podatkov o dogovorjeni obračunske moči za posamezno merilno mesto in urejanje le-teh v imenu uporabnika, nadgradnja funkcionalnosti za ZDS (vključen je ZDS Jesenice);
- **B2B storitve:** spreminjanje dogovorjenih obračunskih moči.

Leta 2023 je bila v produkciji storitev Prožnost na portalu MojElektro in CEEPS za potrebe zbiranja ponudb prožnosti aktivnih uporabnikov distribucijskega sistema in vpis v začasni register prožnosti elektrodistribucijskih podjetij. Na območju Elektro Ljubljana je bila z navedeno storitvijo sklenjena pogodba o zagotavljanju prožnosti in nato v letu 2024 tudi uporabljena prožnost, ki jo je nudil vir na distribucijskem odjemu.

Elektro Ljubljana uspešno uporabila storitev Prožnost v okviru EVT ter sklenila prvo pogodbo o zagotavljanju prožnosti

Število uporabnikov portala Moj Elektro posledično neprestano narašča. Konec leta 2023 je bilo v portalu Moj Elektro registriranih skoraj 60.000 uporabnikov (124 % več kot leto prej) oziroma čez 88.000 merilnih mest (74 % več kot leto prej).

SLIKA 123: RAZVOJ ŠTEVILA REGISTRIRANIH UPORABNIKOV IN ŠTEVILA REGISTRIRANIH MERILNIH MEST V PORTAL MOJELEKTRO.SI



VIRI: EDP

Eksponentna rast je v večji meri posledica ozaveščenja odjemalcev z izvajanjem strategije komuniciranja agencije glede prenove obračunavanja omrežnine.

Ob koncu leta 2023 so dobavitelji električne energije prek storitev EVT (B2B) dnevno prejeli 15-minutne merilne podatke za več kot 470.000 merilnih točk.

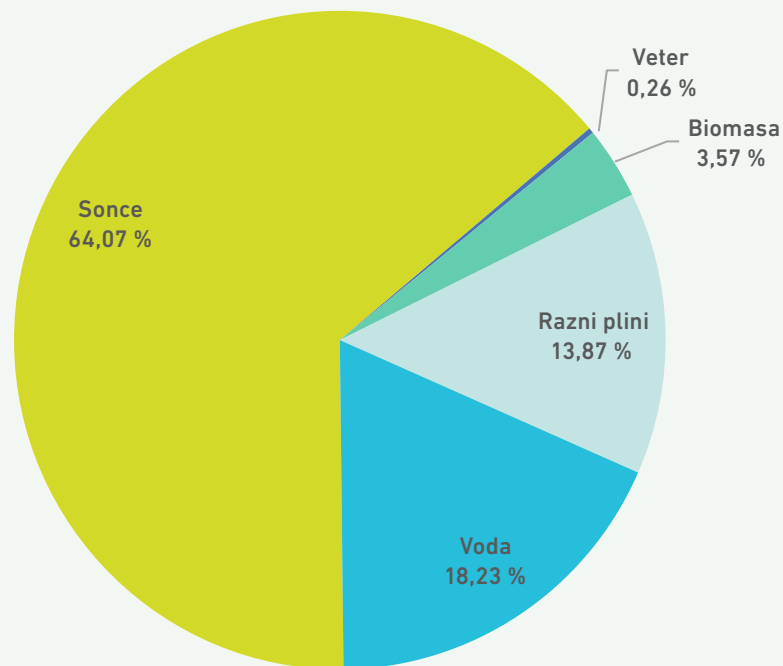
V spletnem portalu mojelektro.si 31. 12. 2022 registriranih skoraj 60.000 uporabnikov

V skladu z zahtevami tripartitnega sporazuma med elektrooperaterjema in distribucijskimi podjetji je bil v letu 2022 zaključen predviden obseg opremljanja merilnih mest proizvodnih virov nad 100 kW instalirane moči, ki omogoča prenos podatkov v skoraj realnem času do operaterja prenosnega sistema. Skupaj je tako opremljenih več kot 758 merilnih mest, ki v skoraj realnem času posredu-

jejo sprotne 15-minutne podatke proizvodnih virov v skupni zmogljivosti 420 MW neposredno k operaterju prenosnega sistema.

V prej opredeljeni izmenjavi podatkov o proizvodnji iz OVE v skoraj realnem času prevladujejo sončne elektrarne in hidroelektrarne, ostali viri pa skupaj ne dosegajo 20 %.

SLIKA 124: DELEŽI VRST OVE V IZMENJAVI MERILNIH PODATKOV O PROIZVODNJI MED ELES IN EDP V SKORAJ REALNEM ČASU



VIRI: EDP

Definicija nabora standardiziranih podatkovnih storitev, ki jo operater distribucijskega sistema zagotavlja uporabnikom sistema brezplačno ali proti plačilu, ostaja formalno pomanjkljivo definirana. Prek EVT je na voljo nabor podatkovnih storitev, ki ni ustrezno dokumentiran. Nezadovoljivo rešena ostaja tudi problematika zagotavljanja učinkovitega lokalnega dostopa do merilnih podatkov v

realnem času (na vmesniku I1 pametnega števca) za vse odjemalce, opremljene s pametnimi števci, predvsem zaradi tehničnih omejitev določenih vgrajenih pametnih števec in zaradi pomanjkljive standardizacije vmesnika. Delno ureditev zadevnega področja je pričakovati šele v letu 2024, ko se pričakuje uveljavitev novih SONDSEE.



Obseg in kakovost obdelave podatkov, zagotavljanjih v okviru NMS

Agencija na podlagi Uredbe o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije in s to nalogo povezanega regulativnega nadzora spremlja obseg in kakovost zagotavljanja merilnih podatkov v okviru naprednega merilnega sistema (NMS).

V okviru obvladovanja tveganj, povezanih z uveljavitvijo reforme metodologije obračunavanja omrežnine, je agencija v letu 2022 definirala nabor kazalnikov za spremljanje razpoložljivosti in

kakovosti podatkov, ki obsega več kot 20 različnih ključnih kazalnikov uspešnosti (KPI). S temi KPI agencija spremlja napredek pri uvajanju NMS na ravni deležev, vgrajenih in v NMS integriranih naprednih števecov, dostopnost do različnih obsegov merilnih podatkov različnih vrst (npr. 15-minutni merilni podatki za predhodni dan (D-1) in za minuli mesec (M-1), validirani/nevalidirani) na ravni prevzemno-predajnega mesta, merilnega mesta in merilne točke in uporabnika, delež merilnih naprav po posameznih komunikacijskih tehnologijah itd.

Izbrani ključni kazalniki uspešnosti, povezanih s to problematiko:

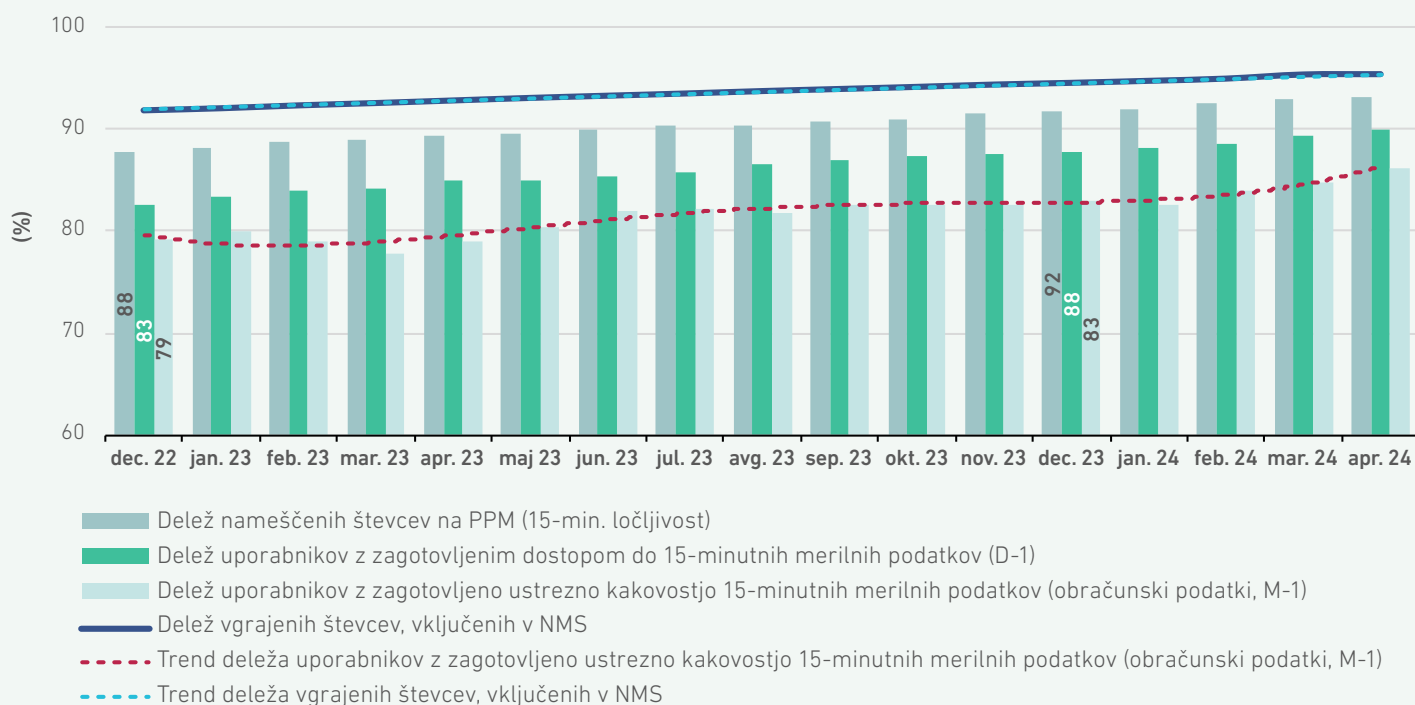
#	KPI
1	Delež nameščenih števecov na PPM (15-minutna ločljivost): gre za delež merilne opreme, ki zagotavlja potrebne merilne podatke za obračun omrežnine in drugih storitev
2	Delež uporabnikov z zagotovljenim dostopom do 15-minutnih merilnih podatkov (D-1): gre za uporabniški dostop do nevalidiranih 15-minutnih podatkov o porabi oz. proizvodnji za pretekli dan na ravni nacionalnega podatkovnega vozlišča (mojelekro.si)
3	Delež uporabnikov na ravni PPM z zagotovljeno ustrežno kakovostjo 15-minutnih podatkov (M-1): gre za uporabniški dostop do validiranih 15-minutnih podatkov o porabi oz. proizvodnji za pretekli mesec (morebitne manjkajoče vrednosti so nadomeščene) na ravni nacionalnega podatkovnega vozlišča (mojelekro.si) – gre za obračunske podatke (15-minutni profili)
4	Delež vgrajenih števecov, vključenih v NMS: delež števecov, ki so komunikacijsko ustrezno povezani v NMS in katerih podatki se obdelujejo v skladu z naborom standardnih storitev v okviru NMS (delež obsega tudi števec, ki beležijo meritve z več kot 15-minutno ločljivostjo)

Nova metodologija obračunavanja omrežnine temelji na uporabi 15-minutnih obračunskih podatkov o porabi oz. doseženi moči. Nova metodologija je pravičnejša pri razporeditvi stroškov med posamezne uporabniške skupine in prinaša končnim odjemalcem, priključenim na NN, večinoma razbremenitev pri stroških omrežnine. Zato je ključno, da je čim večjemu deležu uporabnikov zagotovljeno ustrezno merjenje uporabe omrežja, ki bo s 1. 10. 2024¹⁰² omogočilo obračun veličin na podlagi nove metodologije agencije in zagotovilo uporabnikom vse prednosti, ki jih ta metodologija, skladna z zahtevami CEP in v zasnovi podporna zelenemu prehodu, prinaša.

Navkljub izpolnjevanju ciljev o obsegu namestitve naprednih števecov glede na normativne zahteve EU – 80 % do leta 2020 in nepomembnim odstopanjem glede na načrt iz Načrta uvedbe naprednega merilnega sistema¹⁰³ (kazalnik deleža vgrajenih števecov) je agencija pri ugotavljanju ravni obsega in kakovosti zagotavljanjih merilnih podatkov na ravni merilnih centrov in nacionalnega podatkovnega vozlišča v letu 2022 ugotovila občutna odstopanja: agencija je prepoznala razvoj glede naprednih merilnih naprav, razpoložljivih pri odjemalcih, obenem pa napredek pri kakovosti podatkov ni bil enakega velikostnega razreda (Letno poročilo o stanju na področju energetike 2022, str. 187, slika 144).

102 V času priprave tega poročila je agencija začetek uporabe prenove obračuna omrežnine prestavila na 1. 10. 2024.
103 <https://www.sodo.si/objave/nacrt-uedbe-naprednega-merilnega-sistema-v-elektrodistribuc>

SLIKA 125: TRENDI IZBRANIH KLJUČNIH KAZALNIKOV V NMS



VIRA: ELES (SODO), AGENCIJA

Odstopanja, ki so bila posledica nezadovoljive obdelave podatkov v merilnih centrih oziroma nezadovoljivega izvajanja procesa »čiščenja« podatkov zaradi občutljivosti na motnje¹⁰⁴, in prepozne pravilne interpretacije zakonodaje EU v smislu uporabe podrobnih merilnih podatkov v okviru NMS¹⁰⁵ so se v preteklem letu zaznavno zmanjšala.

Faktor rasti izboljšav merilnih podatkov, zaznan v krivulji trendov za časovno enakovredno primerjano območje (sept. 22 – apr. 23), se je zvišal za več kot 4 %. Projekcijska krivulja deleža uporabnikov z zagotovljeno ustrežno kakovostjo 15-minutnih podatkov se je v preteklem letu obrnila in kaže zaznaven trend naraščanja (slika 100). Število uporabnikov z zagotovljeno kakovostjo 15-minutnih merilnih podatkov (obračunski podatki, M-1) se je v opazovanem obdobju zvečalo za približno 7 %. Iz zaznanega napredka gre sklepati, da proces »čiščenja podatkov« - prek platforme POMP z ostalimi podpornimi ukrepi upravljavca merilnih podatkov na ravni distribucije učinkuje. Ocenjujemo, da so nadaljnje izboljšave kljub tehnološkim omejitvam še vedno mogoče (npr. tudi z uporabo

višjega frekvenčnega območja na komunikacijskih povezavah PLC). Še vedno se dosežene ravni kakovosti podatkov razlikujejo med posameznimi območji na ravni distribucijskih podjetij kakor tudi po območjih znotraj njih, vendar trendi nakazujejo njihovo izboljševanje. Rezultati spremljanja napredka nakazujejo, da zastoj oziroma degradacija zagotavljane kakovosti glede na obseg uporabnikov, ki ju je bilo zaznati v letu 2022, nista več tako problematična. Na to nakazuje tudi analiza, po kateri agencija ugotavlja, da kljub omejitvam stanja tehnike (občutljivost komunikacijskih kanalov v omrežni infrastrukturi na elektromagnetne motnje v uporabljanem frekvenčnem področju PLC) obstaja nadaljnji potencial na področju »čiščenja« podatkov in spremembi frekvenčnega pasu PLC komunikacij, ki lahko pripomore k dodatnemu izboljšanju odstotka kakovostnih razpoložljivih meritev tako M-1 kot D-1. Vendar pa bodo omejitve tehnologije in nesorazmernost stroškov, povezanih z ukrepi, tisti, ki bodo postavili zgornjo mejo možnega izboljšanja¹⁰⁶. Delež ustreznih merilnih naprav in delež prevzemno-predajnih mest z zagotovljeno zahtevano kakovostjo merilnih podatkov bi

104 Zaradi tehničnih omejitev uporabe komunikacije po elektroenergetskih vodih (angl. Power Line Communication – PLC)

105 S temi podatki povezane podatkovne storitve so bile vrsto let prednostno neustrezno obravnavane in niso bile zagotavljane.

106 Po oceni agencije bi lahko pričakovali doseganje ravni okrog 95 %.



se lahko povsem približala še znotraj dvoletnega prehodnega obdobja pri obračunavanju presežne moči v okviru nove metodologije obračunavanja omrežnine. Zaradi uporabe nove metodologije obračunavanja omrežnine, ki temelji na 15-minutnih obračunskih podatkih, je treba nujno sprejeti vse ukrepe, da se zahtevana razpoložljivost kakovostnih podatkov zagotovi vsem uporabnikom, ki so ustrezno tehnično opremljeni. Zaradi navedenega

Drugi ukrepi

Na trgu z električno energijo veljajo glede preprečevanja omejevanja konkurence in zlorab prevladujočega položaja enaka pravila kot za druge vrste blaga. Kot izhaja iz javno dostopnih podatkov, Javna agencija Republike Slovenije za varstvo

so EDP v sodelovanju s SODO oziroma ELES in v izvedbi s podjetjem Informatika d.o.o. začela izvajati masovno obdelavo podatkov (POMP), s katero se stopnjevano z zaznavnim napredkom približujejo zadovoljivi, tehnično mogoči kakovosti podatkov. Odgovornost ODS in EDP je, da vsem uporabnikom, ki so tehnično ustrezno opremljeni, zagotovi nediskriminatoren položaj in možnost izkoriščanja potencialov in prednosti reforme.

konkurence v letu 2023 pri podjetjih, ki delujejo na trgu z električno energijo, ni ugotovila nobenih omejevalnih ravnanj ali morebitnega prevladujočega položaja na trgu.

Aktivni odjem, trg s prožnostjo ter drugi razvojni vidiki

Aktivni odjem je eden izmed ključnih dejavnikov pri zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov in povečanju deleža obnovljivih virov v končni rabi energije ter elektrifikaciji ogrevanja in prometa, ob hkratnem stroškovno učinkovitem zagotavljanju ustrezne stopnje kakovosti oskrbe. Aktivni odjemalci lahko prilagajajo svoj odjem in proizvodnjo električne energije svojim potrebam, se prilagajajo zunanjim signalom in ponujajo storitve prožnosti na trgu z električno energijo samostojno ali prek agregatorjev.

Evropski normativni okvir na zadevnem področju je v razvoju. Evropska komisija je ACER pooblastila za pripravo okvirnih smernic za prilagajanje odjema, da bi mnogim odjemalcem, ki želijo aktivno sodelovati na energetskih trgih, to omogočili. »Prilagajanje odjema« v bistvu pomeni spremembo porabe električne energije, ko se odjemalci (posamezno ali skupinsko) odzovejo na nek tržni signal, kot je sprememba cen električne energije ali neka finančna spodbuda za povečanje/zmanjšanje/premaknitev časovne razporeditve njihove porabe električne energije. V kontekstu teh okvirnih smernic je zajeta le aktivna udeležba prilagajanja odjema na trgih električne energije. Okvirne smernice ACER določajo glavna načela za razvoj zavezujočih vseevropskih pravil o prilagajanju odjema. Namen novih pravil je olajšati udeležbo čim večjega prilagajanja odjema, vključno z odjemom električne energije potrošnikov, shranjevanjem in razpršeno proizvodnjo (npr. strešne sončne celice, električna vozila) na veleprodajnih trgih električne energije, pa tudi olajšati tržno naročanje izravnave, upravljanja prezasedenosti ter storitev nadzora napetosti, ki jih potrebujejo operaterji omrežij. ACER je okvirne smernice predložil Evropski

komisiji 20. decembra 2022. Marca 2023 je Evropska komisija odobrila dokument in pozvala ENTSO-E in subjekt EU DSO naj v 12 mesecih pripravita osnutek za nova zavezujoča pravila EU. V letu 2023 je potekalo javno posvetovanje EU DSO in ENTSO-E v kontekstu predloga novih omrežnih kodeksov za prilagajanje odjema. Novi kodeksi bodo olajšali integracijo tehnološko nevtralne prožnosti odjema v povezane storitve prenosnega in distribucijskega sistema v splošno korist potrošnikov s tem, da bodo zagotovili:

- olajšan dostop do trgov električne energije za vse vire,
- definicije načel za razvoj usklajenih pravil in
- opredelitev tržnih procesov za izbiro stroškovno najučinkovitejših virov.

ACER se bo posvetoval in pregledal predlagana nova pravila EU¹⁰⁷, preden jih bo predložil Evropski komisiji.

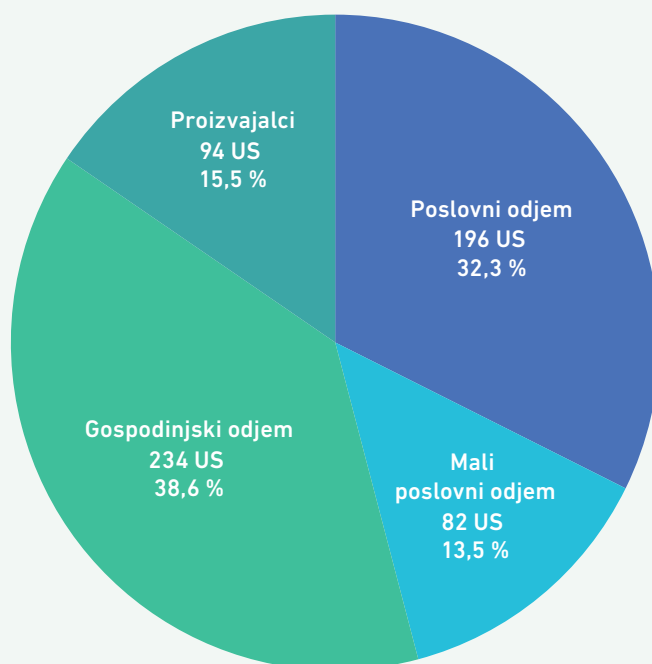
Ob tem se področje prožnosti bolj ali manj harmonizirano in z različno intenzivnostjo razvija v EU in tudi v Sloveniji. Potekajo številni raziskovalni projekti in študije ter tudi že prve implementacije. V končni fazi usklajevanja z agencijo so bila konec leta 2023 tudi nova sistemska obratovalna navodila distribucijskega operaterja, ki vključujejo minimalni okvir za nabavo in uporabo prožnosti, koordinacijo med operaterji, izvedbo kvalifikacijskih postopkov za ponudnike storitev in opredeljujejo tudi minimalni okvir za izmenjavo podatkov. Odsotnost omrežnega kodeksa za prilagajanje odjema, ki bo podlaga tudi za predvidene izvedbene uredbe na področju interoperabilnosti, prav na področju izmenjave podatkov še vedno pomeni določeno oviro za večji napredek.

107 Skupni predlog EU DSO in ENTSO-E za omrežne kodekse na področju prilagajanja odjema je bil pripravljen 8. 5. 2024.

Po podatkih agregatorjev so njihovi portfelji v letu 2023 zraven lastnih virov prožnosti vključevali tudi 606 uporabnikov sistema. Pri tem je lahko določen uporabnik hkrati vključen v več portfeljev. Agregatorji ocenjujejo, da so uporabniki sistema skupaj prispevali 2,93 GWh energije prožnosti, kar predstavlja 1,69 % celotne trgovane energije agregatorjev. Posledično je moč sklepati na še vedno nezrelo stopnjo angažmaja aktivnega odjema.

Šest aktivnih agregatorjev
na slovenskem trgu

SLIKA 126: STRUKTURA¹⁰⁸ UPORABNIKOV SISTEMA (US) V AGREGACIJI, PRI ČEMER SE HRANILNIKI IN PROIZVODNE NAPRAVE LAHKO NAHAJAJO TUDI ZA PREVZEMNO-PREDAJNIM MESTOM UPORABNIKA

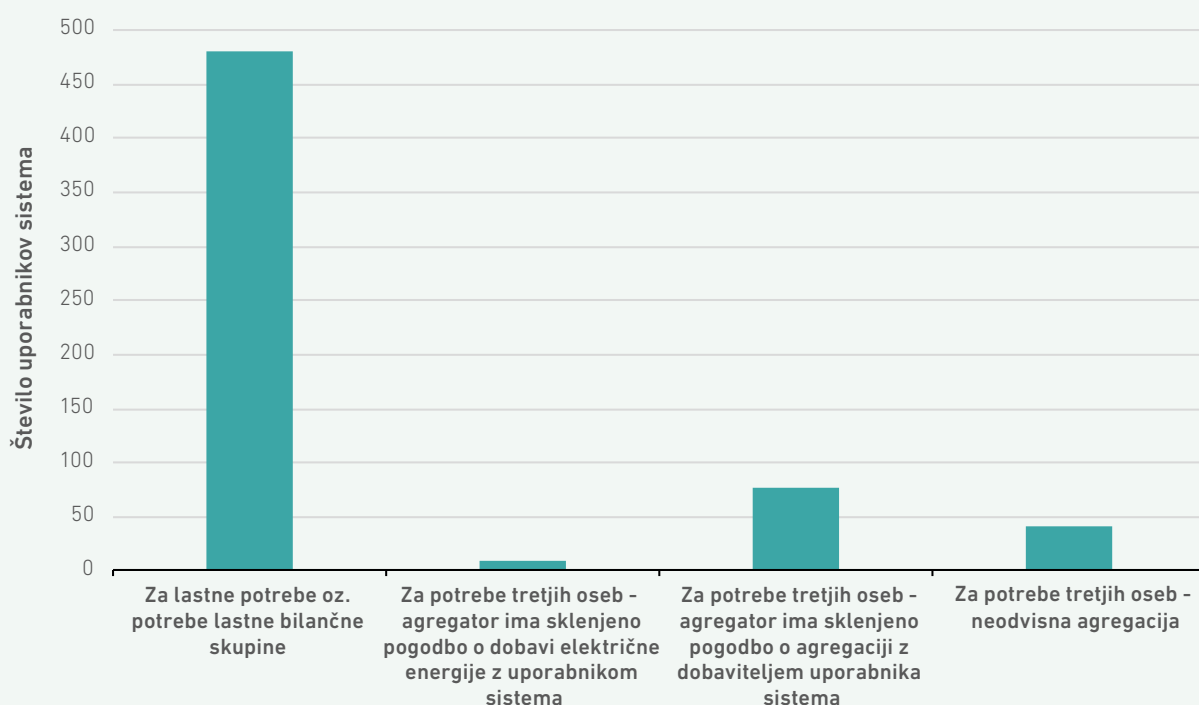


VIRI: AGREGATORJI

108 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

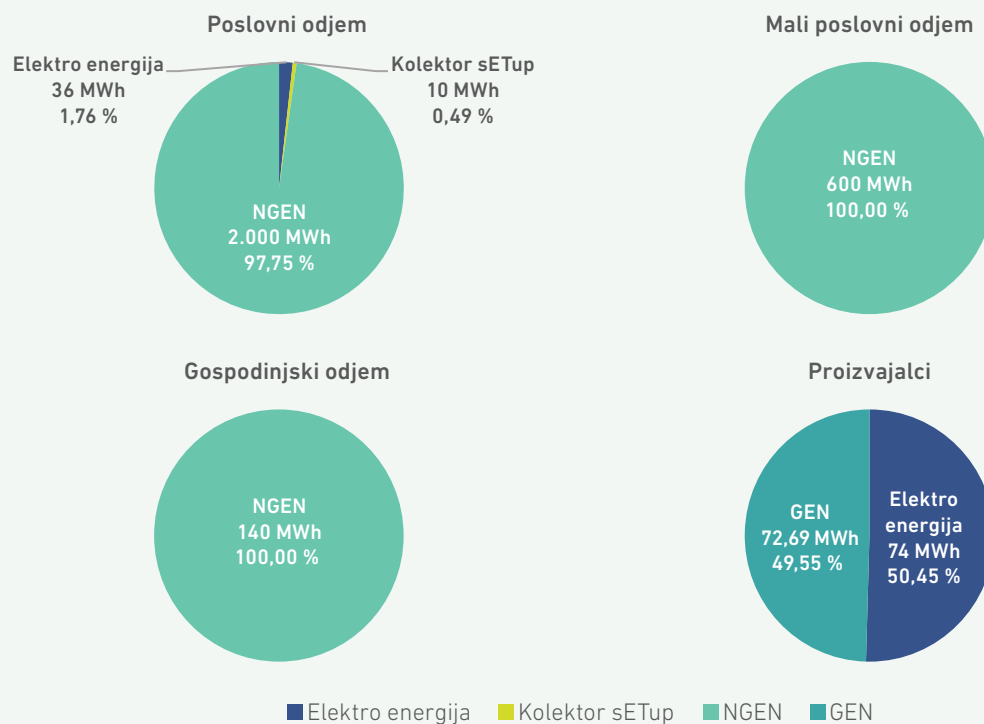


SLIKA 127: ŠTEVILO UPORABNIKOV SISTEMA V PORTFELJIH ZA RAZLIČNE POTREBE, PRI ČEMER JE UPORABNIK LAHKO VKLJUČEN V VEČ PORTFELJEV



VIRI: AGREGATORJI

SLIKA 128: OCENJENI DELEŽI ENERGIJE PROŽNOSTI TUJIH VIROV PO AGREGATORJIH IN VRSTAH UPORABNIKOV SISTEMA

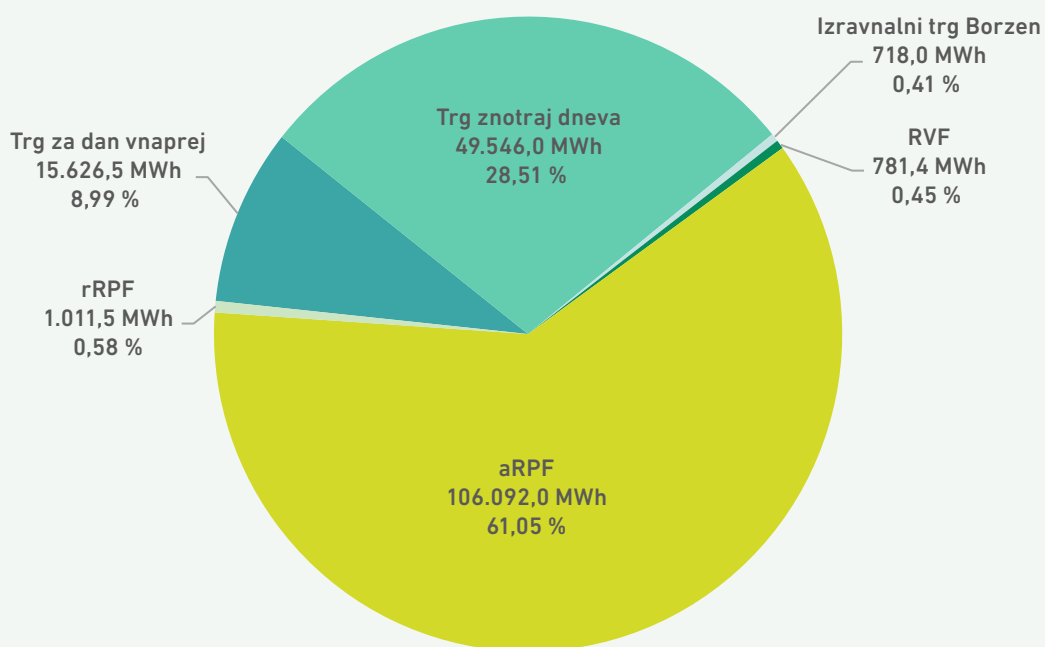


VIRI: AGREGATORJI

Agregatorji so trgovali na vseh slovenskih veleprodajnih trgih. V slikah 129 do 131 so deleži energije po posameznih trgih oz. storitvah izračunani kot vsota nakupa energije (oziroma zmanjšanje proizvodnje in/ali povečanje odjema) in prodaje energije (oziroma povečanje proizvodnje in/ali zmanjšanje odjema) na navedenih trgih. Skupna količina trgovane energije agregatorjev je določena kot vsota po vseh trgih in je v letu 2023 znašala 173 GWh¹⁰⁹.

173 GWh trgovane energije
agregatorjev

SLIKA 129: STRUKTURA¹¹⁰ TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE PO POSAMEZNIH TRGIH OZ. STORITVAH IN PRIPADAJOČI DELEŽI



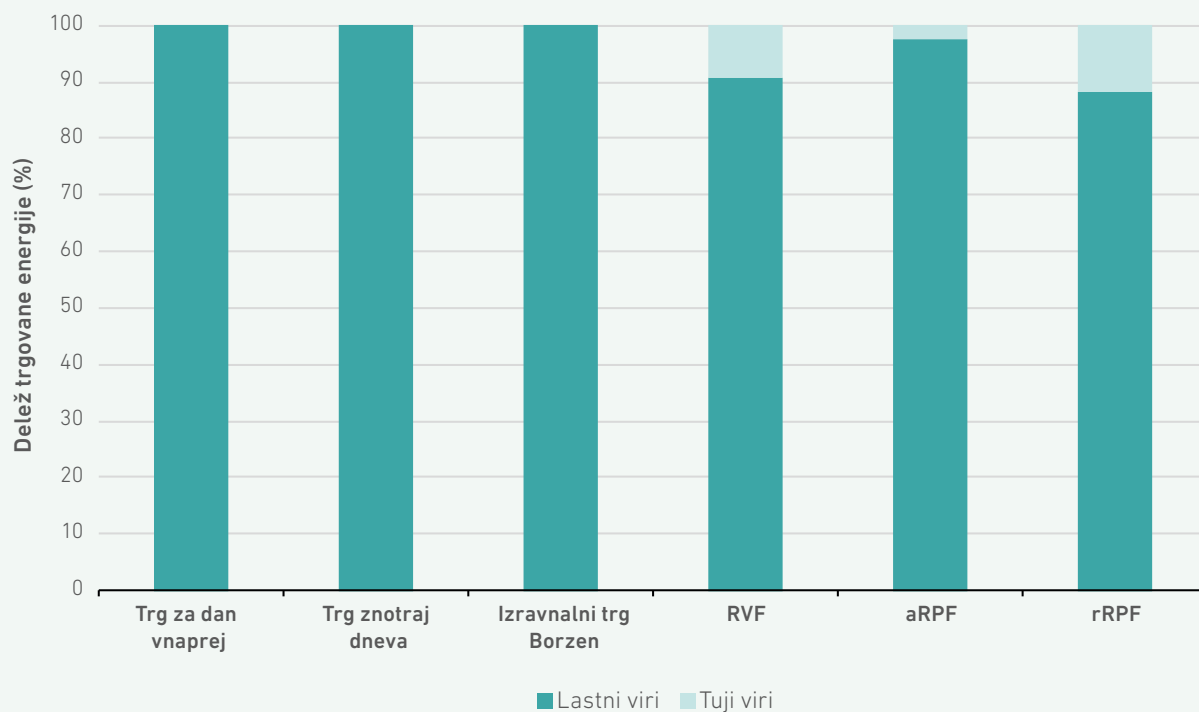
VIRI: AGREGATORJI

109 Količine trgovane energije agregacije, navedene v Poročilu o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2022 (lansko poročilo), niso neposredno primerljive s podatki v tem poročilu, saj so bile količine določenih subjektov v lanskem poročilu zaradi drugačnih definicij izločene iz agregiranih količin.

110 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

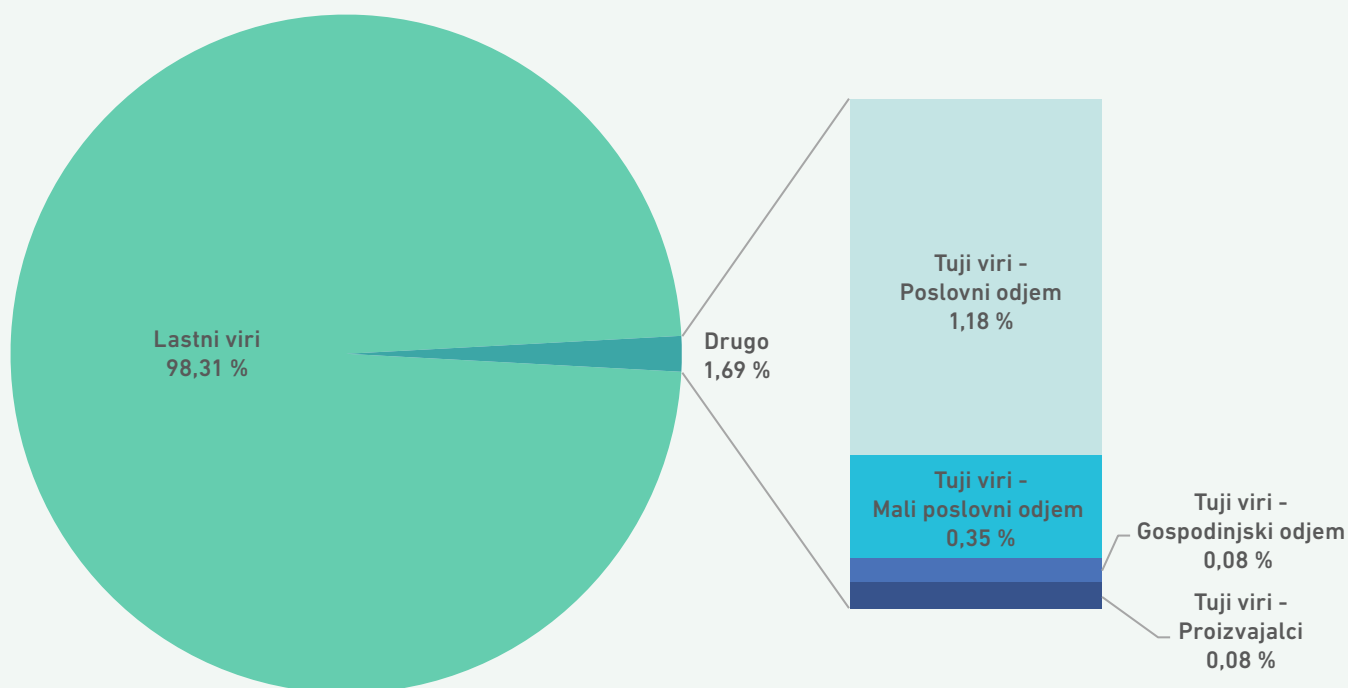


SLIKA 130: DELEŽI TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA LASTNIŠTVO VIROV



VIRI: AGREGATORJI

SLIKA 131: STRUKTURA VIROV TRGOVANE ENERGIJE AGREGACIJE, KJER CELOTO PREDSTAVLJA 173 GWh



VIRI: AGREGATORJI

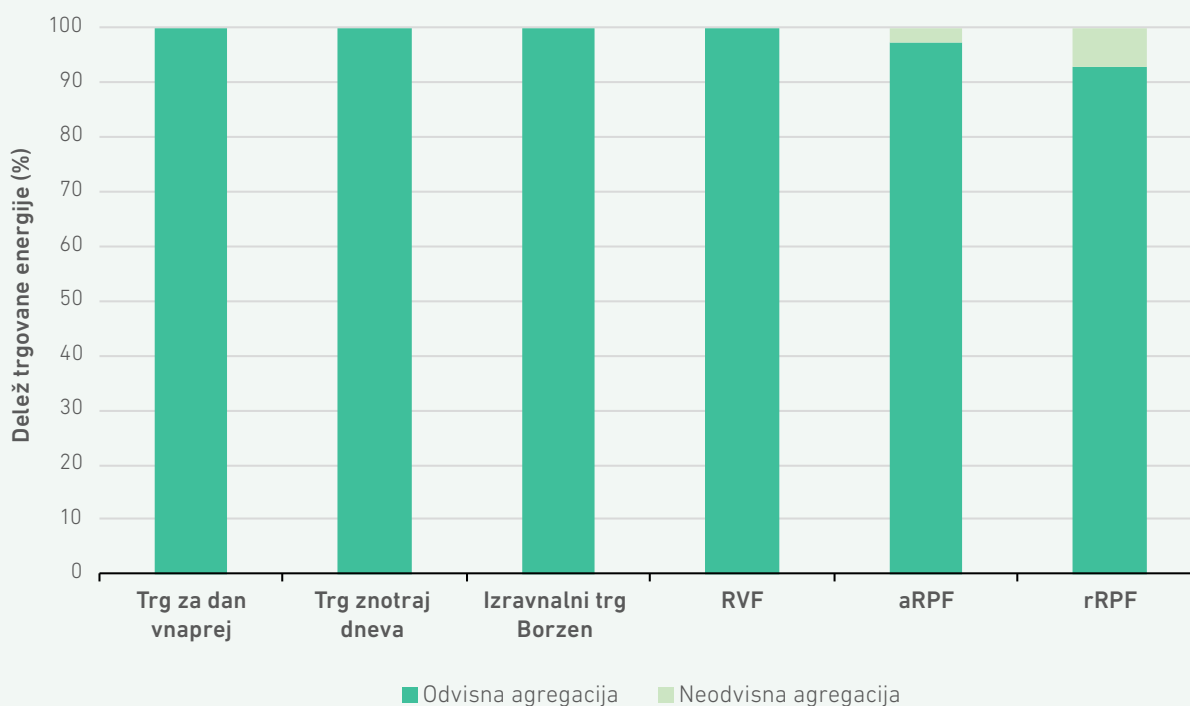
Vlogo agregatorja na trgu z električno energijo lahko opravlja neodvisni agregator ali jo prevzame dobavitelj električne energije. Na slovenskem trgu z električno energijo je bilo ob koncu leta 2023 dejavnih šest¹¹¹ agregatorjev, ki so hkrati opravljali vlogo dobavitelja električne energije. V letu 2023 ni bilo dejavnih agregatorjev brez hkratnega izvajanja vloge dobavitelja na slovenskem trgu. V slikah 132 in 133 prikazane količine neodvisne agregacije so torej agregirane količine virov prožnosti, ki jim agregator sam ni dobavljal električne energije in agregator za dejavnost agregacije ni imel sklenjenega pogodbenega razmerja z dobaviteljem električne energije teh virov prožnosti ter agregator ni bil v lastniškem oz. upravljavskem razmerju z dobaviteljem električne energije teh virov prožnosti.

Podatki o vključenih uporabnikih sistema in neodvisni agregaciji kažejo, da je navkljub delovanju

Majhen delež neodvisne agregacije

šestih agregatorjev na trgu in regulativnem okviru, ki je v skladu z zakonodajnim svežnjem Čista energija za vse Evropejce, le majhen del trgovane energije prožnosti nuden preko neodvisne agregacije, in sicer le 2,58 % v okviru aRPF in le 7,12 % v okviru rRPF. Pri rezervaciji zmogljivosti za izvajanje storitev izravnave pa je le 17,3 % zmogljivosti rRPF nudene preko neodvisne agregacije, kar kaže na še vedno nezrelo stopnjo angažmaja neodvisne agregacije.

SLIKA 132: DELEŽI TRGOVANE ENERGIJE PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA POVEZANOST AGREGATORJA Z DOBAVITELJEM

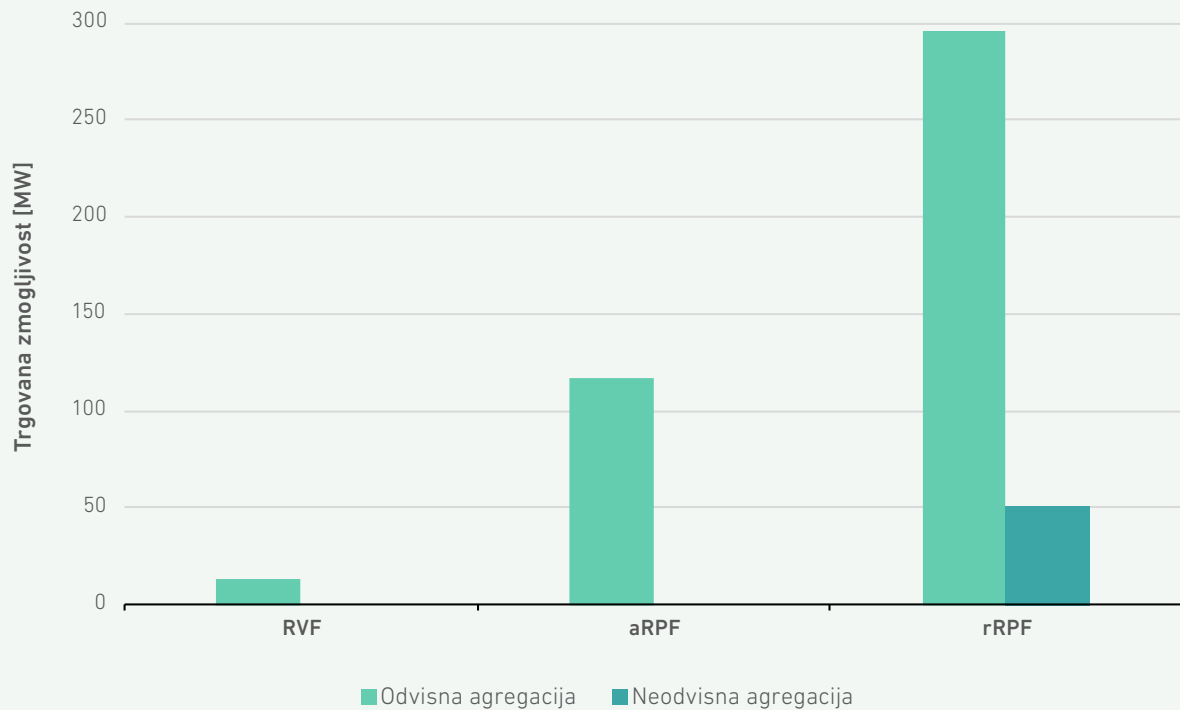


VIRI: AGREGATORJI

111 Elektro energija, GEN, HSE, Kolektor sETup, NGEN, Petrol



SLIKA 133: TRGOVANA ZMOGLJIVOST PO POSAMEZNIH TRGIH GLEDE NA POVEZANOST AGREGATORJA Z DOBAVITELJEM¹¹²



VIRI: AGREGATORJI

Drugi ključni dejavnik pri zmanjšanju izpustov toplogrednih plinov in povečanju deleža obnovljivih virov v končni rabi energije so različne oblike energetske skupnosti, ki vključujejo: skupnostno samooskrbo v skladu z 72. členom ZSROVE, samooskrbo večstanovanjskih stavb in samooskrbo skupnosti za oskrbo z energijo iz obnovljivih virov v skladu s 37. členom ZSROVE ter energetske skupnosti državljanov v skladu s 24. členom ZOOE. Podatki dobaviteljev kažejo, da so v letu 2023 z električno energijo oskrbovali skupaj 467 končnih odjemalcev¹¹³, ki so bili vključeni v 108 skupnosti¹¹⁴. To pomeni 103-odstotno povečanje števila končnih odjemalcev vključenih v skupnosti glede na prejšnje leto in 140-odstotno povečanje števila skupnosti glede na prejšnje leto. Celotna količina dobavljene električne energije končnim

**108 aktivnih skupnosti
(140-% povečanje)
s 467 končnimi odjemalci
(103-% povečanje)**

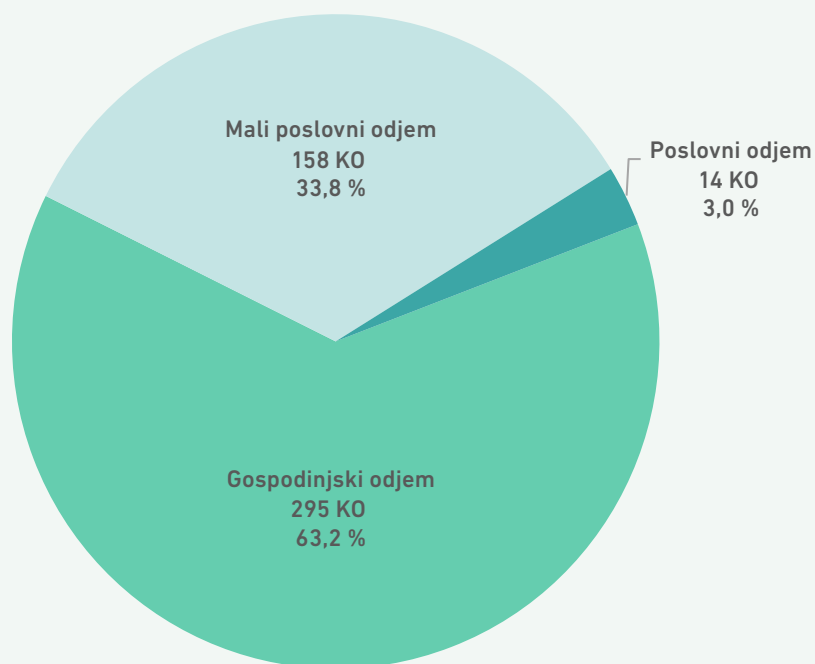
odjemalcem v skupnostih je znašala 3.503 MWh. Dobavitelji so od skupnosti odkupili skupaj 465 MWh električne energije, medtem ko je celotna količina brezplačno prevzete električne energija od skupnosti znašala 134 MWh.

112 Deleži zakupljene zmogljivosti po posameznih trgih oz. storitvah so izračunani kot vsota zakupa zmogljivosti v smeri zmanjšanja proizvodnje ali povečanja odjema in zakupa zmogljivosti v smeri povečanja proizvodnje ali zmanjšanja odjema na teh trgih.

113 Podatki dobaviteljev in EDP se lahko razlikujejo zaradi različne stopnje realizacije določenih skupnosti.

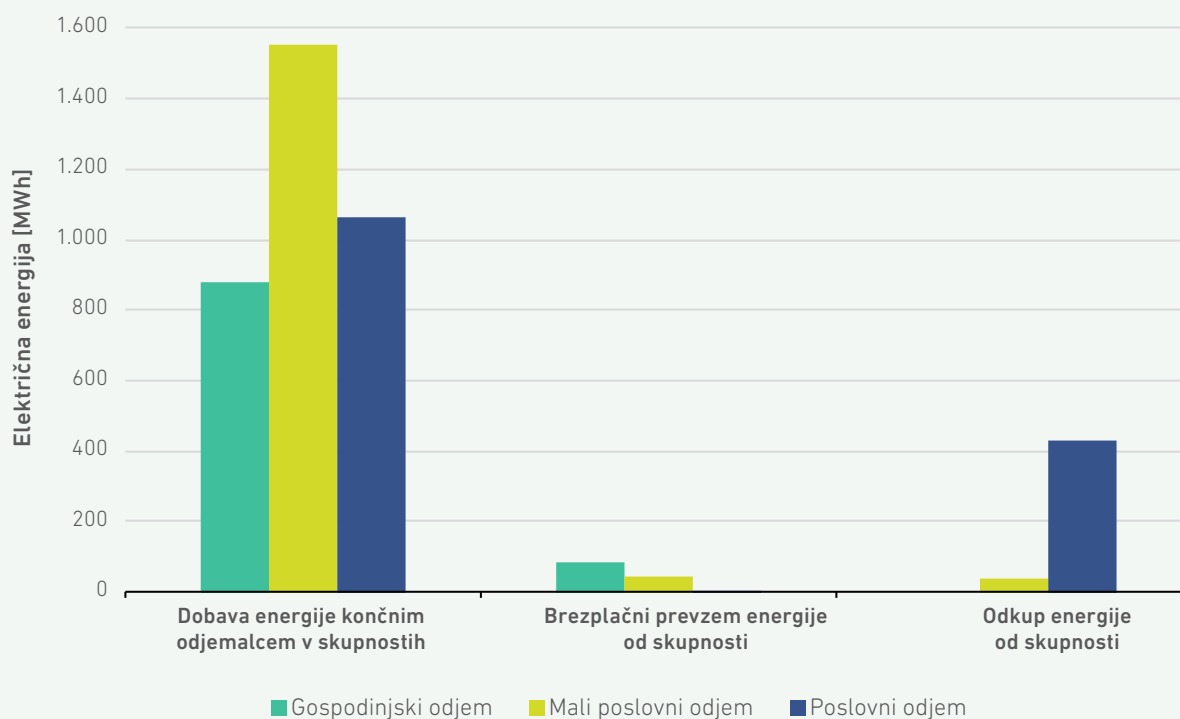
114 Končni odjemalci so se povezovali v skupnostno samooskrbo v skladu z 72. členom ZSROVE, ki omogoča letno netiranje in samooskrbo večstanovanjskih stavb v skladu s 37. členom ZSROVE.

SLIKA 134: STRUKTURA KONČNIH ODJEMALCEV (KO), KI SO VKLJUČENI V SKUPNOSTI



VIRI: DOBAVITELJI

SLIKA 135: PRIMERJAVA AGREGIRANIH KOLIČIN DOBAVLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE ODJEMALCEM V SKUPNOSTIH, ODKUPLJENE ELEKTRIČNE ENERGIJE OD SKUPNOSTI TER BREZPLAČNO PREVZETE ELEKTRIČNE ENERGIJE OD SKUPNOSTI



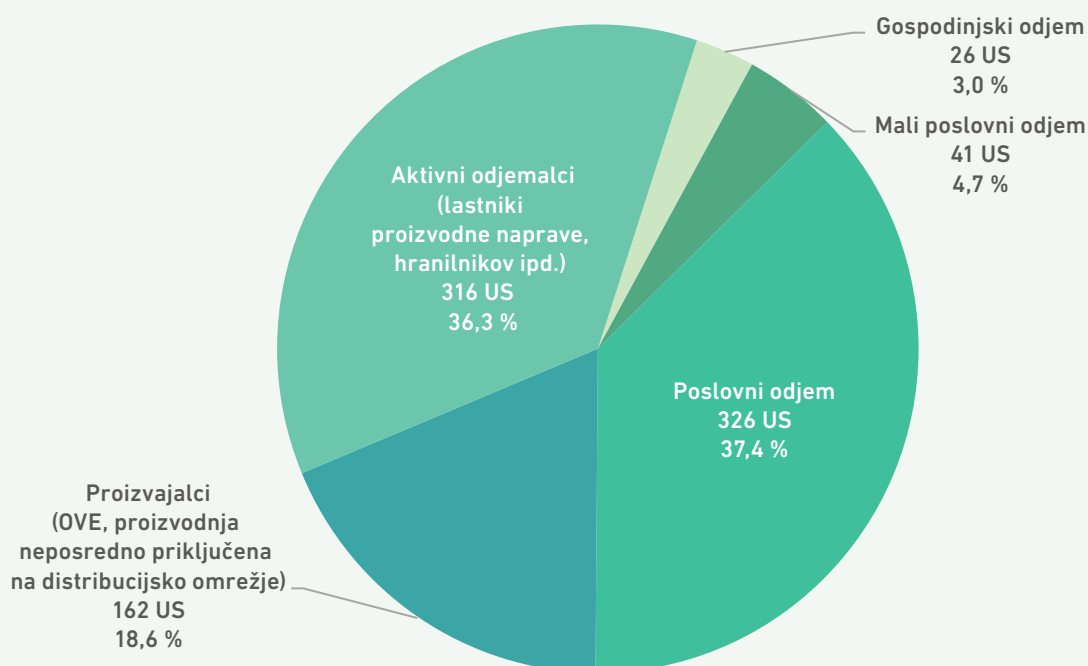
VIRI: DOBAVITELJI



Za namen izmenjave električne energije med aktivnimi odjemalci v okviru iste bilančne skupine sta v letu 2023 bili aktivni dve platformi, prvo upravlja podjetje SunContract¹¹⁵ in drugo podjetje NGEN¹¹⁶. SunContract ima razvito tržnico za izmenjavo energije med strankami, ki jim je hkrati dobavitelj. Tako dobavitelj pokrije morebitne primanjkljaje energije do zahtevanih količin dobave električne energije. Platforma, ki jo nudi NGEN, omogoča

prilagajanje porabe dinamičnim cenovnim signalom ob podpori hranilnikov in povezovanje uporabnikov v navidezne skupine, kjer tisti uporabniki z lastno proizvodnjo lahko delijo presežke električne energije. Skupen ocenjen obseg tovrstnega trgovanja je znašal 18,2 GWh. Strukturo uporabnikov sistema, ki so sodelovali pri tovrstnem trgovanju, prikazuje slika 136.

SLIKA 136: STRUKTURA UPORABNIKOV SISTEMA (US) V IZMENJAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE MED AKTIVNIMI ODJEMALCI V OKVIRU ISTE BILANČNE SKUPINE



VIRI: DOBAVITELJI

115 <https://suncontract.org/si/elektricna-trznica-proizvajalce-odjemalce-energije/>

116 NGEN ob aktivaciji polnjenja hranilnikov preko platforme za izmenjavo energije svojim strankam (<https://www.sgconnect.eu/sl>) nudi popust na redno ceno električne energije, dogovorjeno s pogodbo za dobavo, in sicer glede na količino kapacitete hranilnikov. Ista platforma omogoča tudi, da se uporabniki povežejo v navidezne skupine in tisti z lastno proizvodnjo lahko delijo presežke električne energije preostalim uporabnikom. Upravljanje s presežki in manki električne energije v realnem času se izvaja preko hranilnikov električne energije.

ŠTUDIJA PRIMERA

Spodbujanje razvoja novih energetskih storitev na podlagi učinkovanja prenove obračunavanja omrežnine

Hrbtenica zelenega prehoda je elektroenergetsko omrežje, predvsem distribucijsko, ki zaradi zelene preхода mora biti sposobno z energijo zanesljivo oskrbovati bistveno povečano elektrifikacijo ogrevanja in prometa. Današnje omrežje v preteklosti ni bilo načrtovano in posledično zgrajeno za tovrstno povečano zmogljivost oz. za pričakovane izrazito povišane konične obremenitve omrežja. Posledično bo zeleni prehod zahteval znatno povečanje vlaganj v omrežje, kar pomeni znaten vpliv na omrežnino, ki jo plačujejo odjemalci električne energije. To se bo še posebej izrazito odrazilo v obdobju od leta 2027 do leta 2032, ko se pričakuje najmanj 70-odstotni dvig stroškov omrežnine. Agencija v vlogi sektorskega regulatorja mora na podlagi evropske zakonodaje elektrooperaterjem omogočiti pogoje za koriščenje prožnosti, uporabnikom sistema pa cenovne signale za čim bolj učinkovito rabo omrežij. Na ta način se bodo elektrooperaterji lahko izognili določenim naložbam v omrežje ali pa jih vsaj časovno odložili, odjemalci pa bodo lahko s prilagajanjem odjema izkoristili nove priložnosti in pripomogli k nižjim stroškom omrežnine ter obenem optimizirali svoje stroške, povezane z oskrbo z električno energijo.

In prav aktivni vlogi odjemalcev, tako potrošnikov kot poslovnih odjemalcev in industrije, sledi prenova metodologije za obračunavanje omrežnine, ki bo še naprej obračunavana glede na moč in energijo, vendar na podlagi večje časovne granulacije in močnejših cenovnih signalov.

Prenova obračunavanja omrežnine temelji na dejanskih 15-minutnih obračunskih podatkih o porabi, ki so vsem končnim odjemalcem zagotovljeni na ravni nacionalnega podatkovnega vozlišča (spletni portal mojelektro.si) v obliki standardiziranih podatkovnih storitev. S tem bo prenova zagotavljala pravičnejši obračun omrežnine vsem odjemalcem z ustrezno merilno opremo oziroma z zagotovljenimi potrebnimi merilnimi podatki, z ustreznimi metodološkimi izboljšavami pa kljub poenostavitvam tudi manjšemu deležu preostalih odjemalcev brez naprednih merilnih naprav. Ostale ključne novosti nove metodologije obračunavanja omrežnine so uvedba novih časovnih blokov, razločevanje med dogovorjeno in presežno obračunsko močjo in preizkušena stroškovna obremenitev tarifnih postavk za moč in energijo. Dogovorjeno obračunsko moč^{117, 118}, bo posameznemu odjemalcu vnaprej določil elektrooperater na podlagi njegovega dejanskega profila porabe v preteklem obdobju. Tako bo dogovorjena obračunska moč odražala pretekle navade odjema električne energije in bo določena individualno za posameznega odjemalca¹¹⁹. Odjemalec bo lahko to vnaprej določeno dogovorjeno obračunsko moč spremenil glede na svojo pričakovano porabo, kar bo omogočalo dinamično prilagajanje teh obračunskih moči odjemalca sorazmerno z uporabo omrežja. Če se bo odjemalec odločil za spremembo dogovorjene obračunske moči, mu bo dogovorjena obračunska moč zaračunana na podlagi njegovega predloga. Distribucijski operater bo na mesečni ravni ugotavljal, ali dosežena moč

117 https://www.agen-rs.si/documents/10926/106759/D7_AGEN_Reforma_Obra%C4%8DunOMR-TarifniSistem_SLO_V6/132abc24-10b5-4b6e-a5b2-bf4c055c5c3f

118 <https://www.dnv.com/publications/effective-and-cost-reflective-distribution-tariffs-162913/>

119 Končnim odjemalcem s priključno močjo manjšo ali enako 43 kW (gospodinjstvi in mali poslovni odjemalci) se do konca leta 2025 presežna moč ne bo obračunavala, če dogovorjene obračunske moči, ki jo predlaga distribucijski operater, v tem obdobju ne bodo spreminjali. Bodo pa ti odjemalci vsak mesec obveščeni o prekoračitvah in stroških, ki bi jim lahko nastali.



odjema presega dogovorjeno moč in če bo ugotovljena pozitivna razlika med doseženo 15-minutno močjo in dogovorjeno obračunsko močjo odjema, bo ta tudi obračunana kot omrežnina za presežno moč. Časovno razlikovanje je sezonsko, znotraj dneva pa je dodan časovni blok srednje obremenitve, ki nastopi vedno v času sedanje visoke obremenitve in predstavlja priložnost za prilagajanje odjema. Sezonsko razlikovanje tarifnih postavk omogoča v času nižje sezone (marec-oktober) izkoriščanje potenciala nižjih cen dobave energije v času proizvodnje iz OVE za večje učinke prilagajanja odjema. Zagotovljena je tudi časovna usklajitev obdobja povečane obremenitve sistema in s tem višjih tarif z obstoječo višjo tarifo, kar poenostavi razumevanje za manj poučene odjemalce in tiste, ki niso prilagodljivi znotraj sedanje višje tarife in bodo obdržali svoje navade uporabe omrežja. Novost je tudi večja stroškovna obtežitev tarifnih postavk za moč v primerjavi s tarifno postavko za energijo glede na dosedanjo delitev stroškov omrežja, saj so stroški omrežja povezani predvsem z zmogljivostjo in konično obremenitvijo omrežja. To razmerje se najbolj odraža na nižje napetostnih nivojih priključitve odjemalcev, kar je obenem v skladu z ugotovljeno problematiko stanja omrežja glede na zahteve zelenega prehoda. Odjemalce, priključene na nižje napetostno omrežje, novi cenovni signali tako stimulirajo k obvladovanju koničnega odjema energije iz omrežja, odjemalce s samooskrbo, tako individualno kot skupinsko, oziroma tiste, ki se zanjo odločajo, pa poleg tega stimulirajo k zmogljivostno optimalnejšim naložbam v OVE, doseganju čim višje stopnje samozadostnosti in s tem k uporabi hranilnikov. Prenova obenem upošteva koristi, ki jih zagotavlja razpršena proizvodnja iz OVE omrežju, saj za oddano energijo v omrežje proizvajalec ali aktivni odjemalec ne plača uporabe omrežja. Hkrati pa blaži negativen vpliv samooskrbne sheme z letnim netiranjem porabe («net metering») na prihodke iz omrežnine ter zagotavlja pravičen obračun omrežnine članov energetskih skupnosti s spodbudami, podpornimi nacionalnim strategijam. Zraven spodbudnega okolja za aktivni odjem, ki temelji na digitalizaciji distribucijskega sistema, prenova metodologije za obračunavanje omrežnine zagotavlja enakopraven položaj upravljavcev objektov za shranjevanje energije na trgu prožnosti tako, da odpravlja problem negativnega učinka sodelovanja na trgih s prožnostjo na druge stroškovne komponente končne cene oskrbe z izvzetjem pri plačilu omrežnine v času nudenja sistemskih storitev. Prenova nenazadnje omogoča

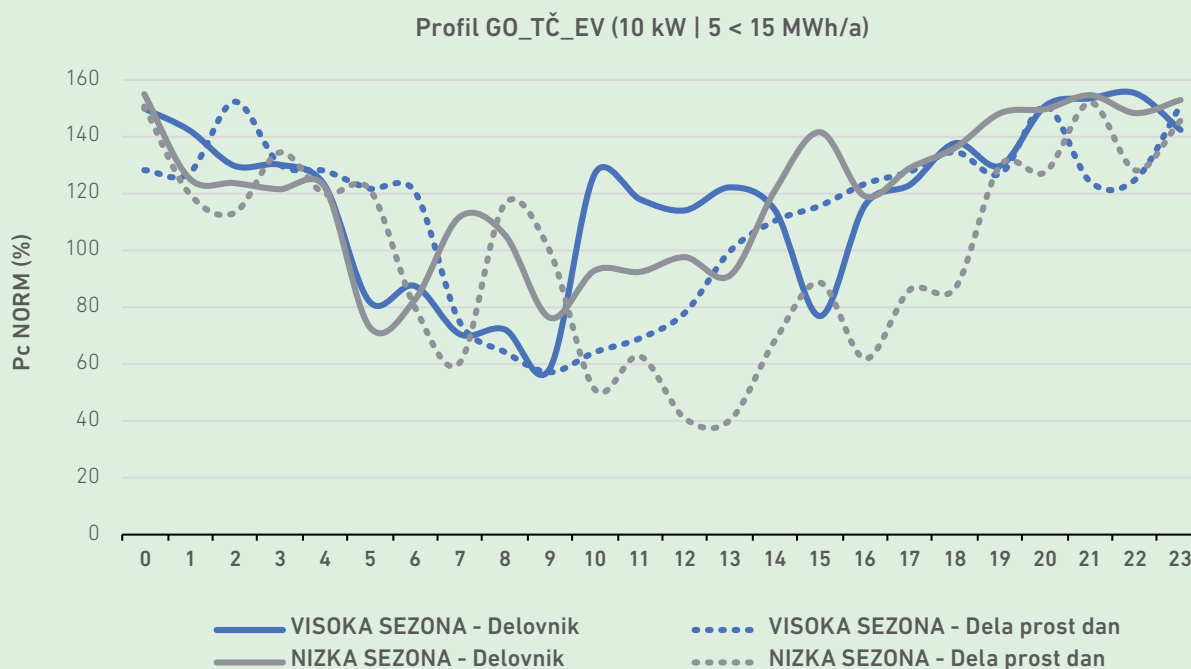
tudi uporabo lokalnih dinamičnih omrežninskih tarif na tarifni postavki energije s časovnim razlikovanjem s strani elektrooperaterjev za razreševanje lokalnih preobremenitev. Vse navedeno lahko aktivni odjemalec izkoristi v okviru novih poslovnih modelov dobaviteljev ali drugih elektroenergetskih podjetij, ki imajo tovrstne ponudbe.

Z vsemi navedenimi vključenimi koncepti nova metodologija obračunavanja omrežnine spodbuja digitalizacijo in razvoj novih poslovnih modelov na področju dobave električne energije in koriščenja prožnosti na strani odjema – pričakujemo, da bodo odjemalcem na trgu na voljo produkti dobave energije na podlagi dinamičnih cen, ki bodo izkoriščali priložnosti modela deljene dobave, lokalne dinamične omrežninske tarife, nove energetske storitve, kot so storitve vodenja bremen za omejevanje koničnega odjema prek sistemov upravljanja energije in druge inovativne storitve, ki bodo spodbujale samozadostnost (npr. deljenje energije) ipd. Vse navedeno bodo podpirale ustrezne tehnološke rešitve, katerih razvoj bo omogočil nova delovna mesta z največjo dodano vrednostjo.

V nadaljevanju je prikazanih nekaj tipičnih primerov odjemalcev, ki bodo lahko izkoristili navedene nove produkte v kontekstu obračuna omrežnine oziroma na trgu za doseganje širših neto koristi, torej za hkratno zagotovitev koristi omrežju z aktivnim prispevkom k zniževanju konične obremenitve ter zmanjšanje stroškov uporabe omrežja.

Končni odjemalec s samooskrbo, ki uporablja toplotno črpalko in električno vozilo, močnejše druge električne grelnike in je posebej še pozimi kljub lastni proizvodnji električne energije z vidika oskrbe izrazito odvisen od omrežja. V nadaljevanju je prikazan primer odjemalca s samooskrbo, ki ima na strehi vgrajeno 12-kW sončno elektrarno, hišo ogreva s toplotno črpalko, električni avto pa preko izmeničnega toka polni z 22-kW polnilnico, pri čemer polnjenje zaradi omejitve na polnilniku baterije domačega električnega avtomobila sočasno uporablja druge naprave, denimo pralni in sušilni stroj, pečico, klimatske naprave, v zimskem času pa še toplotno črpalko. Za uporabo omrežja ima ta odjemalec določeno obračunsko moč 10 kW (P_c), vključen pa je v sistem letnega »net-meteringa«, pri čemer na letni ravni s proizvodnjo pokriva svoje potrebe po električni energiji.

SLIKA: PRIMER OBREMENILNEGA DIAGRAMA KONČNEGA ODJEMALCA S SAMOOSKRBO



VIR: AGENCIJA

Že iz opisa porabnikov in sedanjih navad pri uporabi omrežja je evidentno, da tak odjemalec obremenjuje omrežje bistveno bolj, kot to določa obračunska moč odjema, torej plačuje bistveno premalo za uporabo omrežja.

Analiza njegove konične moči odjema pokaže, da najbolj obremenjuje omrežje ponoči (tudi do 16 kW), pa tudi čez dan, ko očitno vsaj občasno polni električno vozilo (konični odjem moči dosega skoraj 13 kW). Po novi metodologiji obračuna bodo omenjene konice, med katerimi je posebej vplivna tista dnevna, tudi upoštevane, kar bo rezultiralo v bistveno višjih stroških omrežnine, in sicer bo na letni ravni plačal 377 evrov brez DDV omrežnine, kar je 281 evrov več na leto oziroma približno 23 evrov več na mesec.

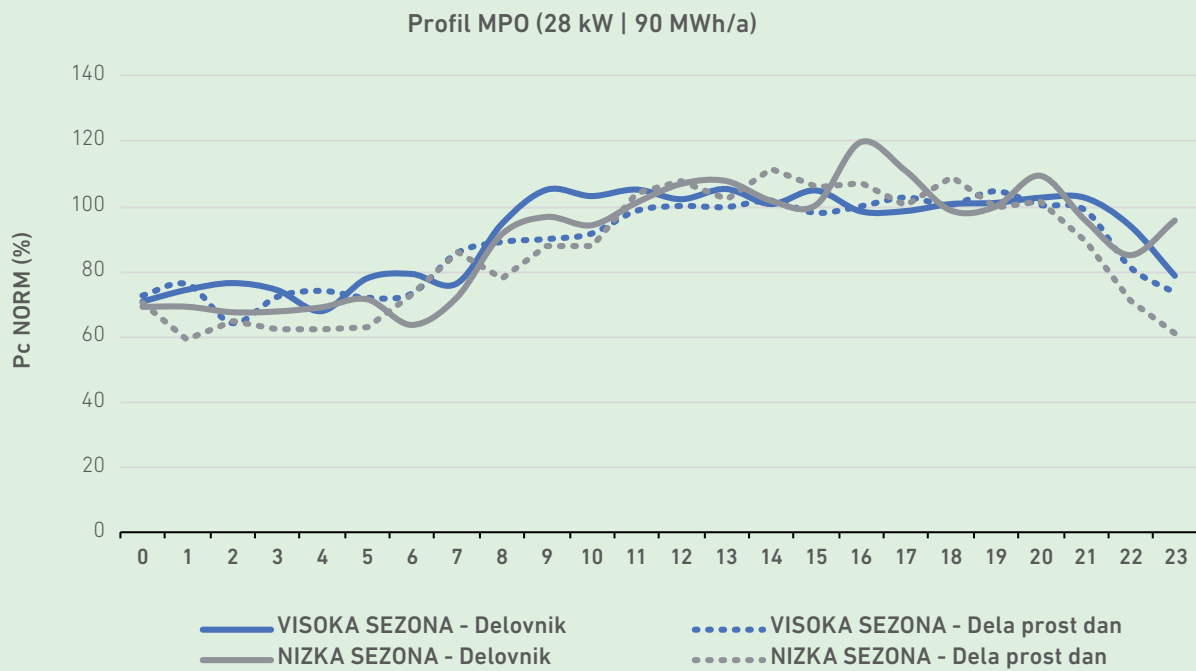
Analiza pokaže, da ima tak odjemalec zelo dobre možnosti za prilagajanje odjema, in sicer s premaknitvijo polnjenja električnega vozila oziroma delovanja toplotne črpalke in tudi drugih porabnikov v čas srednje oziroma nizke obremenitve omrežja. S prilagoditvijo odjema za znižanje

dogovorjene obračunske moči s 13 oziroma 14 kW v obeh najdražjih časovnih blokih, ki nastopita čez dan, na npr. 7 kW, ter ob obvladovanju konične moči odjema na ravni 15 kW v ostalih treh časovnih blokih, lahko ta odjemalec na letni ravni prihrani približno 165 evrov oziroma približno 14 evrov na mesec. S tem bo optimiziral stroške omrežnine in prispeval k razbremenitvi omrežja v času konične obremenitve omrežja, zaradi katere je treba omrežje ojačevati.

Mali poslovni odjemalec s problematiko neznesljive oskrbe zaradi preseganja priključne moči (P_{cn}) intenzivno dejaven v gostinstvu, maksimalno elektrificiran, kar povzroča občasno preseganje priključne oziroma obračunske moči (do 6 % v delovnikih pa vse do 20 % ob vikendih, največ v nižji sezoni) in s tem neželene prekinitve oskrbe z električno energijo v času izvajanja dejavnosti. Zaradi omejitev zmogljivosti omrežja povečanje priključne moči odjemalcu ni omogočeno, zato že izvaja izrazito omejene, vendar ročne ukrepe prilagajanja moči odjema.



SLIKA: PRIMER OBREMENILNEGA DIAGRAMA MALEGA POSLOVNEGA ODJEMALCA



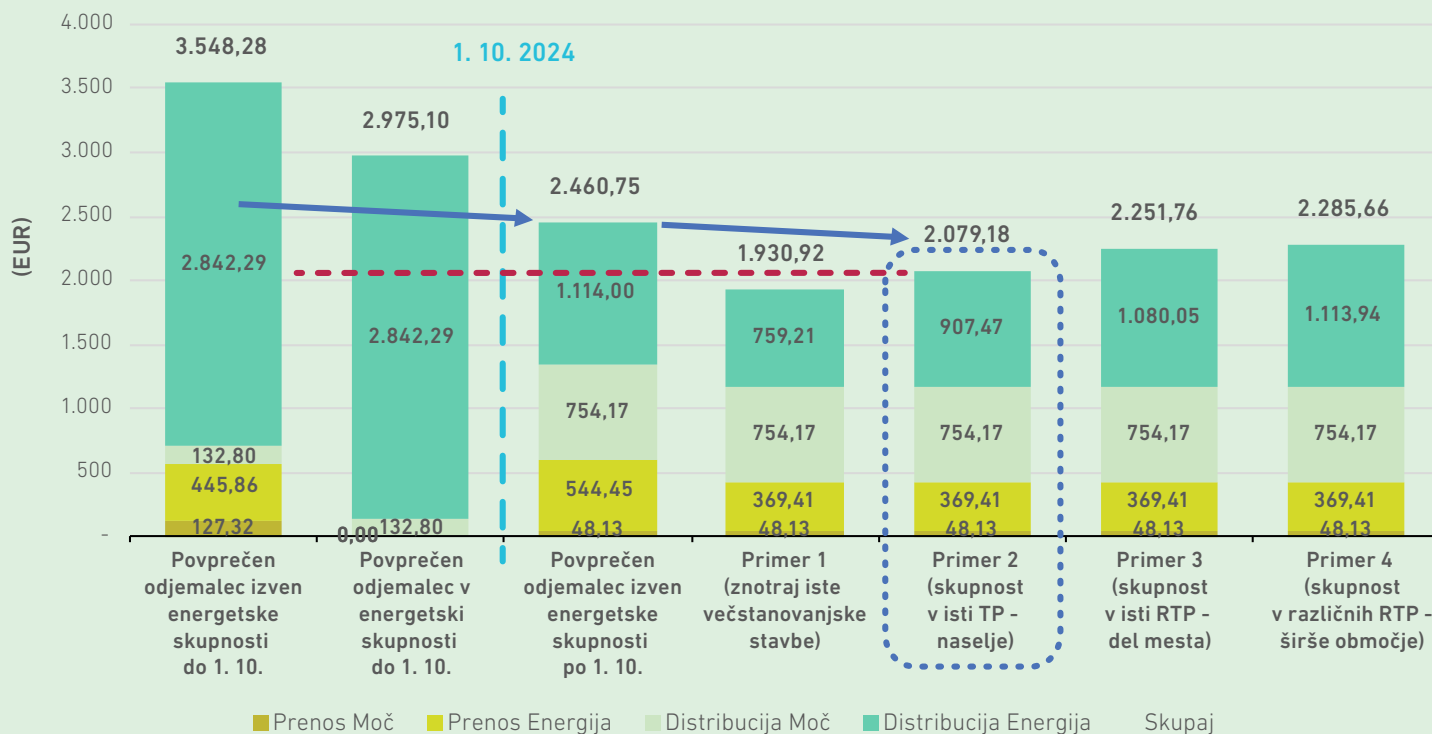
VIR: AGENCIJA

Prenova obračunavanja omrežnine pri tem odjemalcu predvsem zaradi velike porabe energije (90 MWh) ob obvladovanju koničnega odjema okrog ravni zmogljivosti priključka ($P_c = P_{cn} = 28 \text{ kW}$)¹²⁰ znatno zniža stroške omrežnine, in sicer kar za 1.184 evrov na leto brez DDV. Ta prihranek pri omrežnini pa že sam po sebi omogoča naložbo v hranilnik električne energije s ciljem zamejevanja konic z vračilno dobo manj kot 10 let. Smiselno načrtovana zmogljivost hranilnika pa lahko poveča

tudi raven samozadostnosti in še izboljša optimizacijo stroškov, če se odjemalec odloči za sodelovanje v lokalni energetske skupnosti (v primerjavi s stroški omrežnine pred prenovo obračunavanja omrežnine je sodelovanje v tovrstni skupnosti ugodnejše za skoraj 900 evrov na leto). Za doseganje največjega možnega finančnega prihranka je v tem primeru treba zagotoviti avtomatizirano vodenje bremen in hranilnika prek EMS, da se zagotovi nemoteno izvajanje dejavnosti.

¹²⁰ Obračunska moč P_c pred prenovo obračunavanja omrežnine je za MPO enaka priključni moči, zato se tudi po novi metodologiji za zadevnega odjemalca privzeto ne spremeni.

SLIKA: OMREŽNINA IN VPLIV VKLJUČITVE V ENERGETSKO SKUPNOST (PRED IN PO 1. 10. 2024¹²¹) - VSI PRIMERI PRIKLJUČITEV - 2 ODJEMALCA V 60 kW SKUPNOSTI - ČLAN IMA 50-% DELEŽ

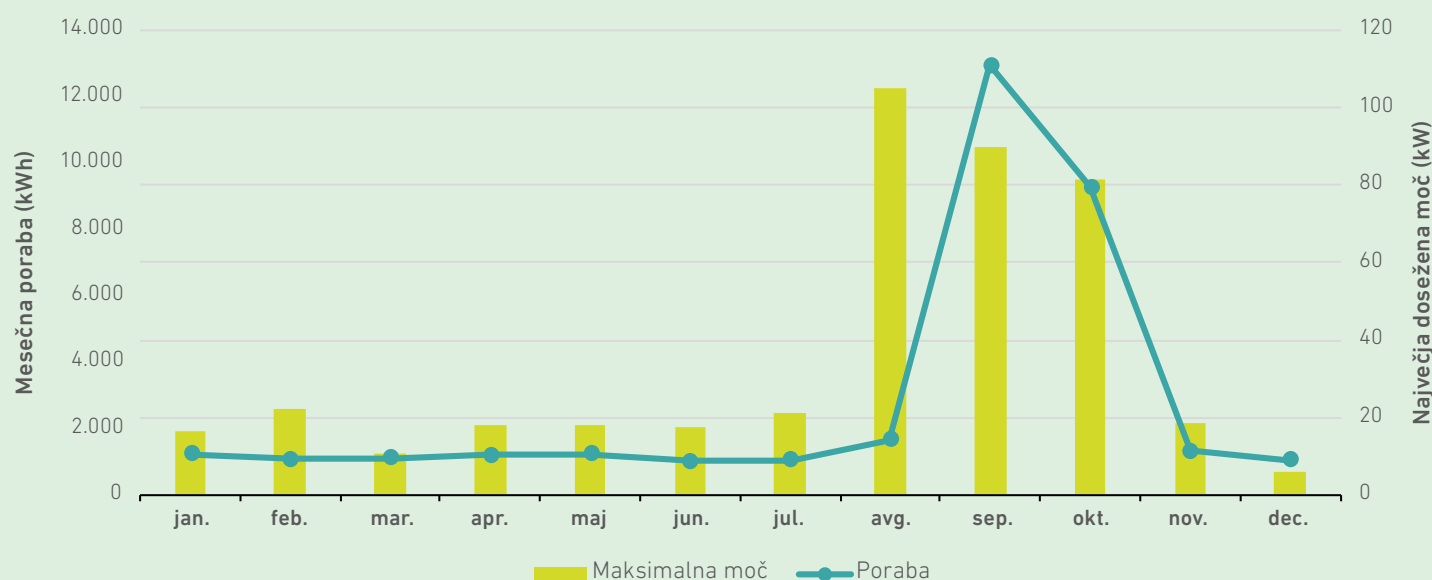


VIR: AGENCIJA

Poslovni odjem s sezonskim odjemom, priključen na nizkonapetostno omrežje (NN < 2.500 h) s porabo približno 35 MWh na leto lahko izkoristi potencial mesečne oziroma sezonske prilagoditve dogovorjene obračunske moči za optimiziranje stroškov

omrežnine. Namreč, zaradi sezonskega odjema je moč odjema v časovnem bloku ČB2 tista, ki postavi minimalno raven dogovorjene obračunske moči na letni ravni za ČB3, ČB4 in ČB5.

SLIKA: LETNI DIAGRAM UPORABE SISTEMA



VIR: AGENCIJA

121 V času priprave tega poročila je agencija začetek uporabe prenove obračuna omrežnine prestavila na 1. 10. 2024.



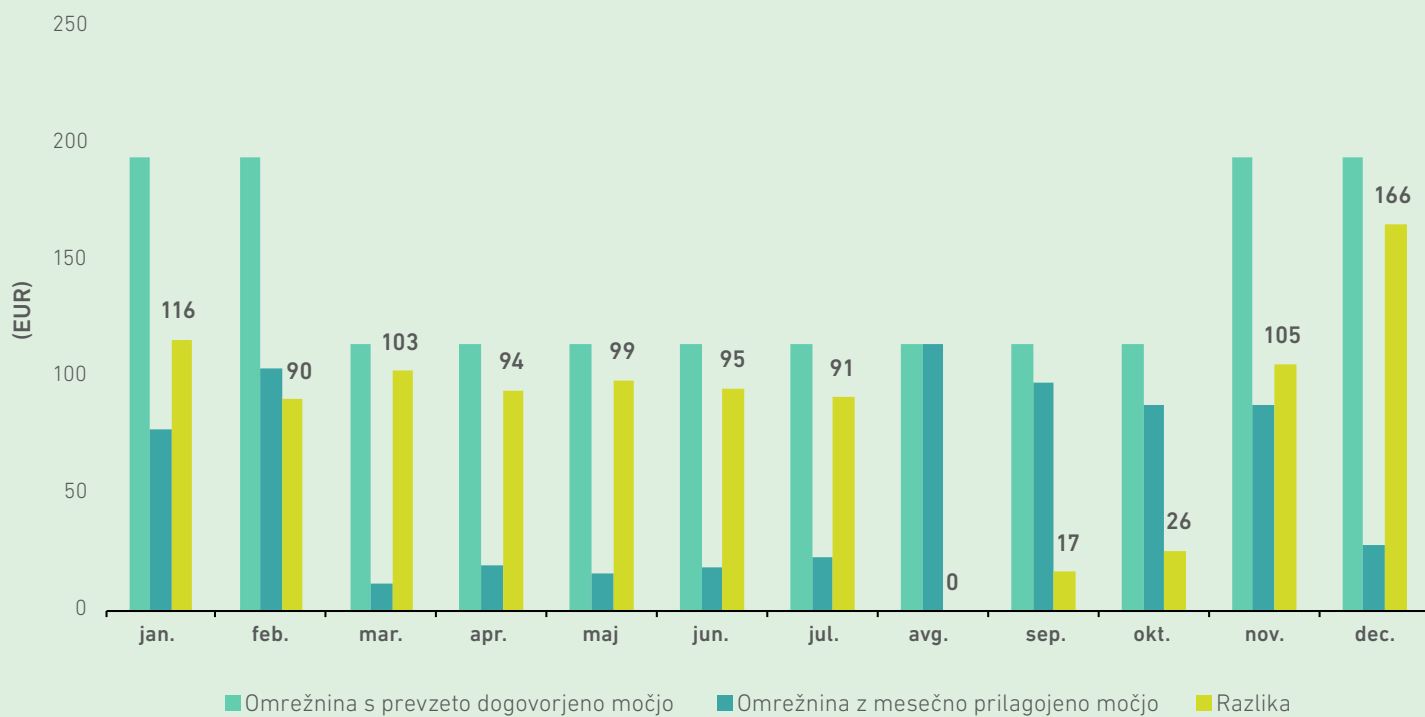
SLIKA: PRIVZETE DOGOVORJENE MOČI PO ČASOVNIH BLOKIH

ČB 1	ČB 2	ČB 3	ČB 4	ČB 5
22,0	105,1	105,1	105,1	105,1

VIR: AGENCIJA

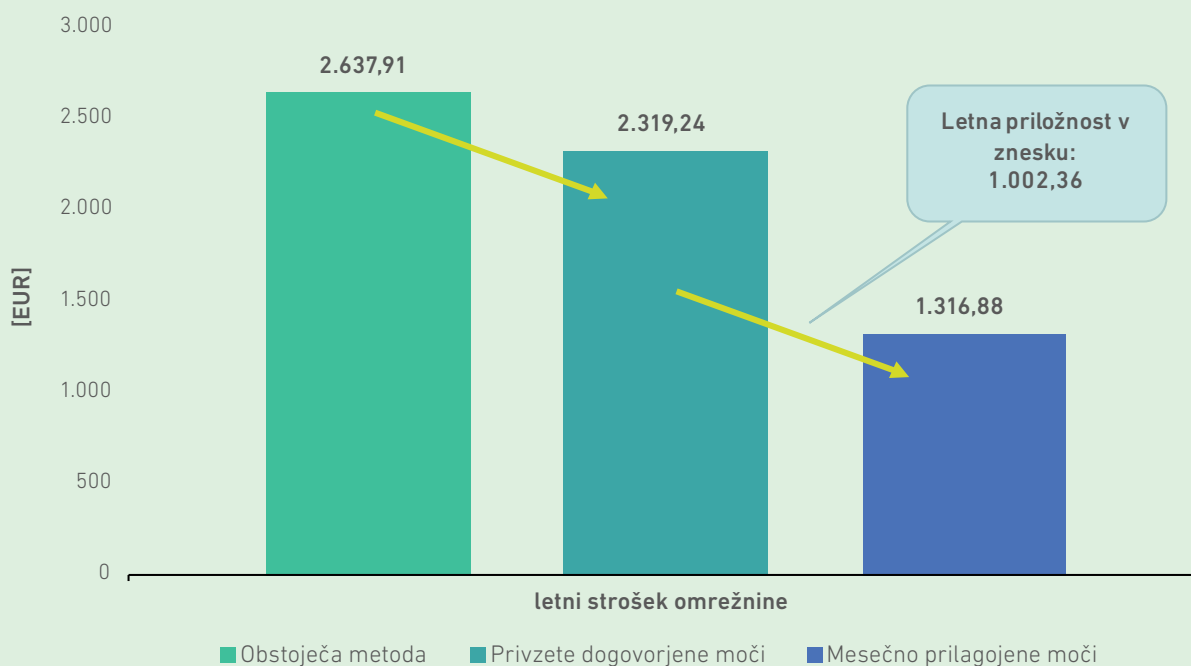
Ob mesečni prilagoditvi dogovorjenih obračunskih moči (ob upoštevanju maksimalne dosežene konice v posameznem časovnem bloku) si odjemalec zagotovi znatno znižanje stroškov omrežnine, in sicer za 1.000 evrov na leto brez DDV.

SLIKA: MESEČNI STROŠKI OMREŽNINE ZA DOGOVORJENO MOČ



VIR: AGENCIJA

SLIKA: LETNI UČINEK MESEČNEGA PRILAGAJANJA DOGOVORJENE MOČI



VIR: AGENCIJA

Znižanje stroškov omrežnine po prenovi upravljalni naložbo v avtomatizirano vodenje bremen prek sistema EMS, ki zagotovi, da ne pride do presežanja mesečno prilagojene obračunske moči in s tem zaračunavanja presežne obračunske moči.

Poleg znižanja svojih stroškov obravnavani odjemalci zagotovijo učinkovitejšo rabo omrežja, saj poskrbijo za obvladovanje koničnega odjema v času, ko je omrežje najbolj obremenjeno. Vendar pa za to potrebujejo ustrezne rešitve oziroma storitve. Za namen te študije primera smo opravili kratko raziskavo tovrstne ponudbe na trgu. Pri pregledu tovrstne ponudbe se je izkazalo, da prenova v smislu spodbujanja razvoja novih energetskih storitev za učinkovitejšo rabo omrežja že učinkuje. Namreč, ponudniki raznih energetskih storitev v svojih poslovnih modelih, povezanih z električno energijo, že izkoriščajo prednosti prenove metodologije za obračunavanje omrežnine. Podjetja s svojimi storitvami omogočajo uporabnikom, da prispevajo k doseganju ciljev zelenega prehoda z uporabnikom prijaznimi inovativnimi rešitvami, ki izkoriščajo prednosti uporabe sončne energije, baterijskih sistemov in električnih vozil, ter da vključeni interoperabilni sistemi delujejo v sozvočju in maksimirajo koristi za uporabnika (udobje, stroški) in za elektroenergetski sistem (stroški). V nadaljevanju orisujemo nekaj tipičnih poslovnih modelov ter pripadajočih rešitev, ki karakterizirajo najbolj dominantne ponudnike tovrstnih rešitev.

Na trgu že nekaj let uspešno deluje ponudnik v vlogah dobavitelja in agregatorja, čigar portfelj produktov vključuje dobavo električne energije po dinamični tarifi prek lastne platforme, pa tudi prilagajanje porabe dinamiki cen. V času, ko so cene električne energije nizke, se poraba uporabnika omrežja praviloma poveča zaradi polnjenja baterij in vključitve ostalih porabnikov. V času višjih cen električne energije pa se porabniki oskrbujejo iz hranilnika. V zameno za aktivacijo polnjenja hranilnikov v času presežka električne energije v sistemu preko ponudnikove platforme za izmenjavo energije zadevni ponudnik nudi svojim strankam popust na redno ceno električne energije, ki je dogovorjena s pogodbo za dobavo. Uporabljena platforma omogoča tudi medsebojno izmenjavo energije, kar pomeni, da se uporabniki povežejo v navidezne skupine in tisti z lastno proizvodnjo lahko delijo presežke električne energije drugim uporabnikom. S pomočjo teh ukrepov bo lahko uporabnik prilagajal odjem električne energije iz elektroenergetskega sistema in si tako znižal strošek za dobavo električne energije kot tudi omrežnino. Zadevni ponudnik izpostavlja tudi pomembnost sodelovanja uporabnikov pri ustvarjanju koristi za uporabnike in hkrati za omrežje za olajšanje zelenega prehoda, in sicer v obliki hranilnikov v večjih stanovanjskih blokih, kjer si stanovalci lahko omislijo skupne hranilnike in si koristi delijo, namesto da bi vsako stanovanje nameščalo svoj individualni hranilnik.



Priložnosti pri bolj dinamičnem obračunavanju električne energije in omrežnine razpozna tudi eden izmed uveljavljenih proizvajalcev toplotnih črpalk, in sicer v celovitih rešitvah energetske oskrbe objektov, kjer v kateri od kombinacij delujejo komplementarno sončna elektrarna, toplotna črpalka, električno vozilo, preostali električni porabniki in sistem za upravljanje z energijo. S takšnim sistemom je mogoče uravnati porabo z usklajevanjem porabnikov, tako da je konica najmanjša, poraba energije se lahko tudi prilagaja skladno dinamiki spreminjanja cen na trgu električne energije in različnim časovnim blokom omrežninskih tarif. Svojim strankam podjetje ponuja tudi kalkulacijo stroškov oskrbe z energijo, kjer so analizirali vrsto karakterističnih primerov na podlagi 15-minutnih podatkov porabe in s tem identificirajo koristi prožne oskrbe z električno energijo in načine za zmanjšanje stroška za dobavo električne energije kot tudi omrežnine. Zadevno podjetje izpostavlja tudi pomembnost hranilnikov pri spodbujanju čim večje samozadostnosti uporabnikov omrežja.

Razvojno naravnano podjetje s svojimi inovativnimi rešitvami, temelječimi na lastno razviti strojni in programski opremi, ponuja rešitve za spremljanje in upravljanje priključenih naprav v realnem času. Njihov napredni sistem za upravljanje z energijo (EMS) omogoča monitoring, upravljanje, napovedovanje in avtomatsko prilagajanje porabe za omejevanje koničnega odjema, proizvodnje sončnih elektrarn in optimizacijo stroškov oskrbe z električno energijo tudi v kombinaciji s hranilniki. S pomočjo naprednih algoritmov, določanja ciljnih scenarijev in glede na stanje cen oz. tarif po modelu dinamičnega obračunavanja, sistem maksimira koristi uporabnika oz. minimizira stroške za uporabnika. V omenjeni EMS se lahko vključi vrsta različnih naprav (polnilnice za električna vozila, toplotne črpalke, pralni stroji ipd., sončne celice ter baterijski hranilniki). Preko namenskih pretvornikov je v EMS mogoče vključiti tudi naprave, ki uporabljajo starejše načine komunikacije.

V smislu ponudbe celovitih rešitev je eden izmed uvoznikov avtomobilov in hkrati sistemski ponudnik e-mobilnosti s svojim portfeljem produktov v sodelovanju z drugimi podjetji napravilo še korak naprej. Ponujajo namreč sistem celovitega energetskega upravljanja, ki v objektu stalno spremlja potrebe po električni energiji in stanje v električnem omrežju ter tako optimira odjem električne energije. Z ustreznimi napravami za upravljanje z energijo ter storitvijo v oblaku odjemalec stalno meri in omejuje moč za prevzeto energijo iz omrežja. Naprava spremlja 15-minutne intervale energije oziroma moči odjema in zagotavlja, da moč odjema ostaja pod mejo, ki jo uporabnik določi za vsak časovni blok posebej. Moč lahko omeji krmiljenim porabnikom, denimo polnilnici za električne avtomobile in toplotni črpalke, če to omogočata, nekrmiljenim porabnikom pa ne: če ti v 15-minutnih intervalih presegajo dogovorjeno moč, odjemalca sistem opozori na morebitne presežke, porabnike pa mora odjemalec izključiti ročno.

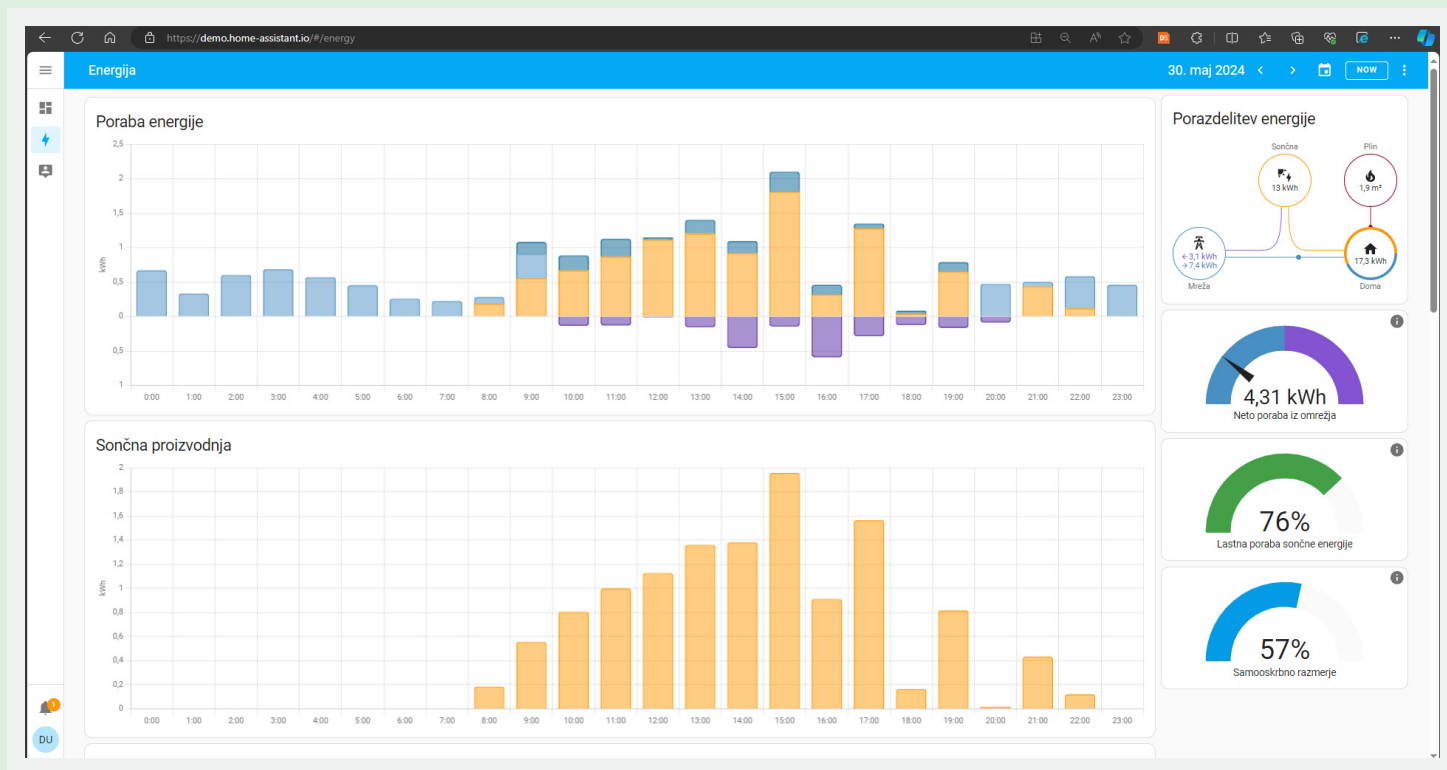
Naprednejši manjši aktivni odjemalci oziroma DIY¹²² entuziasti lahko relativno preprosto in zelo ugodno vzpostavijo lasten sistem za samodejno vodenje energijskih sistemov oziroma porabnikov, če jim seveda to dopušča povezljivost njihovih naprav. Najbolj enostavna rešitev zajema uporabo odprtokodnega sistema Home Assistant¹²³ z integracijo IoT naprav, kot so merilniki električnih veličin v realnem času, ter senzorjev in aktuatorjev (pametnih stikal ipd.) za izklapljanje bremen. Do merilnih podatkov v realnem času pa lahko aktivni odjemalci dostopajo tudi prek uporabniškega vmesnika pametnega števca, in sicer z uporabo ustreznih naprav OSM¹²⁴. Naprednejša integracija pa vključuje vodenje bremen preko vmesnika »SG Ready«, ki ga omogočajo pametne naprave, npr. toplotne črpalke. Na posnetku zaslona v nadaljevanju je prikazana enostavna spletna nadzorna plošča »Home Assistant« za spremljanje porabe in proizvodnje električne energije ter pretokov energije med omrežjem, porabniki in energijskimi moduli v hiši.

122 Angl. »do it yourself«

123 <https://www.home-assistant.io/>

124 Angl. »Other Service Module«

SLIKA: NADZORNA PLOŠČA ODPRTOKODNEGA SISTEMA »HOME ASSISTANT«



VIR: HOME ASSISTANT

»Home Assistant« je programska oprema za hišno avtomatizacijo, ki je običajno nameščena na lokalnem mikro strežniku (Raspberry Pi, ODROID ipd.) ter prek ZigBee ali WiFi povezav povezana s pametnimi napravami. S tem je neodvisna od oblačnih storitev, kar je z vidika zasebnosti velika prednost. Omogoča več kot 2.700 integracij s pametnimi napravami ter zmogljivo avtomatizacijo z enostavnim definiranjem prožilcev, pogojev in akcij.

Predstavljenih je le nekaj rešitev vidnejših slovenskih ponudnikov ter možnost lastne (DIY) rešitve, ki si jo lahko zagotovi naprednejši aktivni odjemalec. Če slednja zahteva enkratni vložek nekaj 100 evrov, pa so ostale storitve seveda dražje, vendar vključujejo tudi monitoring delovanja naprav oziroma uporabniško pomoč. Ne glede na izbrano opcijo pa se naložba v

avtomatizacijo vodenja porabnikov oziroma energijskih modulov prek EMS tudi najmanjšemu odjemalcu izmed zgoraj izpostavljenih profilov povrne v manj kot petih letih¹²⁵.

Z uporabo tovrstnih rešitev lahko uporabniki omrežja ne le zmanjšajo svoj individualni okoljski odtis, ampak ustvarjajo tudi prihranke pri stroških za omrežnino in dobavo električne energije, kot tudi aktivno sodelujejo pri prehodu družbe na bolj zeleno, trajnostno in energetske učinkovito prihodnost.

Ugotovimo lahko, da je eden izmed ciljev prenove obračunavanja omrežnine, tj. spodbujanje razvoja nove inovativne ponudbe storitev in rešitev na trgu, že tudi dosežen.

125 Izvzeta je naložba v energetske module, poleg tega je predpostavljeno, da so povezljive naprave že v hiši.



Elektromobilnost

Agencija spremlja razvoj elektromobilnosti z vidika razvoja trga z električno energijo. Z razmahom električne mobilnosti se lahko pričakuje vključevanje električnih vozil v trg prožnosti s tako imenovanim pametnim polnjenjem, s katerim je mogoče uravnati parametre polnjenja glede na potrebe uporabnika vozila in hkrati potrebe elektroenergetskega sistema.

V Sloveniji je bilo leta 2023 registriranih skupaj 14.463¹²⁶ električnih vozil. K temu so enako kot leto prej največ prispevala baterijska električna vozila (BEV). V kategoriji osebnih vozil (M1) se je njihovo število povečalo za 3.859 vozil, kar pomeni 50,3-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število priključnih hibridov (PHEV) se je v isti kategoriji povečalo za 977 vozil oziroma 63,2 % glede na prejšnje leto. Število lahkih komercialnih BEV (kategorija N1) se je povečalo za 101 vozilo, kar pomeni 42,1-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. Število lahkih BEV, to so dvo-, tri- in štirikolesniki (kategorija L) je znašalo 34 vozil, kar je enako kot leto prej. Število BEV avtobusov (kategoriji M2 in M3) se je povečalo za 26 vozil, kar pomeni

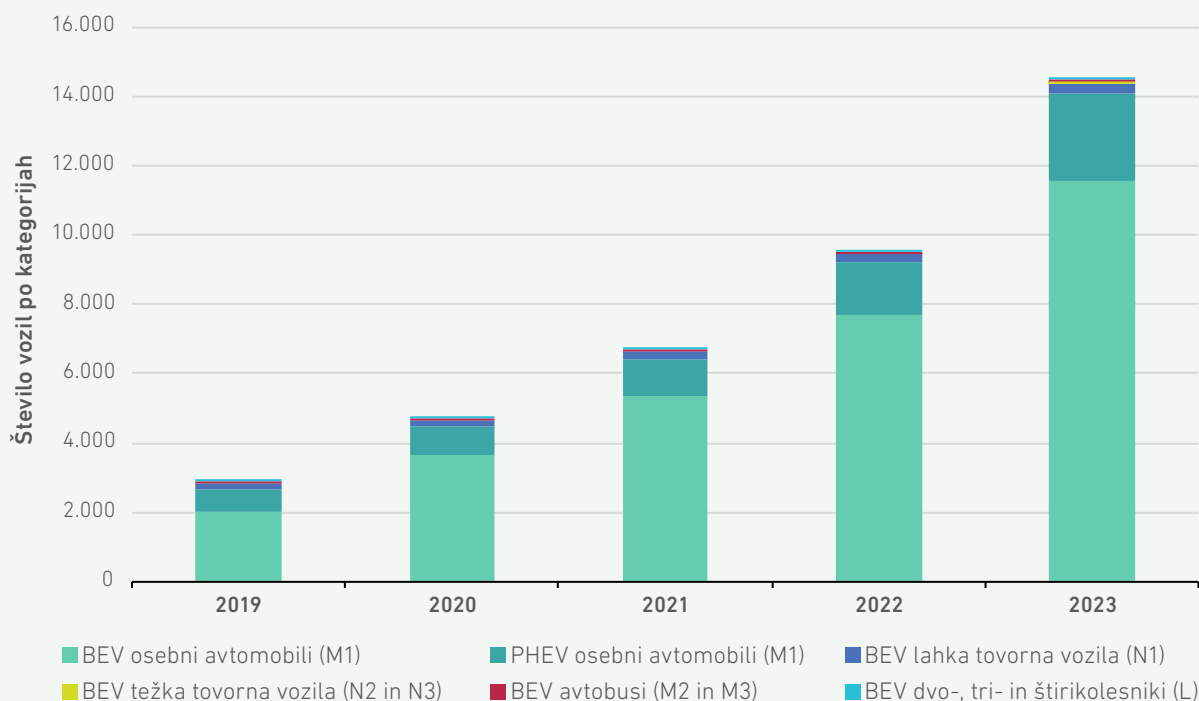
**52,2-odstotno povečanje
skupnega števila električnih vozil**

160,0-odstotno povečanje glede na prejšnje leto. V letu 2023 so bile prvič zabeležene registracije šestih težkih komercialnih BEV (kategoriji N2 in N3).

Podatki kažejo na vztrajno rast števila električnih vozil in nekoliko bolj pospešeno vpeljavo električnih vozil v slovenski vozní park kot predhodno leto.

Ob upoštevanju podatka 1.223.820¹²⁷ vseh vozil kategorije M1 in N1 v Sloveniji dobimo skupni delež električnih vozil 1,18 % v teh dveh kategorijah v Sloveniji. Na ravni EU znaša primerljiv podatek 2,79 %, medtem ko je za Švedsko, ki je imela v letu 2023 največji delež električnih vozil med državami EU, ta podatek 12,97 %.

SLIKA 137: ŠTEVILO REGISTRIRANIH ELEKTRIČNIH VOZIL V SLOVENIJI



VIR: EAFO¹²⁸

126 Podatki na dan 19. 4. 2023 (vir: European Alternative Fuels Observatory - EAFO)
 127 Podatki na dan 19. 4. 2023 (vir: EAFO)
 128 European Alternative Fuels Observatory

Podatki EAFO kažejo, da je bilo ob koncu leta 2023 v Sloveniji skupaj¹²⁹ 1.608 javnih¹³⁰ polnilnih mest¹³¹. Upoštevajoč podatke o številu električnih vozil kategorije M1, N1 in L v Sloveniji lahko ugotovimo, da za Slovenijo velja razmerje 8,97 električnega vozila na eno polnilno mesto, kar ustreza predvidenim evropskim okvirom¹³². V celotni EU je to razmerje znašalo 13,7 električnega vozila na eno polnilno mesto, na Švedskem pa 18,1. Slika 138 prikazuje podrobno strukturo polnilnih mest po največji moči (P) polnjenja v Sloveniji, 16,3 % polnilnih mest omogoča hitro polnjenje z enosmernim (DC) tokom, preostalih 83,7 % pa omogoča polnjenje z izmeničnim (AC) tokom¹³³. V EU je 12,9 % polnilnih mest za polnjenje z DC tokom in 87,1 % polnilnih mest za polnjenje z AC tokom, medtem ko je na Švedskem 12,8 % polnilnih mest za polnjenje z DC tokom in 87,2 % polnilnih mest za polnjenje z AC tokom. Slika 139 kaže tudi na nekoliko drugačno

Število polnilnih mest glede na število električnih vozil v Sloveniji v skladu z zakonodajnim okvirom EU

strukturo polnilnih mest v Sloveniji, EU in na Švedskem. Največja razlika se kaže v precej drugačnem deležu počasnih polnilnih mest (moči do 7,4 kW) oziroma celokupno običajnih polnilnih mest¹³⁴ (moči do vključno 22 kW). Strukturno sicer nekoliko drugačen, a v celoti primerljiv delež polnilnih mest visoke moči¹³⁵, tudi v Sloveniji omogoča primerljivo tranzitno zmogljivost.

129 Podatki na dan 19. 4. 2023 (vir: EAFO)

130 Podatki kažejo, da je 84,9 % polnilnih mest dostopnih brez omejitev (neomejena dostopnost 24/7 za vse uporabnike) in preostalih 15,1 % z določenimi omejitvami pri dostopu, kjer veljajo posebne, čeprav nediskriminatorne omejitve dostopa (kot je npr. omejen čas uporabe – npr. polnilna mesta na parkiriščih velikih trgovin, hotelskih in gostinskih obratih itd.).

131 Zaradi spremenjene metodologije štetja števila polnilnih mest za električna vozila ni mogoče podati enovitega pregleda nad razvojem števila polnilnih mest za električna vozila skozi leta. Tudi sicer je analitično delo agencije na področju spremljanja razvoja elektromobilnosti v Sloveniji oteženo zaradi volatilnosti podatkov v referenčnih bazah podatkov, kjer je ob večletnem spremljanju mogoče zaznati spreminjanje podatkov tudi za preteklost.

132 Ustrezno povprečno število polnilnih mest naj bi okvirno ustrezalo vsaj enemu polnilnemu mestu na 10 avtomobilov, pri čemer se upoštevajo tudi tip avtomobilov, tehnologija polnjenja in zasebna polnilna mesta, ki so na voljo (razveljavljena Direktiva 2014/94/EU Evropskega parlamenta in Sveta z dne 22. oktobra 2014 o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva). V letu 2023 je bila objavljena Uredba (EU) 2023/1804 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. septembra 2023 o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva ter razveljavitvi Direktive 2014/94/EU, ki zahteva drugačno vrednotenje ustreznosti polnilne infrastrukture za električna vozila. Uredba, ki se uporablja od 13. aprila 2024, zahteva kumulativno doseganje ciljev glede izhodne moči za javno dostopne polnilne postaje za lahka električna vozila sorazmerno z uvajanjem lahkih električnih vozil (kategoriji M1 in N1) v vozni park države članice. V smislu ustrezne pokritosti cestnega omrežja TEN-T na ozemlju države članice pa uredba zahteva minimalno pokritost cestnega omrežja z javno dostopnimi polnilnimi parki glede na njihovo medsebojno razdaljo in minimalno moč polnjenja, z različnimi zahtevami za polnilno infrastrukturo za lahka (kategoriji M1 in N1) in težka (kategorije M2, M3, N2 in N3) električna vozila.

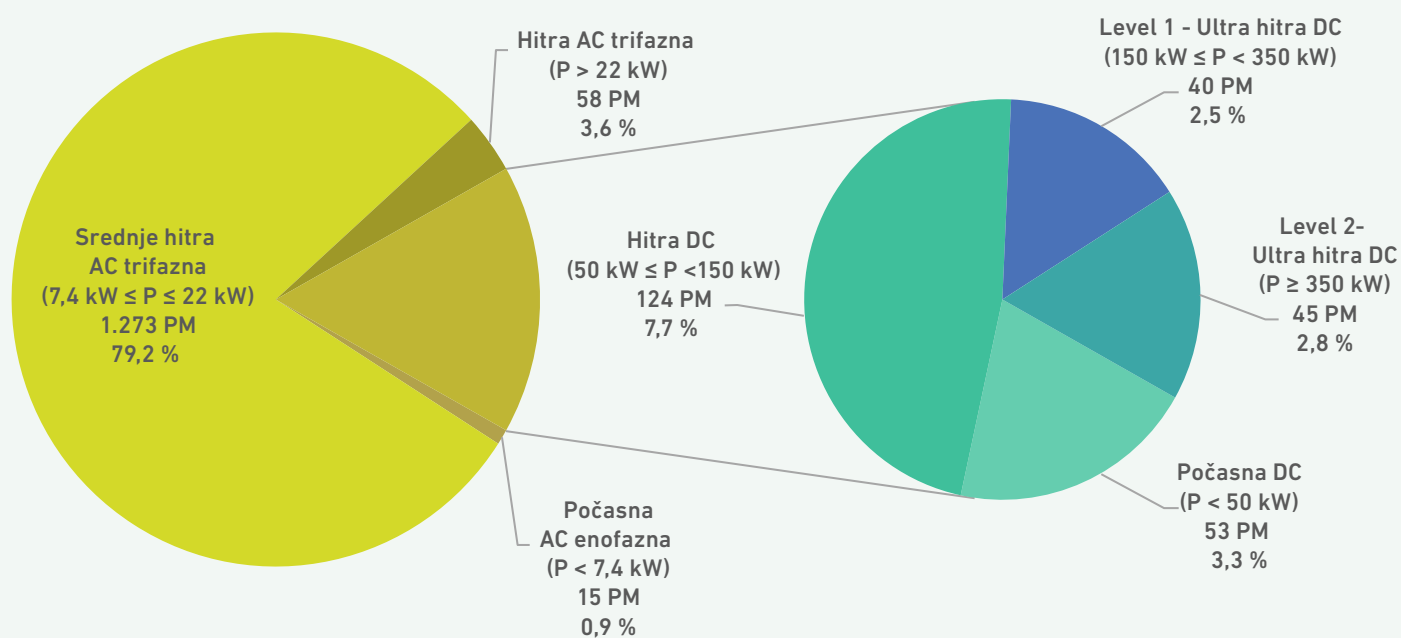
133 Npr. polnjenje z močjo 22 kW omogoča, da se električno vozilo s povprečno porabo 14,5 kWh ob največji moči polnjenja za doseg 100 km napolni v približno 40 minutah. Ob večji moči polnjenja je čas polnjenja ustrezno krajši.

134 »Običajno polnilno mesto« je polnilno mesto, ki omogoča prenos električne energije na električno vozilo z močjo, ki je manjša od 22 kW ali enaka 22 kW, razen naprav z močjo, manjšo od 3,7 kW ali enako 3,7 kW, ki so nameščene v zasebnih gospodinjstvih ali katerih prvotni namen ni polnjenje električnih vozil in ki niso dostopne javnosti (Zakon o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu (ZIAG), Uradni list RS, št. 62/23).

135 »Polnilno mesto visoke moči« je polnilno mesto, ki omogoča prenos električne energije na električno vozilo z močjo, večjo od 22 kW (ZIAG).

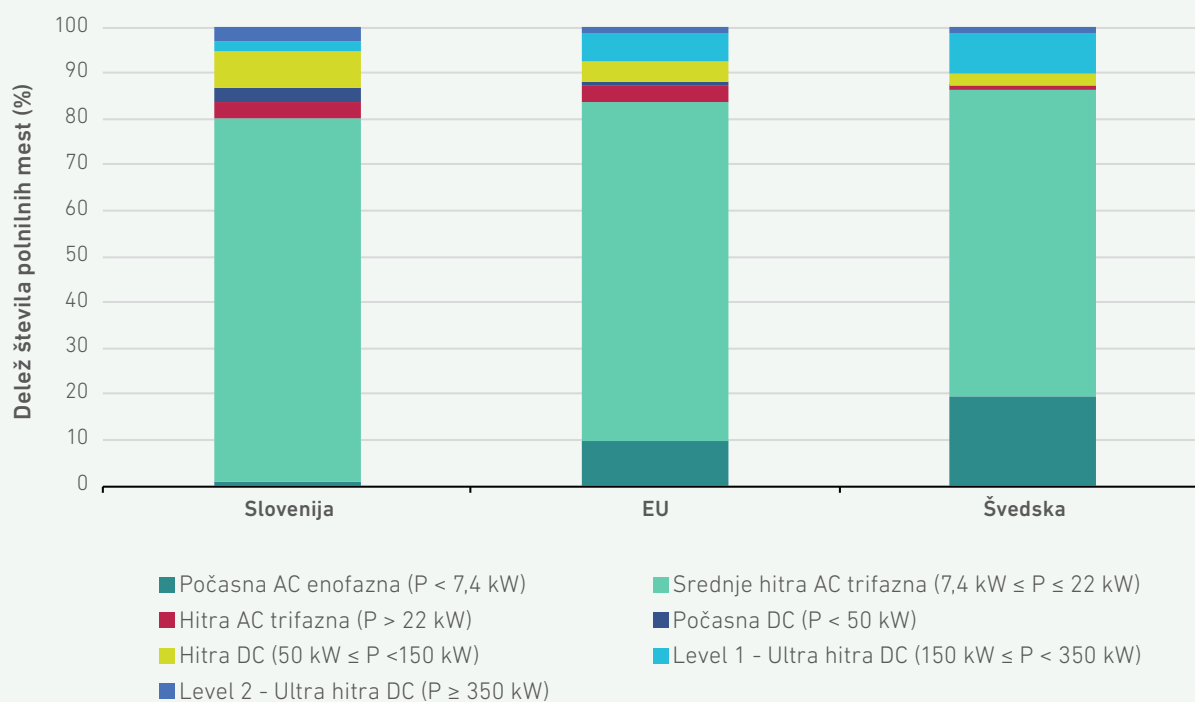


SLIKA 138: STRUKTURA¹³⁶ ŠTEVILA POLNILNIH MEST (PM) ZA ELEKTRIČNA VOZILA V SLOVENIJI GLEDE NA NAJVEČJO MOČ POLNJENJA (P)



VIR: EAFO

SLIKA 139: STRUKTURA ŠTEVILA POLNILNIH MEST ZA ELEKTRIČNA VOZILA V RAZLIČNIH DRŽAVAH GLEDE NA NAJVEČJO MOČ POLNJENJA (P)



VIR: EAFO

136 Razlika med celoto in seštevki posameznih deležev je posledica zaokroževanja.

Primerjava nanizanih podatkov s podatki področne strategije in povezanih dokumentov¹³⁷ kaže na počasnejšo vpeljavo elektromobilnosti kot predvideno s področno strategijo, tako na področju električnih vozil kot tudi polnilne infrastrukture, ki naj sicer sledi razvoju uporabe električnih vozil.

Nova področna zakonodaja za infrastrukturo za alternativna goriva

V letu 2023 je začel veljati Zakon o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu (ZIAG), ki določa pravni okvir za vzpostavljanje, razvoj, širitev in varno uporabo interoperabilne in uporabnikom prijazne polnilne in oskrbovalne infrastrukture za alternativna goriva v prometu za cestni, zračni in pomorski promet. V letu 2023 je bila objavljena tudi Uredba (EU) 2023/1804 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. septembra 2023 o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva ter razveljavitvi Direktive 2014/94/EU, ki države članice zavezuje k izpolnjevanju ciljev na področju vzpostavljanja polnilne in infrastrukture za alternativna goriva. Cilj slednje je, da se v državah članicah zagotovi ustrezna mreža javno dostopne polnilne in oskrbovalne infrastrukture za podporo uporabi vozil na alternativna goriva v vseh načinih prometa, ki bo pametna in interoperabilna ter uporabnikom prijazna. Nova uredba zahteva letno kumulativno doseganje ciljev glede

izhodne moči za javno dostopne polnilne postaje za lahka električna vozila sorazmerno z uvajanjem lahkih električnih vozil. V smislu ustrezne pokritosti cestnega omrežja TEN-T na ozemlju države članice pa uredba zahteva minimalno pokritost cestnega omrežja z javno dostopnimi polnilnimi parki glede na njihovo medsebojno razdaljo in minimalno moč polnjenja.

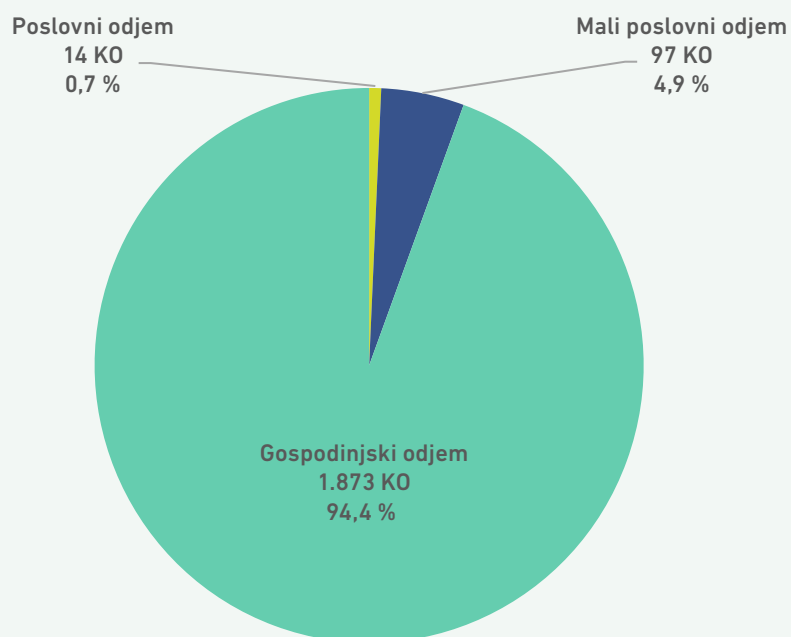
Na področju dobave električne energije, specifično za potrebe električne mobilnosti, je bilo leta 2023 aktivnih pet dobaviteljev, ki so bodisi upravljali lastno polnilno infrastrukturo, dobavljali električno energijo upravljavcem polnilne infrastrukture ali pa so z odjemalci imeli sklenjeno pogodbo o dobavi energije, pri katerih je lastništvo oziroma uporaba električnega vozila pogoj za sklenitev pogodbe. Podatki dobaviteljev kažejo, da je bilo za potrebe električne mobilnosti dobavljene približno 2,78 GWh električne energije, kar je 1,64 GWh manj kot predhodno leto, ali 37,1 % manj glede na predhodno leto. Dobavitelji so končnim odjemalcem s pogodbo o dobavi energije, ki je prilagojena rabi energije pri uporabi električnih vozil, dobavili 0,29 GWh ali 10,4 % električne energije, ostali del je bil porabljen v okviru upravljanja lastne polnilne infrastrukture.

**37,1-odstotno zmanjšanje
dobave električne energije,
povezane z maloprodajnimi produkti
električne mobilnosti**

¹³⁷ Strategija na področju razvoja trga za vzpostavitev ustrezne infrastrukture v zvezi z alternativnimi gorivi v prometnem sektorju v Republiki Sloveniji (12. 10. 2017), Akcijski program za alternativna goriva v prometu za leti 2022 in 2023 (23. 12. 2021), Poročilo o izvajanju akcijskega programa za alternativna goriva v prometu v letu 2022 (27. 7. 2023)

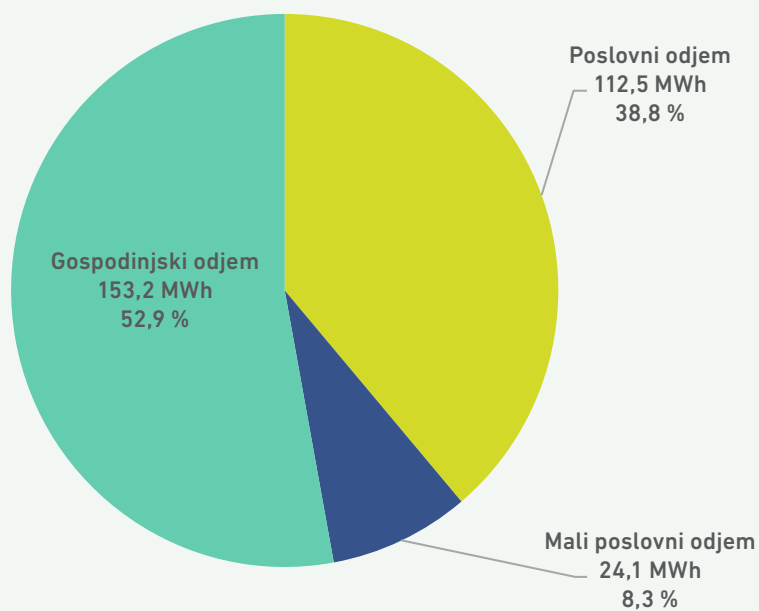


SLIKA 140: ŠTEVILO KONČNIH ODJEMALCEV (KO) S POGODBO O DOBAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE, KI JE PRILAGOJENA RABI V ELEKTRIČNI MOBILNOSTI



VIRI: DOBAVITELJI

SLIKA 141: STRUKTURA DOBAVE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA POTREBE ELEKTRIČNE MOBILNOSTI PO VRSTI KONČNIH ODJEMALCEV



VIRI: DOBAVITELJI

Zanesljivost oskrbe z električno energijo

Zanesljivost oskrbe električne energije določa verjetnost, da bo sistem sposoben dobaviti energijo zahtevane kakovosti do vseh odjemnih mest in v potrebnih količinah. Zanesljivost se podaja z dvema osnovnima parametroma – zadostnostjo in sigurnostjo. Zadostnost je kazalnik sposobnosti sistema za pokrivanje potreb odjemalcev po električni energiji in moči v vseh pričakovanih obratovalnih stanjih, torej z upoštevanjem načrtovanih in nenačrtovanih nerazpoložljivosti elementov sistema. Sigurnost obratovanja je sposobnost sistema za ohranjanje normalnega obratovalnega stanja ali za čimprejšnjo vrnitev v normalno obratovalno stanje, da je torej sistem v določenem obratovalnem stanju odporen na množico motenj (na primer kratki stiki v omrežju, izpadi elementov sistema in nepričakovane spremembe v odjemu v povezavi z omejitvami pri proizvodnji), tako da odjemalci posledic motenj ne čutijo in so te odpravljene brez ogrožanja celovitosti sistema.

Potrebno raven zanesljivosti oskrbe z električno energijo v državi pregledno prikazuje standard zanesljivosti, ki je običajno izražen s kazalnikom pričakovanega tveganja izpada napajanja (Loss of Load Expectation – LOLE). Določitev standarda zanesljivosti temelji na mejnem zmanjšanju nedobavljene električne energije (EENS) iz rezultatov

najnovejših razpoložljivih nacionalnih, regionalnih ali evropskih ocen zadostnosti virov, kjer so podane ocene kazalnikov LOLE in EENS. Standard zanesljivosti LOLE se izračuna z upoštevanjem vrednosti nezadostnega napajanja (Value of Lost Load – VOLL) in vrednosti stroškov novega vstopa (Cost of New Entry – CONE) proizvodnih tehnologij, ki lahko sodelujejo pri znižanju kazalnika LOLE. Operater prenosnega sistema je v letu 2018 že določil vrednost nezadostnega napajanja VOLL, v letu 2022 pa je v sodelovanju z zunanjimi institucijami izdelal izračun stroškov novega vstopa za proizvodnjo ali prilagajanje odjema in standarda zanesljivosti, iz katerega izhaja, da standard zanesljivosti LOLE za Slovenijo znaša 0 ur/leto, kar je predvsem posledica odlične povezanosti slovenskega elektroenergetskega sistema s sosednjimi. Po drugi strani pa Evropska ocena zadostnosti virov (ERRA¹³⁸), ki jo je ENTSO-E izdelal v letu 2023, v obravnavanih scenarijih za leta po 2025 kaže povečano tveganje zagotavljanja zadostnosti proizvodnje električne energije, in sicer predvsem zaradi ekonomske neupravičenosti proizvodnje iz fosilnih virov. Ocena standarda zanesljivosti za Slovenijo v enem od scenarijev že v letu 2028 naraste na 0,2 ure/leto, v drugem scenariju pa vse do 1 ure/leto v letu 2033.

Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

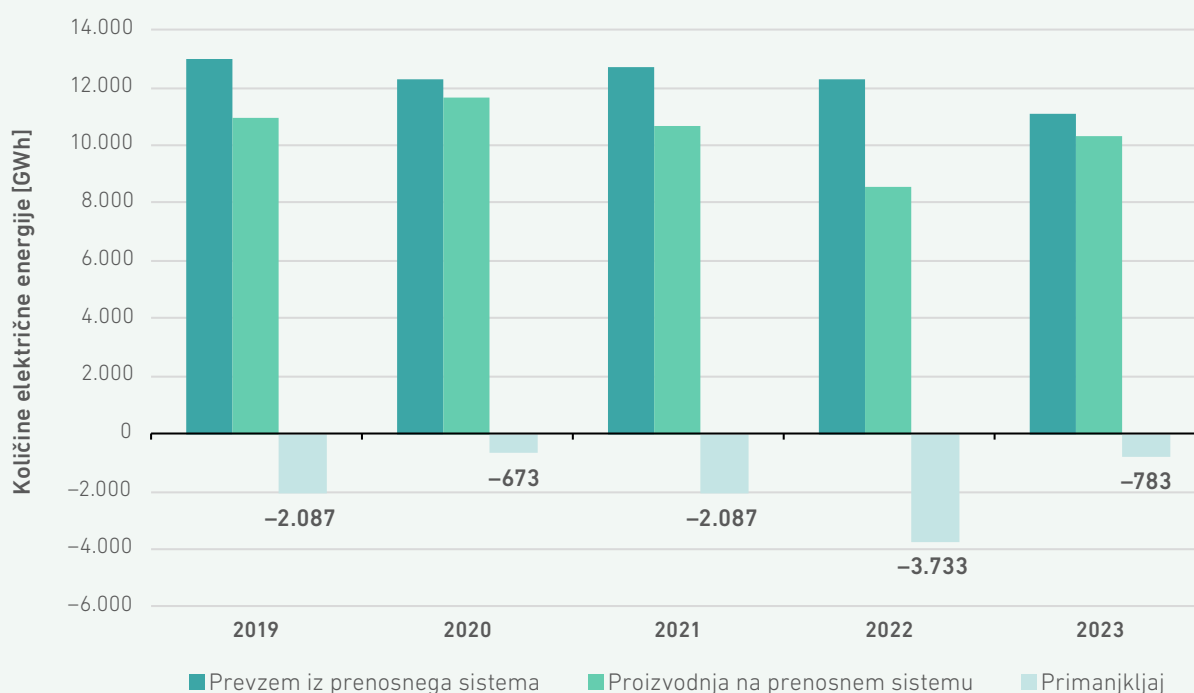
Prezem električne energije iz prenosnega sistema se je v letu 2022 glede na leto prej zmanjšal za 9,7 %. Ob upoštevanju polovične proizvodnje jedrske elektrarne je bila proizvodnja električne energije na prenosnem sistemu v letu 2023 kar za 20,7 % višja kot leto prej, kar je ob približno enaki proizvodnji v termoelektarnah in jedrski elektrarni Krško predvsem posledica kar za 57,8 % višje proizvodnje v hidroelektarnah. Pokritost prevzema električne energije iz prenosnega omrežja z domačimi viri je v letu 2023 dosegla eno višjih vrednosti v zadnjih desetih letih in je znašala skoraj 93 %.

Visoka pokritost prevzema električne energije iz prenosnega sistema z domačimi viri je posledica izredno dobre proizvodnje v hidroelektarnah

138 <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>



SLIKA 142: PREVZEM IN PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI NA PRENOSNEM SISTEMU BREZ UPOŠTEVANJA IZGUB V OBDOBJU 2019–2023



VIR: ELES

Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe

Pri izdelavi ocene prihodnje porabe električne energije v Sloveniji so poleg pričakovanega gospodarskega razvoja v največji možni meri upoštevane zahteve evropskega združenja operaterjev prenosnih sistemov ENTSO-E iz desetletnega razvojnega načrta za EU in scenariji v NEPN. Električna energija, prevzeta iz prenosnega sistema, se pokriva predvsem z viri, priključenimi na prenosni sistem, zato je treba za čim boljše napoved stanj v slovenskem elektroenergetskem sistemu iz nabora načrtovanih proizvodnih virov izločiti tiste, za katere lahko trdimo, da je njihova izgradnja manj verjetna.

Operator prenosnega sistema je pri izdelavi napovedi pokrivanja prevzema električne energije iz prenosnega sistema od proizvodnih podjetij pridobil podatke o načrtovanih novih proizvodnih enotah oziroma zaustavitvi obstoječih proizvodnih enot ter jih razdelil v štiri scenarije glede na verjetnost izvedbe. Pri tem je scenarij 1 najbolj pesimističen in upošteva le izgradnjo proizvodnih virov, ki so že v fazi gradnje ali imajo pridobljeno gradbeno in okoljsko dovoljenje, scenarij 2 upošteva realno pričakovana vlaganja ob upoštevanju zamikov izgradnje novih HE zaradi težav pri umeščanju

V vseh scenarijih do leta 2032 se kaže primanjkljaj domače proizvodnje za pokrivanje prevzema električne energije iz prenosnega sistema

v prostor, scenarij 3 je zelo ambiciozen in poleg izgradnje hidroelektrarn na Savi predvideva tudi velika vlaganja v vetrne in sončne elektrarne na prenosnem sistemu. Scenarij 4 je podobno ambiciozen kot scenarij 3, le da za določene hidroelektrarne in drugi blok jedrske elektrarne predvideva zamik izgradnje izven desetletnega razvojnega obdobja. V nobenem izmed scenarijev ni do leta 2032 predvidena izgradnja HE na Muri, zaradi težav pri umeščanju v prostor in nasprotovanja okoljevarstvenikov pa je zelo negotova tudi izgradnja drugih hidroenergetskih objektov.

TABELA 34: SPREMEMBE PROIZVODNIH ZMOGLJIVOSTI NA PRENOSNEM SISTEMU DO LETA 2032

	Inštalirana moč [MW]	Predvideno leto spremembe	Scenarij
Hidroelektrarne			
HE na Dravi			
ČE Kozjak	420	2031	4
HE na Savi			
Mokrice	28	2025	1, 2, 3, 4
Suhadol	44	2030	3
Trbovlje	36	2032	3
Termoelektrarne			
TE Šoštanj			
TEŠ blok V	-305	2028	
TEŠ PT 51	-42	2028	
TEŠ PT 52	-42	2028	
TEŠ PPE1	151	2028	
TE Brestanica			
PB 1	-23	2026	
PB 2	-23	2026	
PB 3	-23	2026	
TE TOL			
Blok III premog	-45	2032	

VIR: ELES



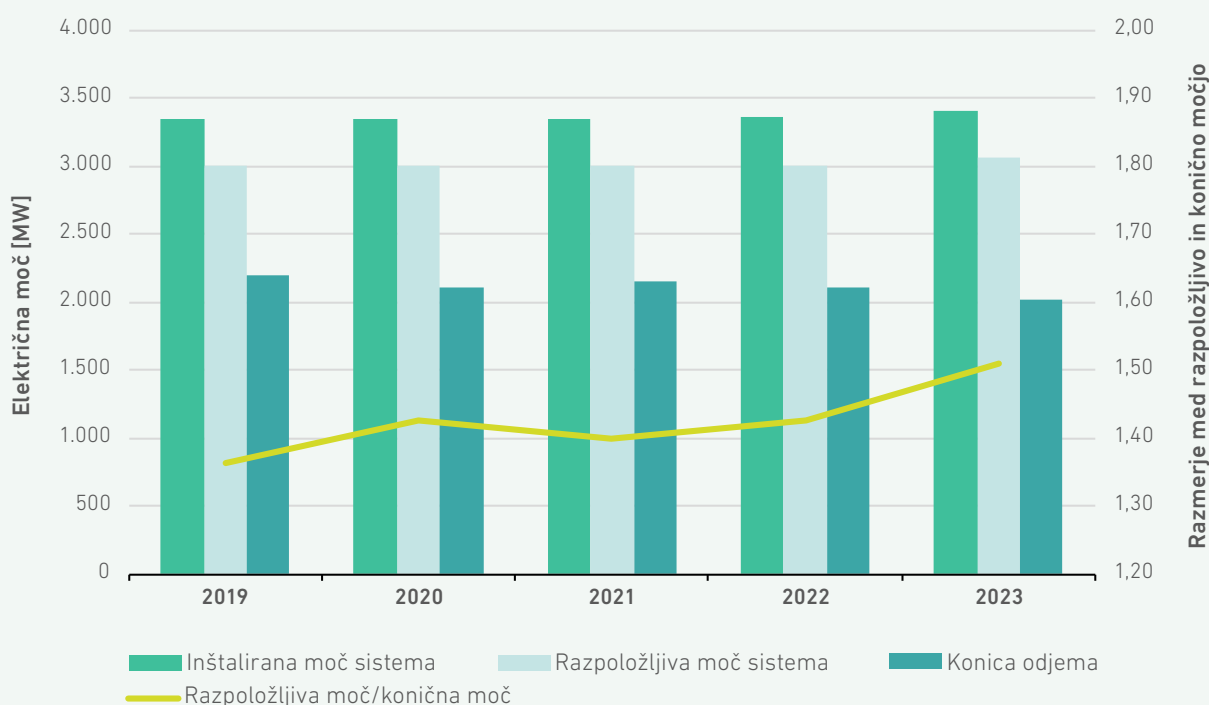
Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije

Eden od kazalnikov, ki daje informacijo o zadostnosti proizvodnih virov, je tudi razmerje med inštalirano oziroma razpoložljivo močjo proizvodnih virov in konično močjo. Sistem mora imeti na voljo dovolj moči za pokrivanje prevzema in rezerve moči ob normalnem obratovanju in nastopu nepredvidenih razmer. Dejanska razpoložljiva moč za slovenski trg je enaka razliki med inštalirano močjo proizvodnih virov in polovični moči jedrske elektrarne Krško, ki pripada Hrvaški. Razmerje med razpoložljivo močjo in konično močjo na prenosnem sistemu v letu 2023 se je glede na predhodno leto neznatno izboljšalo, in sicer na račun nekoliko višje inštalirane oziroma razpoložljive moči proizvodnih enot ter manjše konične obremenitve odjema. Čeprav dejansko razpoložljivost proizvodnih enot narekujejo vremenske razmere

Uvoz preko čezmejnih povezav omogoča pokrivanje primanjkljajev električne energije

za obnovljive vire na eni strani ter tržni signali za termoelektrarne na drugi strani, pa oskrba končnih odjemalcev z električno energijo v letu 2023 ni bila ogrožena, saj je slovenski elektroenergetski sistem s čezmejnimi povezavami odlično povezan s sosednjimi državami, na trgu pa je bilo na voljo tudi dovolj električne energije.

SLIKA 143: INŠTALIRANE MOČI NA PRAGU PROIZVODNIH OBJEKTOV, RAZPOLOŽLJIVE MOČI ZA SLOVENSKI TRG IN KONIČNA MOČ ODJEMA TER RAZMERJE RAZPOLOŽLJIVE IN KONIČNE MOČI NA PRENOSNEM SISTEMU V OBDOBJU 2019–2023



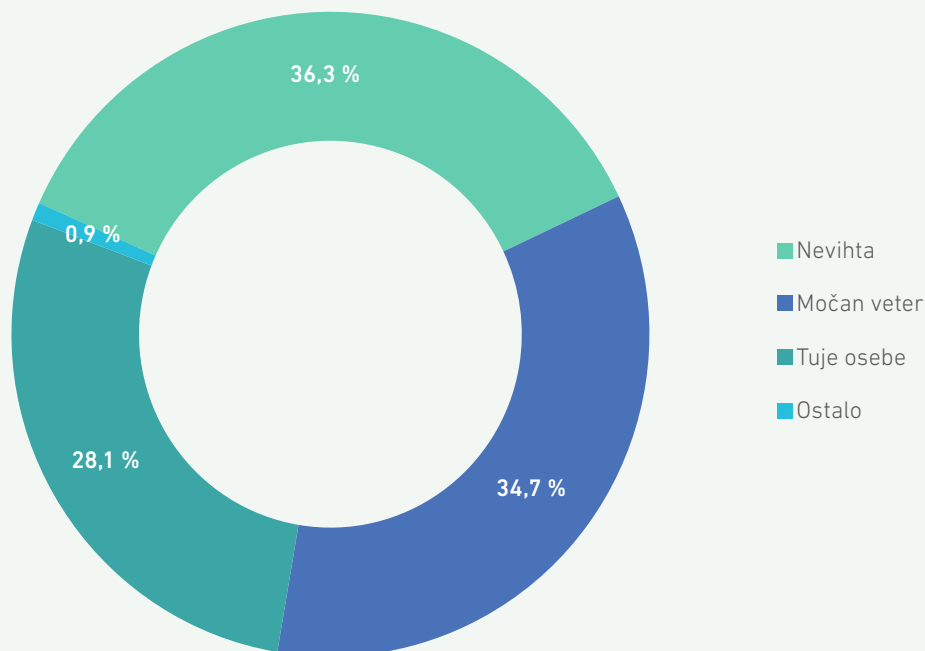
VIR: ELES

Izredni vremenski vplivi ali havarije v omrežju lahko privedejo do prekinitve napajanja. Nedobavljena energija je tista energija, ki bi bila potencialno dobavljena iz sistema, če ne bi prišlo do prekinitve napajanja. Zanimivo je, da količina nedobavljene energije v zadnjih treh letih strmo narašča, od 10,3 MWh leta 2021 se je povečala na 79,6 MWh leta 2022, leta 2023 pa že na 220,8 MWh. Največ nedobavljene energije je posledica vremenskih vplivov, in sicer močnih neviht (80,2 MWh) ter vetra (76,8 MWh), sledi prekinitve napajanja zaradi tujega vzroka (61,9 MWh), ostali del nedobavljene

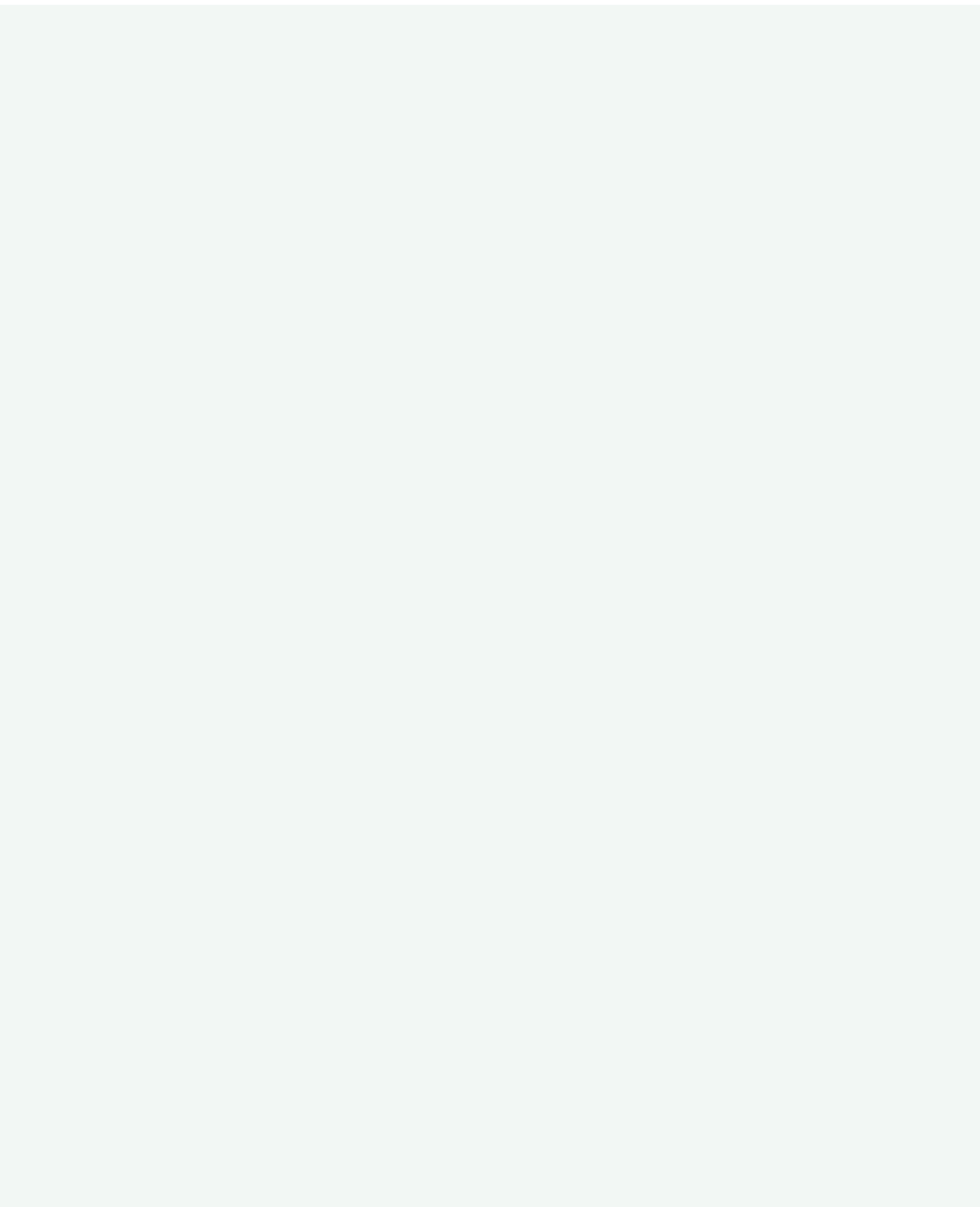
energije pa je posledica več manjših prekinitev, in sicer zaradi napačne stikalne manipulacije, udara strele, dodatne obremenitve zaradi snega, dotika drevesa zaradi plazov ter neznanega vzroka.

Nedobavljena energija je izračunana v skladu z aktom, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo, zato je dejanska količina nedobavljene energije lahko manjša od navedene, saj je možno velik delež odjemalcev na prizadetih območjih prenapajati po srednjenapetostnem omrežju.

SLIKA 144: NEDOBAVLJENA ENERGIJA NA PRENOSNEM SISTEMU V LETU 2023 GLEDE NA VZROK



VIR: ELES



ZEMELJSKI PLIN

Najčistejše fosilno gorivo

10,8
MIO EUR

NALOŽB V
DISTRIBUCIJSKE
SISTEME

12

OPERATERJEV

DISTRIBUCIJSKIH
SISTEMOV OPRAVLJALO
DEJAVNOST GJS V 87
LOKALNIH SKUPNOSTIH

1.346

MANJ ODJEMALCEV
ZEMELJSKEGA
PLINA

NA GJS
DISTRIBUCIJSKIH
SISTEMIH

SKORAJ
20%

MANJ NOVIH
PRIKLJUČITEV

NA DISTRIBUCIJSKE
SISTEME KOT V
LETU 2022

28,3%

ZEMELJSKEGA
PLINA UVOŽENEGA
IZ ALŽIRIJE

NA RAVNI
2 LET

DISTRIBUCIJSKE OMREŽNINE ZA
VEČINO ODJEMALCEV OSTALE NA
RAVNI PREDHODNIH DVEH LET

0%

ZEMELJSKEGA
PLINA UVOŽENEGA
NEPOSREDNO IZ
RUSIJE

2,3%

NIŽJA PORABA

ZEMELJSKEGA
PLINA KOT LETA
2022

20%

MANJ

PRENESENH KOLIČIN
PO PRENOSNEM SISTEMU IN

55% manj

PRENESENH KOLIČIN
ZEMELJSKEGA PLINA DO
DRUGIH PRENOSNIH SISTEMOV



ZNATEN UPAD PRENOSA PLINA
SKOZI CERŠAK IN BISTVENO
POVEČANJE VSTOPNIH KOLIČIN
NA ŠEMPETRU



NOV DISTRIBUCIJSKI
SISTEM V OBČINI
VRANSKO

21,3
MIO EUR
NALOŽB

V PRENOSNI
SISTEM



NESPREMENJENO ŠTEVILO DOBAVITELJEV
NA MALOPRODAJNEM TRGU

0,5 %
NAD
POVPREČJEM
EU

KONČNA CENA
ZEMELJSKEGA PLINA
ZA POSLOVNE ODJEMALCE

1,6 %
POD
POVPREČJEM
EU

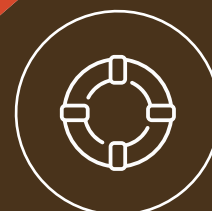
KONČNA CENA
ZEMELJSKEGA PLINA
ZA GOSPODINJSKE
ODJEMALCE

3
DOBAVITELJI

PONUJALI GOSPODINJSKIM
ODJEMALCEM PLIN
PO NIŽJI CENI OD
ZAMEJENE

20 %
VIŠJA CENA
ZEMELJSKEGA
PLINA

ZA MANJŠE
GOSPODINJSKE
ODJEMALCE



ŠE VEDNO RAZGLAŠENA
STOPNJA ZGODNJEGA
OPOZARJANJA



GOSPODINJSKI ODJEMALCI
SE SKORAJ NISO ODZIVALI NA
NIŽJO CENO OD ZAMEJENE



NAJNIŽJE ŠTEVILO ZAMENJAV
DOBAVITELJA OD ODPRTJA TRGA
Z ZEMELJSKIM PLINOM



UKREPI ZA PROSTOVOLJNO
ZMANJŠANJE PORABE PLINA
VELJALI TUDI V LETU 2023



9,3 %
MANJŠA
PORABA

ZEMELJSKEGA PLINA V
PRIMERJAVI S POVPREČNO
PORABO V REFERENČNEM
OBDOBJU

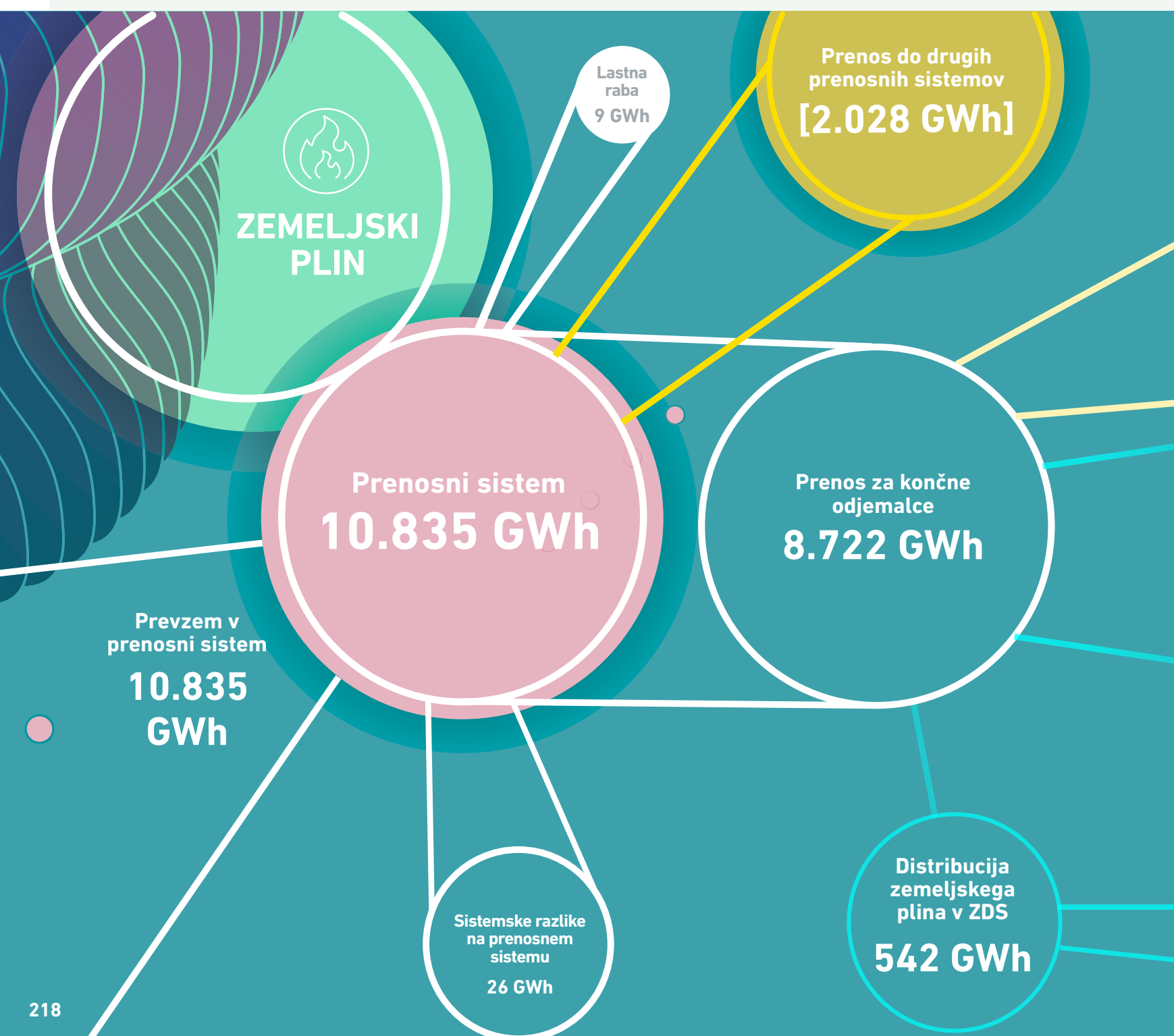
SKLENJEN MEDDRŽAVNI
SPORAZUM S HRVAŠKO O
SOLIDARNOSTNIH UKREPIH ZA
ZAGOTOVITEV ZANESLJIVOSTI OSKRBE

ZEMELJSKI PLIN

Bilanca oskrbe s plinom

Po prenosnem sistemu zemeljskega plina je bilo v letu 2023 prenesenih 10.835 GWh zemeljskega plina, kar je skoraj 20 % manj kot leto prej. Zniža-

nje skupaj prenesenih količin je posledica manjših količin prenosa do sosednjih prenosnih sistemov, znižala pa se je tudi količina prenosa za potrebe

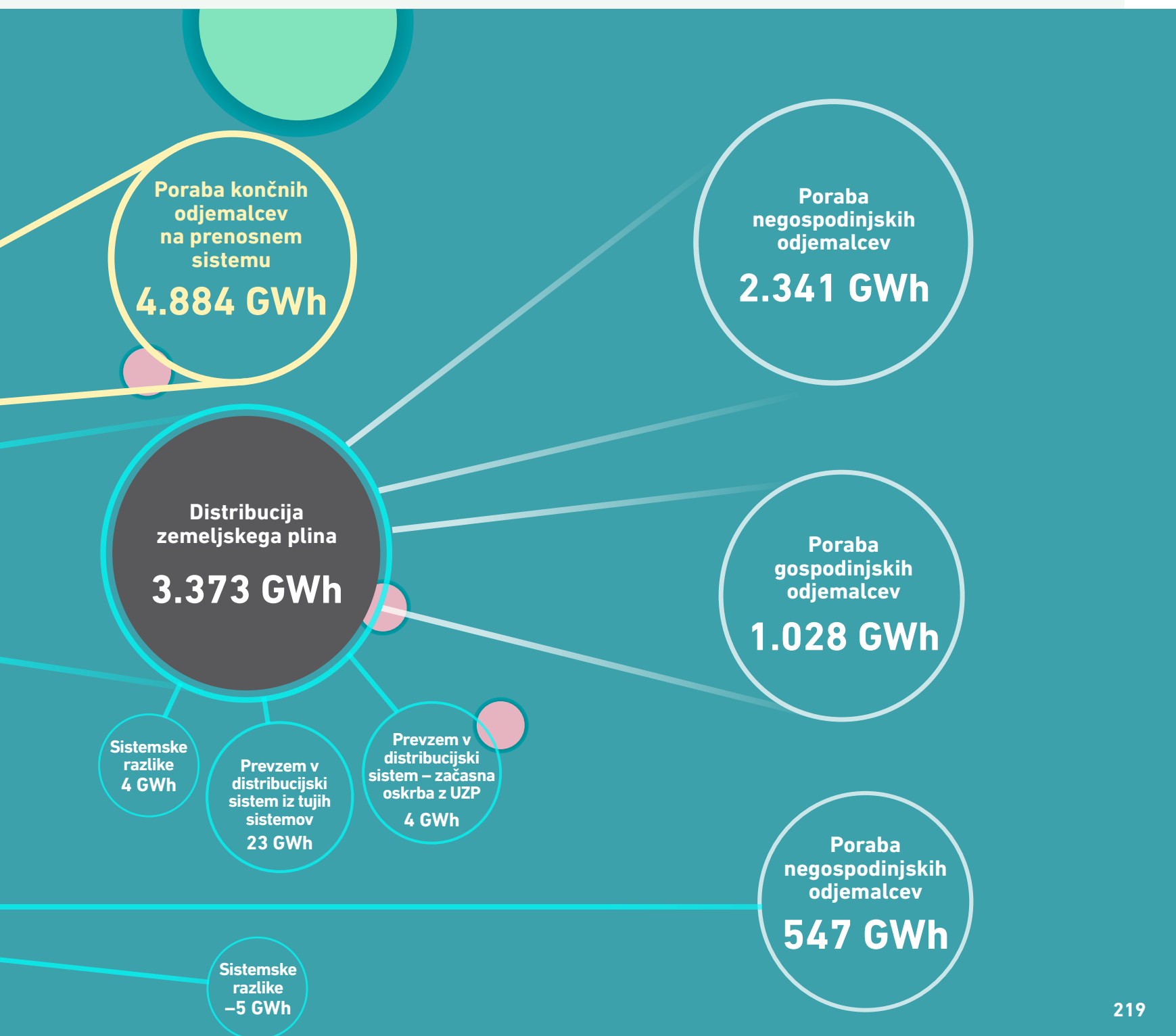




domačih odjemalcev. Za oskrbo domačih odjemalcev je bilo prenesenih 8.772 GWh oziroma 2,3 % manj kot leto prej, do drugih prenosnih sistemov pa je bilo prenesenega 2.028 GWh zemeljskega plina, kar je skoraj 55 % manj kot v letu prej in 11 % več kot v letu 2021, ki predstavlja najnižjo količino obdobja po letu 2005. Količina prenosa do drugih prenosnih sistemov se je glede na letno povprečje preteklega desetletja znižala za več kot 75 %. Razlika med prevzetimi in predanimi količinami v višini 35 GWh so sistemske razlike in lastna raba prenosnega sistema.

19,9 % manj prenesenih količin zemeljskega plina zaradi manj prenosa do drugih prenosnih sistemov

SLIKA 145: OSNOVNI PODATKI O PRENESENIH, DISTRIBUIRANIH IN PORABLJENIH KOLIČINAH ZEMELJSKEGA PLINA



Skupna poraba domačih odjemalcev zemeljskega plina je znašala 8.800 GWh in je bila 212 GWh oziroma 2,3 % nižja kot leto prej. Poraba plina v letu 2023 je bila le 8 % nad količino porabe v letu 2014, ki predstavlja najnižjo vrednost letne porabe plina od leta 2000 naprej. Najbolj so znižali porabo gospodinjstvi odjemalci in sicer za 13,8 %. Odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih so porabili 12,1 % manj, pri odjemalcih na prenosnem sistemu pa je bila poraba višja za 0,3 %. Prav tako je bilo evidentirano manjše povišanje porabe pri negospodinjstvi odjemalcih na distribucijskih sistemih,

2,3 % nižja poraba zemeljskega plina

ki so porabili pol odstotka več kot leto prej. Podatki o prenosu in porabi odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v letih od 2019 do 2023 so razvidni iz tabele 35.

TABELA 35: SKUPNE PRENESENE KOLIČINE ZEMELJSKEGA PLINA IN PORABA ODJEMALCEV ZEMELJSKEGA PLINA GLEDE NA VRSTO ODJEMA V OBDOBJU 2019–2023

Skupne količine zemeljskega plina	2019	2020	2021	2022	2023
Prezem v sistem [GWh]	15.985	16.783	12.015	13.527	10.835
Prenos do drugih sistemov [GWh]	6.320	7.137	1.829	4.484	2.028
Poraba poslovnih odjemalcev na prenosu [GWh]	5.478	5.382	5.527	4.868	4.884
Poraba poslovnih odjemalcev na ZDS [GWh]	619	581	650	622	547
Poraba poslovnih odjemalcev na distribuciji [GWh]	2.421	2.446	2.673	2.329	2.341
Poraba gospodinjstvi odjemalcev [GWh]	1.134	1.175	1.313	1.193	1.028

VIR: AGENCIJA

Skupno število aktivnih odjemnih mest se je znižalo drugo leto zapored. Na distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih je bilo ob koncu leta 1.347 manj aktivnih odjemnih mest, na prenosnem sistemu pa štiri odjemna mesta manj. Skupno število odjemalcev je upadlo za okoli odstotek, leto prej pa 1,2 %. Padec števila vseh aktivnih odjemnih mest je verjetno posledica številnih odklopov zaradi nadpovprečno visokih cen zemeljskega plina za večino odjemalcev in tudi ciljev energetske politike

v smeri postopnega opuščanja rabe fosilnih virov energije, kar je posamezne odjemalce spodbudilo k iskanju nadomestnih virov oskrbe.

Ob koncu leta 2023 je bilo na prenosni sistem, distribucijske sisteme in ZDS zemeljskega plina priključenih 134.272 končnih odjemalcev. Dejavnost distribucije zemeljskega plina je opravljalo 12 operaterjev distribucijskih sistemov in pet operaterjev ZDS.



TABELA 36: ŠTEVILO ODJEMALCEV ZEMELJSKEGA PLINA GLEDE NA VRSTO ODJEMA V LETIH 2022 IN 2023

Število odjemalcev glede na vrsto odjema	2022	2023	Indeks
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	158	155	98,10
Poslovni odjemalci na distribucijskih sistemih	14.369	14.296	99,49
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	48	50	104,17
Gospodinjiski odjemalci	121.044	119.771	98,95
Skupaj odjemalci	135.619	134.272	99,01

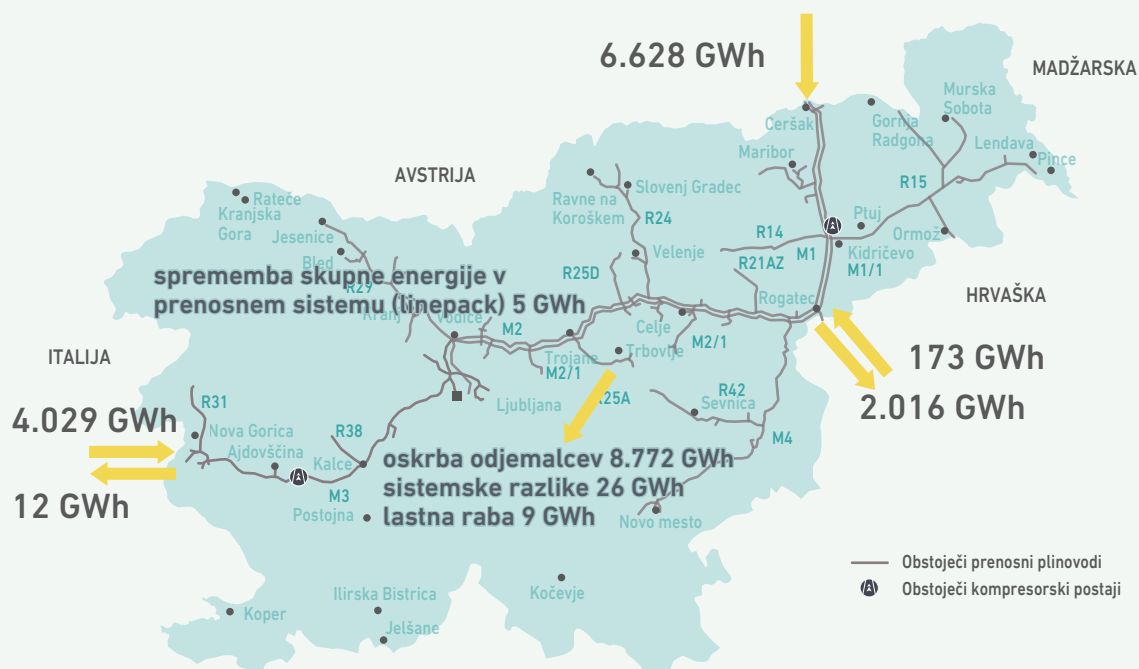
VIR: AGENCIJA

Prenos zemeljskega plina

Prenosni sistem je v lasti in upravljanju operaterja prenosnega sistema, družbe Plinovodi. Sestavlja ga 1.197 kilometrov cevovodov, od tega 989 kilometrov visokotlačnih cevovodov z nazivnim tlakom nad 16 barov in 208 kilometrov cevovodov z nazivnim tlakom, nižjim od 16 barov. Prenosno omrežje sestavlja še 213 merilno-regulacijskih postaj (MRP), 46 merilnih postaj (MP), osem reduciranih postaj ter kompresorski postaji v Kidričevem in Ajdovščini. V Sloveniji ni skladišč plina. Prenosno omrežje je povezano s prenosnimi omrežji zemeljskega plina Avstrije (MRP Ceršak), Italije (MRP

Šempeter pri Gorici) in Hrvaške (MRP Rogatec). Na mejni točki z Italijo in Hrvaško je omogočen dvo-smerni prenos zemeljskega plina, na mejni točki z Avstrijo pa pretok plina samo v Slovenijo. Mejne točke so hkrati tudi relevantne točke prenosnega sistema. Šesta relevantna točka je izstopna točka v Republiki Sloveniji. Trgovanje z zemeljskim plinom na veleprodajnem trgu poteka v virtualni točki. Na prenosni sistem ni bil v letu 2023 priključen noben proizvodni vir zemeljskega plina, biometana ali sintetičnega metana. Prav tako se v prenosni sistem ni primešaval vodik.

SLIKA 146: PRENOSNI SISTEM ZEMELJSKEGA PLINA IN PRENESENE KOLIČINE ZEMELJSKEGA PLINA NA VSTOPNIH IN IZSTOPNIH TOČKAH V 2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

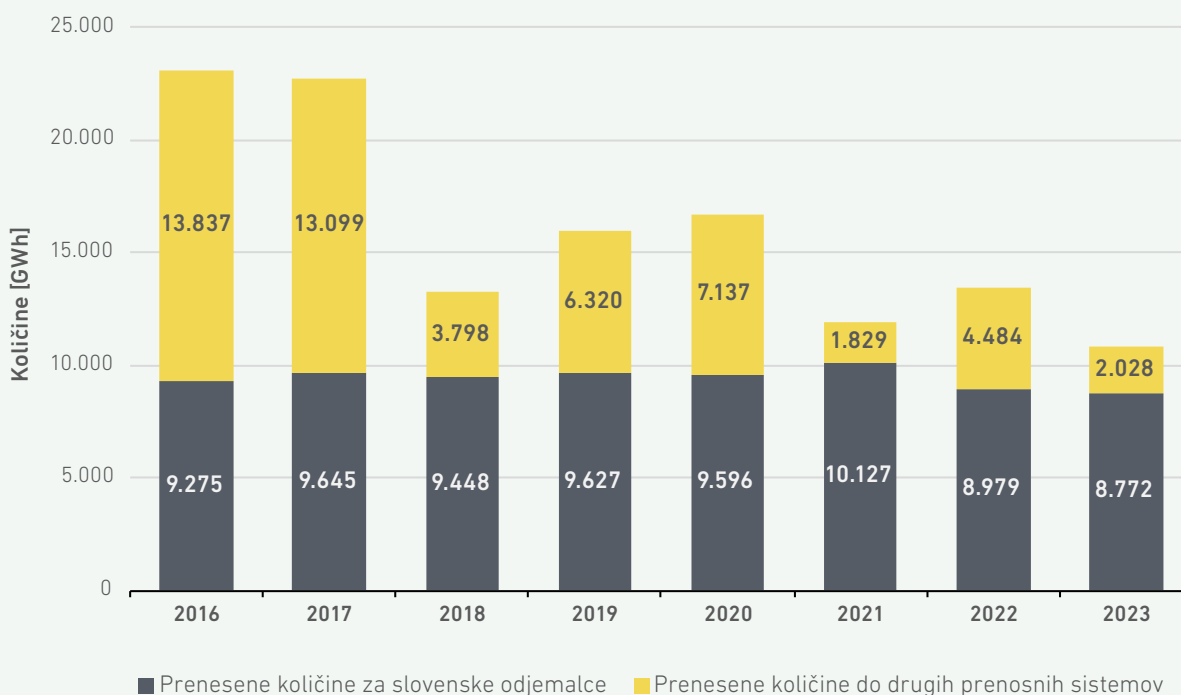
Poraba slovenskih odjemalcev zemeljskega plina je bila v letu 2023 2,3 % nižja kot leto prej. Po tem, ko so se prenesene količine do drugih prenosnih sistemov v letu 2022 povečale za 2,5-krat, so te količine v letu 2023 ponovno upadle in so v primerjavi z letom 2022 znašale samo 45 %. Skupne količine plina, prenesene po prenosnem sistemu v letu

**Skupne količine plina,
prenesene po prenosnem sistemu,
rekordno nizke**

Prenos plina na Hrvaško zmanjšan za 53 %

2023, so tako bile rekordno nizke. Glavni razlog je znatno zmanjšanje prenosa plina na Hrvaško, saj z izgradnjo terminala utekočinjenega zemeljskega plina na Krku Hrvaška več ne potrebuje zemeljskega plina iz avstrijskega plinskega vozlišča.

SLIKA 147: PRENESENE KOLIČINE ZEMELJSKEGA PLINA V OBDOBJU 2016–2023

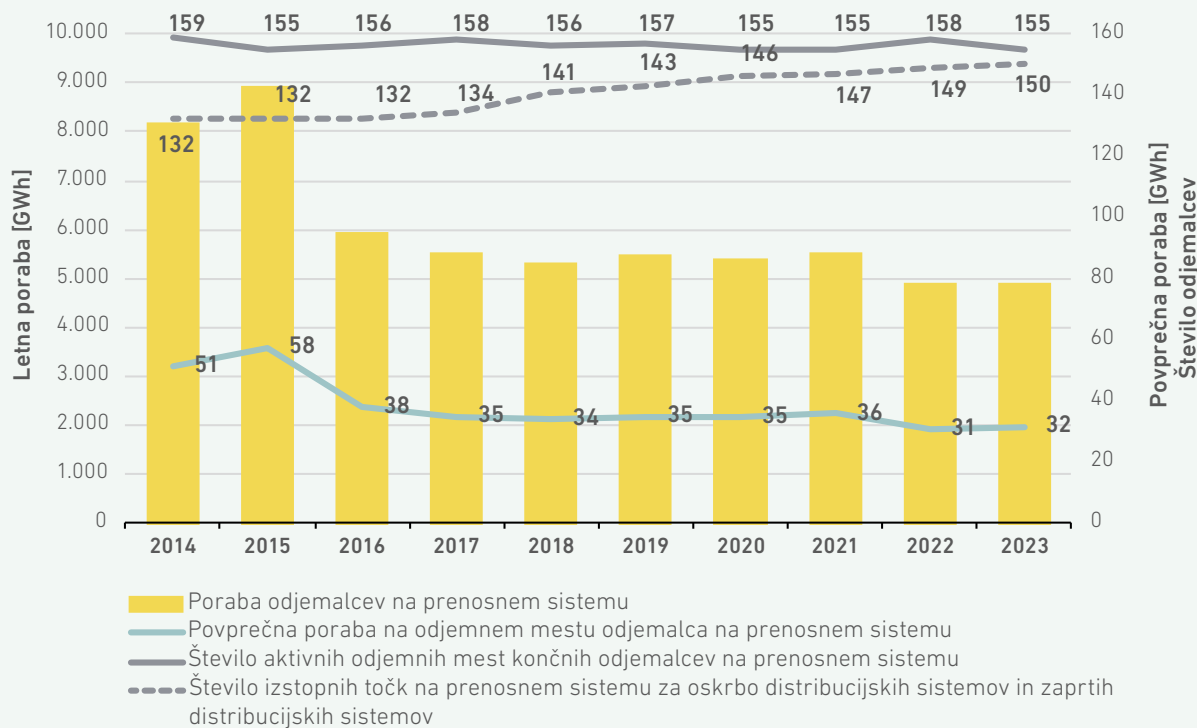


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Število odjemnih mest končnih odjemalcev se je zmanjšalo za tri odjemalce in je znašalo 155.



SLIKA 148: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA NA ODJEMNEM MESTU ODJEMALCA NA PRENOSNEM SISTEMU TER ŠTEVILO ODJEMNIH MEST KONČNIH ODJEMALCEV TER OPERATERJEV DISTRIBUCIJSKIH IN ZAPRTIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV NA PRENOSNEM SISTEMU ZEMELJSKEGA PLINA V OBDOBJU 2014–2023

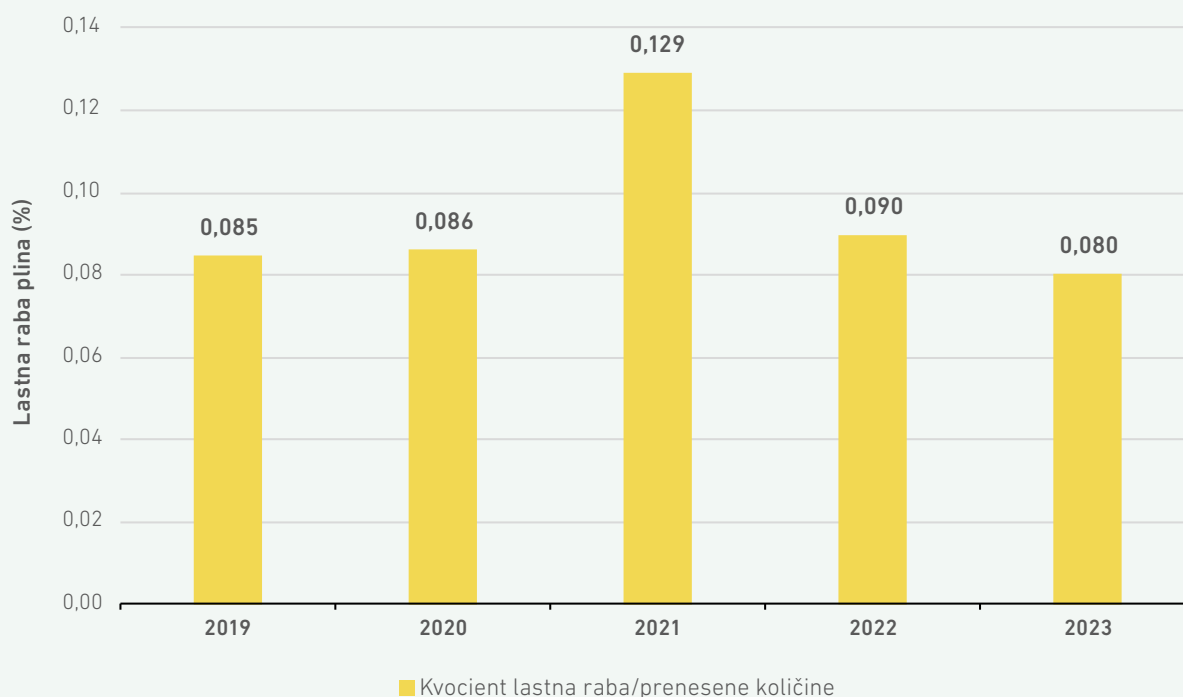


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Lastna raba plina, ki je potrebna za pogon kompresorjev in ogrevanje plina v merilno-regulacijskih postajah, je znašala 8,7 GWh, kar je 28,4 % manj kot leto prej. Zmanjšala se je tudi specifična poraba

plina za lastno rabo, ki je kvocient med količinami porabljenega plina za lastno rabo in prenesenimi količinami plina na mejnih vstopnih točkah.

SLIKA 149: LASTNA RABA PLINA, PRERAČUNANA NA PRENESENE KOLIČINE PLINA V OBDOBJU 2019–2023

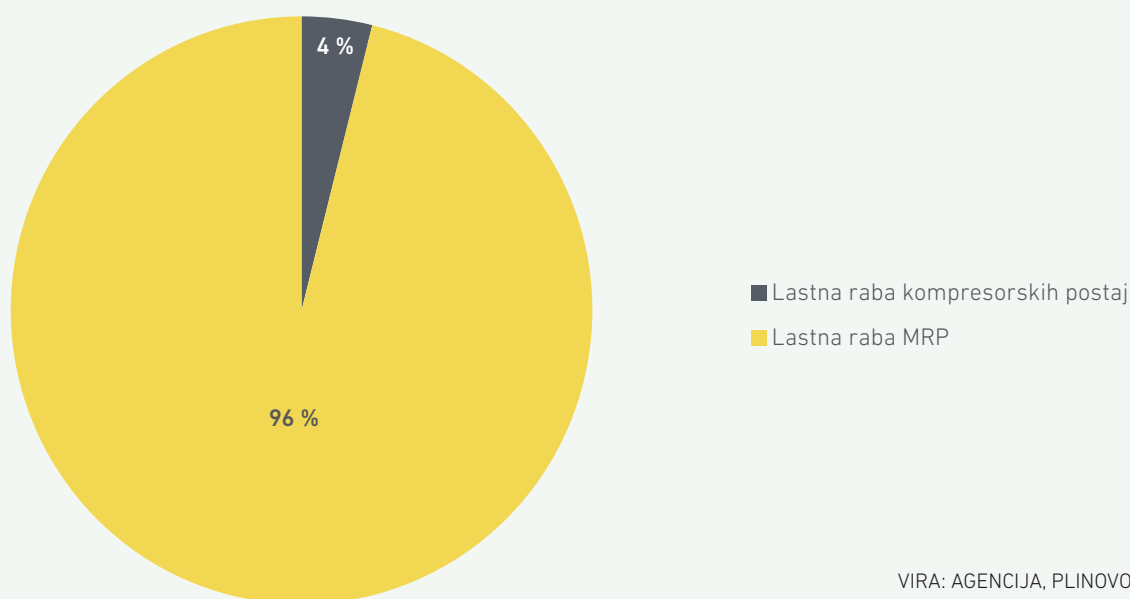


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Kompresorski postaji sta za svojo lastno rabo porabili samo 4 % plina, preostali plin je bil porabljen v merilno-regulacijskih postajah. Leto prej je bilo v kompresorskih postajah porabljeno 19 % plina za lastno rabo. Manjša raba plina v kompresorskih postajah sovпада z manjšimi prenesenimi količinami preko prenosnega sistema, nanjo pa vpliva tudi smer in dinamika prenosa plina.

**Lastna raba plina kompresorskih postaj
6,5-krat nižja kot leto prej**

SLIKA 150: RAZMERJE MED LASTNO RABO PLINA V KOMPRESORSKIH POSTAJAH IN V MRP V LETU 2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Distribucija zemeljskega plina

Distribucija zemeljskega plina se izvaja kot izbirna lokalna gospodarska javna služba (GJS) dejavnost operaterja distribucijskega sistema za oskrbo odjemalcev široke potrošnje na območjih mest in naselij ter kot distribucija industrijskim in poslovnim odjemalcem na območjih ZDS.

Vsebine in podatki v nadaljevanju, pri katerih ni izrecno navedeno, da se nanašajo na ZDS, opisujejo območja distribucije z organizirano izbirno lokalno GJS. Vsi operaterji distribucijskih in ZDS so nemočno opravljali distribucijo in končnim odjemalcem omogočali varno in zanesljivo oskrbo. V letu 2023 se je distribucija zemeljskega plina kot GJS opravljalna v 87 občinah na večjem delu urbanih območij Slovenije z izjemo Primorske. Na novo se je z novembrom distribucija zemeljskega plina začela opravljati v Občini Vransko. V letu 2023 je do 31. maja 2023 distribucijo zemeljskega plina kot GJS opravljalno 13 operaterjev distribucijskih sistemov, v nadaljevanju pa 12. Z 31. majem 2023 je distri-

**Distribucijo zemeljskega plina v obliki GJS
opravlja 12 operaterjev distribucijskih
sistemov na območju 87 občin,
na novo v Občini Vransko**

bucijo zemeljskega plina prenehalo izvajati Javno podjetje komunalno podjetje Vrhnika. Izvajanje distribucije zemeljskega plina na območju Občine Vrhnika je prevzela družba Adriaplin, ki je pred tem že izvajala istovrstno dejavnost na območjih 29 občin. V 72 občinah je ta dejavnost organizirana s koncesijskim razmerjem med koncesionarjem in lokalno skupnostjo, v 14 jo izvajajo javna podjetja, v eni občini pa se GJS izvaja v obliki vlaganja javnega kapitala v dejavnost oseb zasebnega prava.



V Šenčurju in Hrastniku sta na podlagi z občino sklenjenih koncesijskih pogodb dejavnost GJS opravljala dva operaterja distribucijskih sistemov. V nekaterih občinah z že podeljeno koncesijo za opravljanje dejavnosti distribucije zemeljskega

plina oskrba še ni bila omogočena, ker distribucijsko omrežje še ni bilo zgrajeno oziroma usposobljeno za uporabo ali ker priključitev na prenosni sistem še ni možna.

SLIKA 151: DISTRIBUCIJSKI SISTEMI ZEMELJSKEGA PLINA GLEDE NA DISTRIBUIRANO KOLIČINO



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Operaterji distribucijskih sistemov so v letu 2023 distribuirali 3.369 GWh zemeljskega plina, kar je 4,3 % manj kot leto prej in 7,5 % manj od povprečja petletnega obdobja 2018–2022. Znižanje distribuiranih količin je bila verjetno posledica več dejavnikov, med katerimi so bili na ravni EU sprejeti načrti o podaljšanju zahteve po prostovoljnem znižanju porabe zemeljskega plina za 15 %, še vedno relativno visoke cene dobave zemeljskega plina, upad števila odjemalcev in pa tudi ne prehladno vreme.

**Na distribucijskih sistemih
1.346 odjemalcev manj**

**Odjemalci na distribuciji so porabili
3.369 GWh zemeljskega plina,
4,3 % manj kot v letu 2022 oz. 7,5 % manj
od povprečja predhodnih petih let**

Po podatkih operaterjev se je odjem gospodinjskih odjemalcev v letu 2023 znižal za skoraj 14 %, negospodinjski odjemalci pa so porabili pol odstotka več kot leto prej. Število gospodinjskih odjemalcev se je znižalo za 1.273 (1 %), medtem ko se je za 73 (0,5 %) znižalo tudi število negospodinjskih odjemalcev. Ob koncu leta 2023 je bilo evidentiranih 119.771 gospodinjskih in 14.296 negospodinjskih odjemalcev. Največji padec števila odjemalcev je bil evidentiran v odjemnih skupinah od C_{DK3} do C_{DK5} , ki letno porabijo med 5.000 kWh in 50.000 kWh zemeljskega plina. Ti odjemalci so zaradi manjše porabe v številnih primerih tudi najbolj prilagodljivi pri prehodu na drug energent.

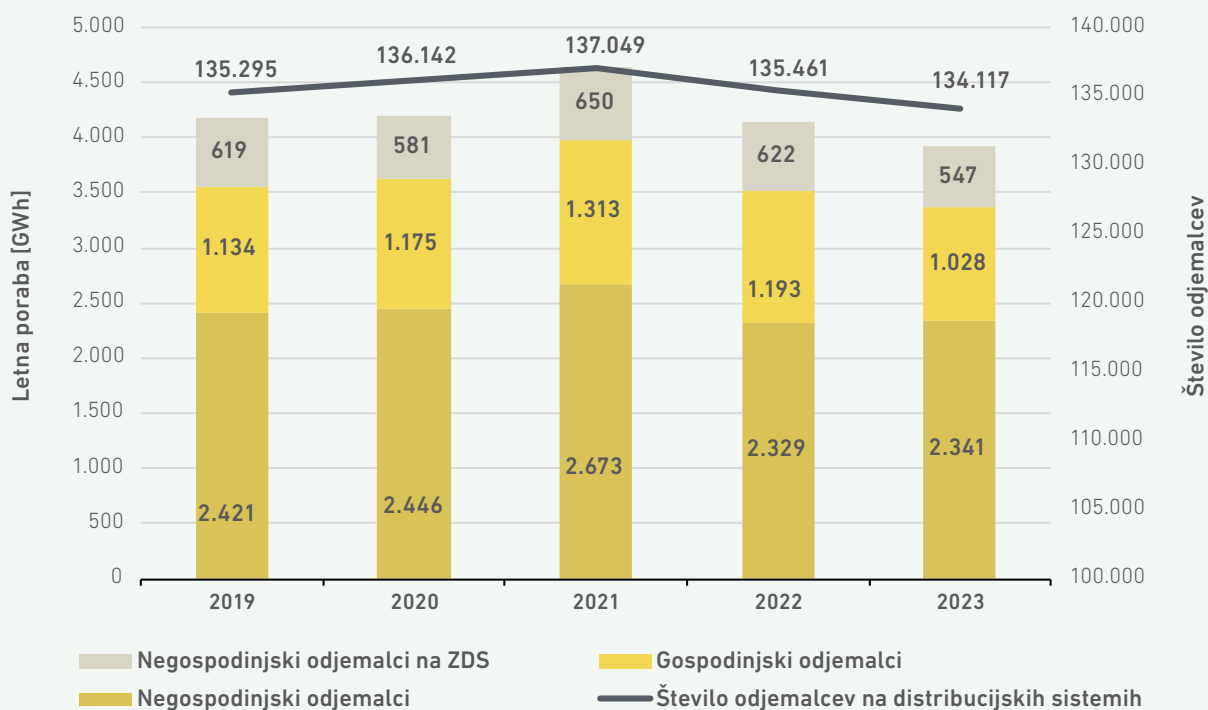
Pri večjih odjemalcih je prehod na drug energent v številnih primerih zahtevnejši, ker gre za večje naložbe, ki zahtevajo zahtevnejše načrtovanje in s tem daljši čas, potreben za prehod na konkurenčno tehnologijo oziroma energent.

Na območjih petih ZDS, na Jesenicah, v Kranju, Kidričevem, Štorah in Anhovem, je bilo ob koncu leta 2023 evidentiranih 50 odjemalcev, dva več kot leto prej. Na teh zaprtih distribucijskih območjih se distribucija zemeljskega plina ne izvaja kot GJS. Dostop do ZDS je omogočen le odjemalcem znotraj zaokroženega geografskega območja teh sistemov. Operaterji ZDS so na teh območjih distribuirali 547 GWh zemeljskega plina. V primerjavi z letom 2022 je bila poraba nižja za 12,1 %.

4,3 % manj porabljenega zemeljskega plina na območjih ZDS

Porabo gospodinskih in negospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih in ZDS ter njihovo število glede na tip odjemalca in vrsto sistema za obdobje petih let prikazuje slika 152.

SLIKA 152: PORABA ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH IN ZDS GLEDE NA TIP ODJEMALCA IN ŠTEVILO ODJEMALCEV V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

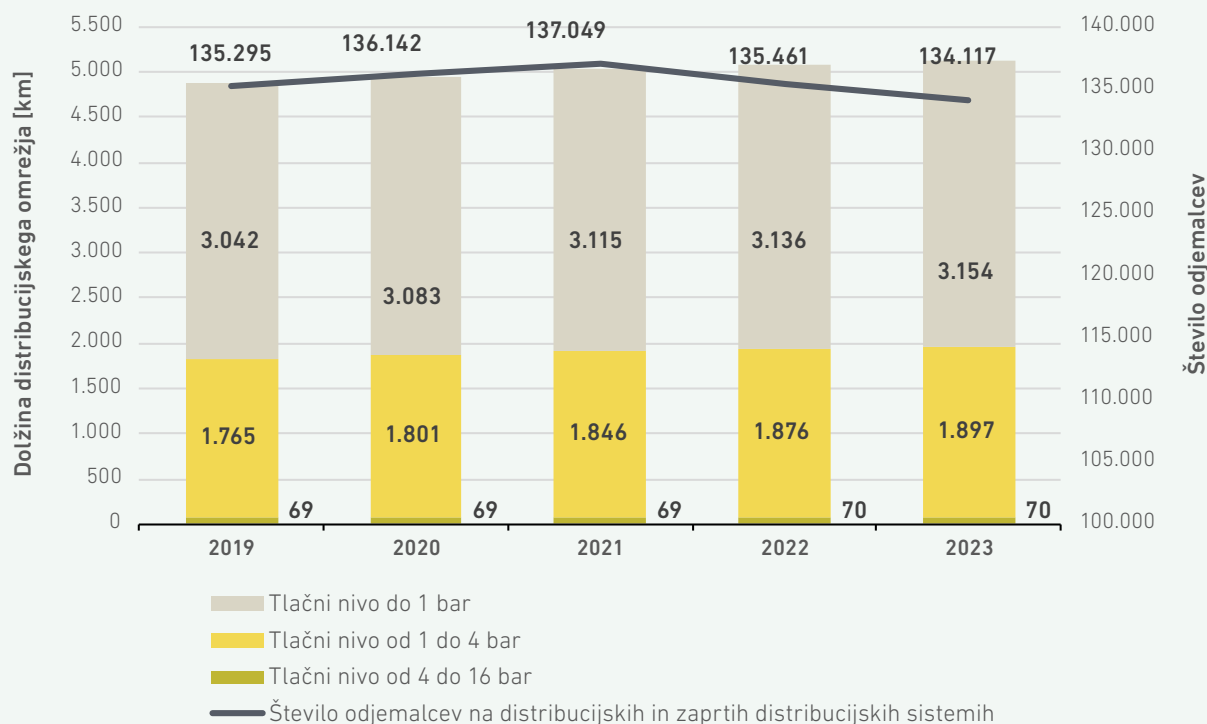
Ob koncu leta 2023 je evidentirana skupna dolžina aktivnih vodov v distribucijskih sistemih in ZDS znašala 5.121 kilometrov, kar je 0,8 % več kot leto prej. Distribucijski vodi s pripadajočo infrastrukturo so večinoma v lasti operaterjev distribucijskih sistemov. Na območjih petih ZDS je bilo evidentiranih 16,9 kilometra plinovodov, od tega 8,5 kilometra plinovodov tlačnega nivoja od 4 do 16 barov, približno 6,2 kilometra s tlačnim nivojem od 1 do 4

bare ter 2,2 kilometra plinovodov s tlačnim nivojem do 1 bara. V zadnjem petletnem obdobju se je distribucijsko omrežje letno podaljšalo v povprečju za 1,2 %.

Dolžinsko členitev omrežja distribucijskih sistemov in ZDS po tlačnih stopnjah, podaljšanje plinovodov skupaj s priključki in število aktivnih odjemnih mest v obdobju 2019–2023 prikazuje slika 153.



SLIKA 153: DOLŽINA OMREŽJA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV IN ZDS TER ŠTEVILO AKTIVNIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina so na distribucijska omrežja na novo priključili 822 odjemalcev, kar je najnižja vrednost v zadnjem desetletju. Število novih priključitev se je v primerjavi z letom prej znižalo za skoraj 20 %, pri čemer je upad novih priključitev evidentiran drugo leto zapored. Do leta 2022 je bila evidentirana rast števila aktivnih odjemnih mest. V letu 2022 je bil prvič evidentiran večji upad števila odjemalcev in ta trend se je nadaljeval tudi v letu 2023. Skupno število odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme, se je ob upoštevanju novih priključitev in sočasnih odklopov znižalo za 1.346. Ob koncu leta 2023 je bilo na distribucijske sisteme priključenih 134.067 končnih odjemalcev. Iz zbranih podatkov sledi, da je bilo v letu 2023 izvedenih 2.168 odklopov z omrežja. Število odjemalcev se je znižalo v 62 lokalnih skupnostih, v letu 2022 pa v 57.

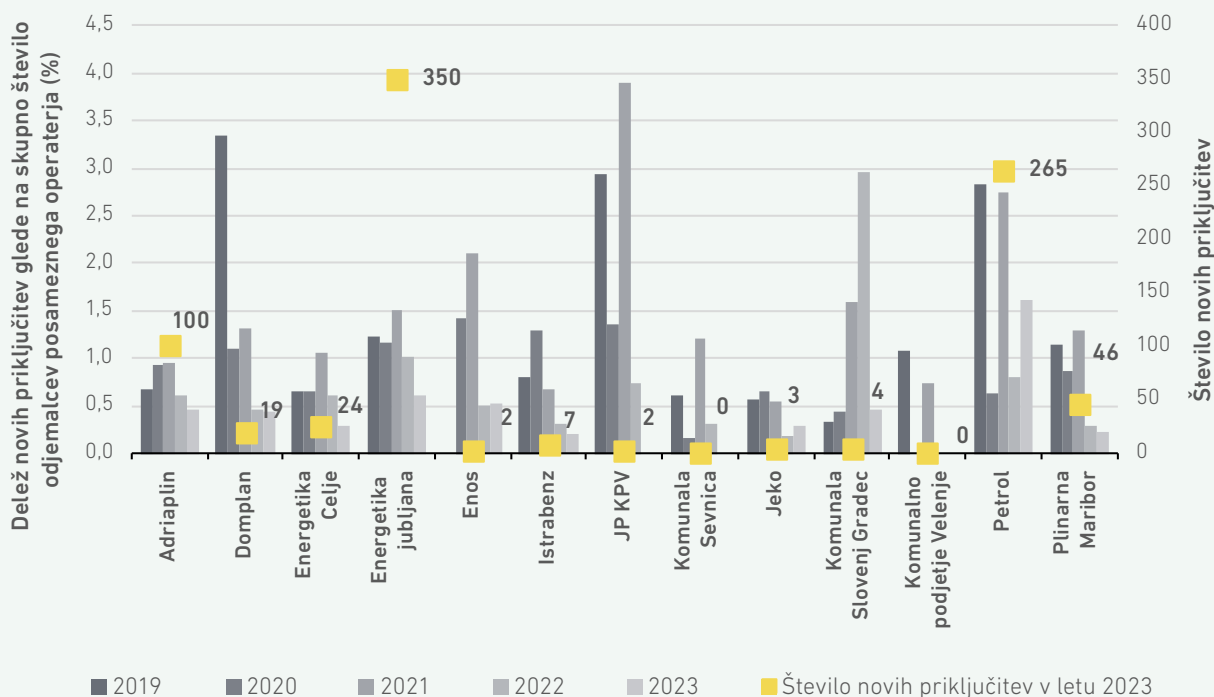
Razlogi za nadaljnji upad števila odjemalcev so bile zelo verjetno še vedno nadpovprečno visoke cene zemeljskega plina in posledično visoki stroški

Slabih 20 % manj novih priključitev na distribucijske sisteme kot v letu 2022

oskrbe za določene skupine odjemalcev, morda delno tudi strah pred morebitnimi ponovitvami kriznih razmer ter tudi energetska politika z zastavljenimi cilji v smeri zmanjševanja deleža rabe plina v skupni oskrbi z energijo.

Delež nove priključitve glede na skupno število odjemalcev posameznega operaterja in število novih priključitev na distribucijske sisteme posameznega operaterja prikazuje slika 154. Na ZDS sta bili v letu 2023 opravljene dve priključitvi novih odjemalcev.

SLIKA 154: DELEŽ IN ŠTEVILO NOVIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2019–2023

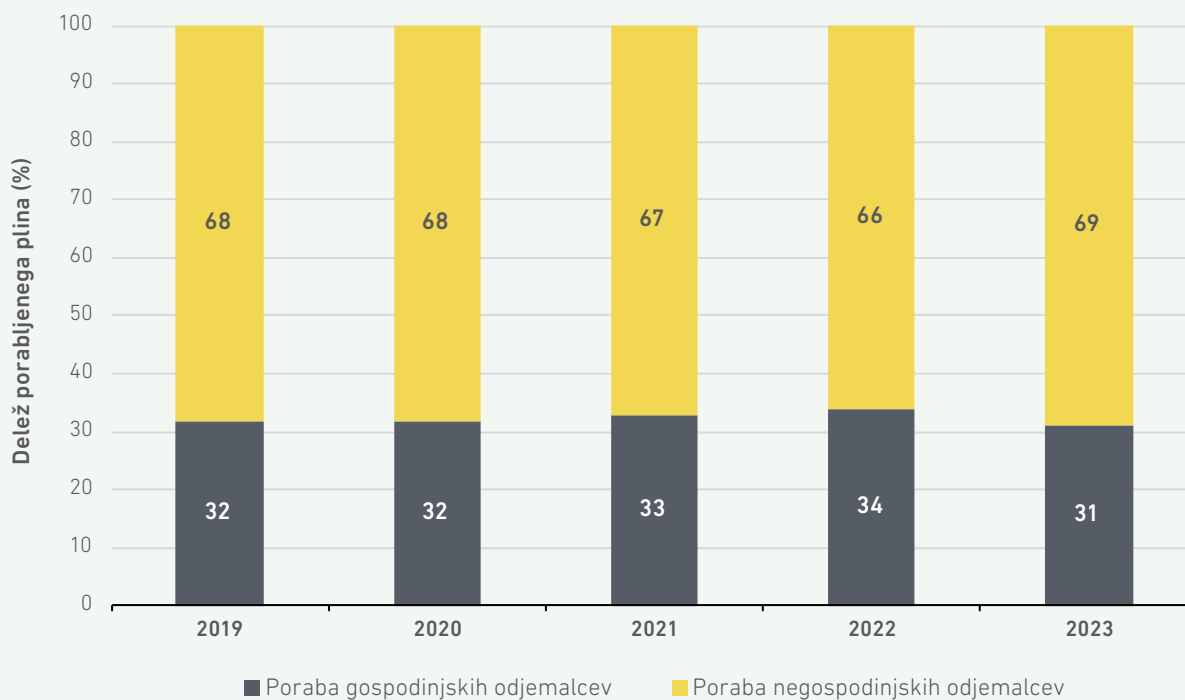


VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Struktura odjemalcev ostaja nespremenjena. Gospodinjiski odjemalci so po številu predstavljali skoraj 90-odstotni delež vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih. Podatki o distribuiranih

količinah zemeljskega plina v letu 2023 v primerjavi s preteklimi leti ne kažejo pomembnejših sprememb razmerij deležev gospodinjiskih in negospodinjiskih odjemalcev.

SLIKA 155: DELEŽ PORABLJENEGA ZEMELJSKEGA PLINA IZ DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV ZA GOSPODINJSKE IN NEGOSPODINJSKE ODJEMALCE V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV



V letu 2023 je dobrih 91 % odjemalcev na distribucijskih sistemih na odjemnem mestu porabilo manj kot 25.000 kWh zemeljskega plina.

Delež odjemalcev z letno porabo zemeljskega plina nad 50.000 kWh je znašal 3,7 % vseh odjemalcev, njihova poraba pa pomeni skoraj 71 % celotne porabe vseh odjemalcev, priključenih na distribucijska omrežja.

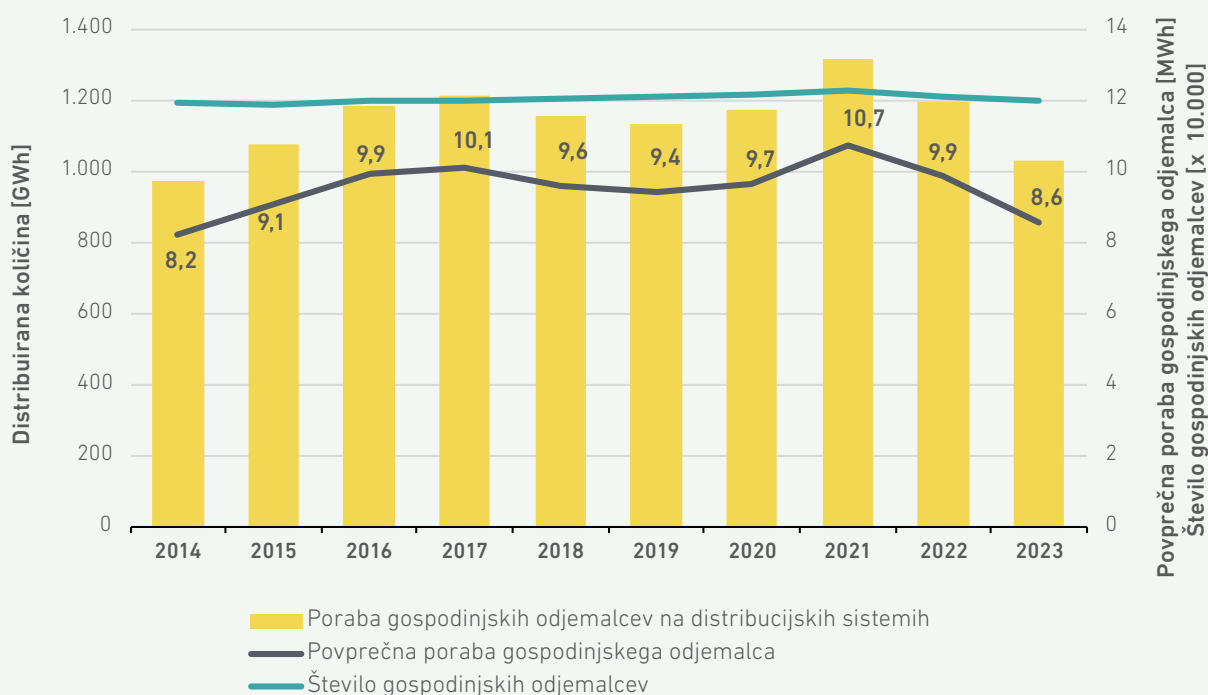
Gospodinjski odjemalci uporabljajo zemeljski plin predvsem za ogrevanje bivalnih prostorov in pripravo tople sanitarne vode, v manjšem obsegu pa tudi za kuhanje. Med gospodinjskimi odjemalci jih

je skoraj 96 % letno porabilo do 25.000 kWh, kar 99,4 % pa manj od 50.000 kWh. Skupni delež količin odjema gospodinjskih odjemalcev z letno porabo do 25.000 kWh je znašal 69,2 %, tistih s porabo do 50.000 kWh pa 82,3 % vsega gospodinjskega odjema. V gospodinjski odjem so razvrščena tudi odjemna mesta skupnih kotlovnice v lasti stanovalcev, kjer se zemeljski plin uporablja za centralno ogrevanje večstanovanjskih stavb in pripravo sanitarne tople vode. Skupna poraba odjemnih mest gospodinjskih odjemalcev z letno porabo nad 50.000 kWh (skupne kotlovnice v lasti stanovalcev) je bila v letu 2023 17,7 % celotnega odjema gospodinjskih odjemalcev.

Povprečna letna poraba gospodinjskih odjemalcev se je znižala za skoraj 13 %, glavni razlog za znižanje pa so verjetno bile še vedno nadpovprečno visoke cene plina in mila zima, ki je zmanjšala porabo plina za ogrevanje. Skupno in povprečno porabo zemeljskega plina gospodinjskih odjemalcev ter število teh odjemalcev v posameznem letu obdobja 2014–2023 prikazuje slika 156.

Povprečna poraba gospodinjskih odjemalcev nižja za skoraj 13 %

SLIKA 156: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDOBJU 2014–2023



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

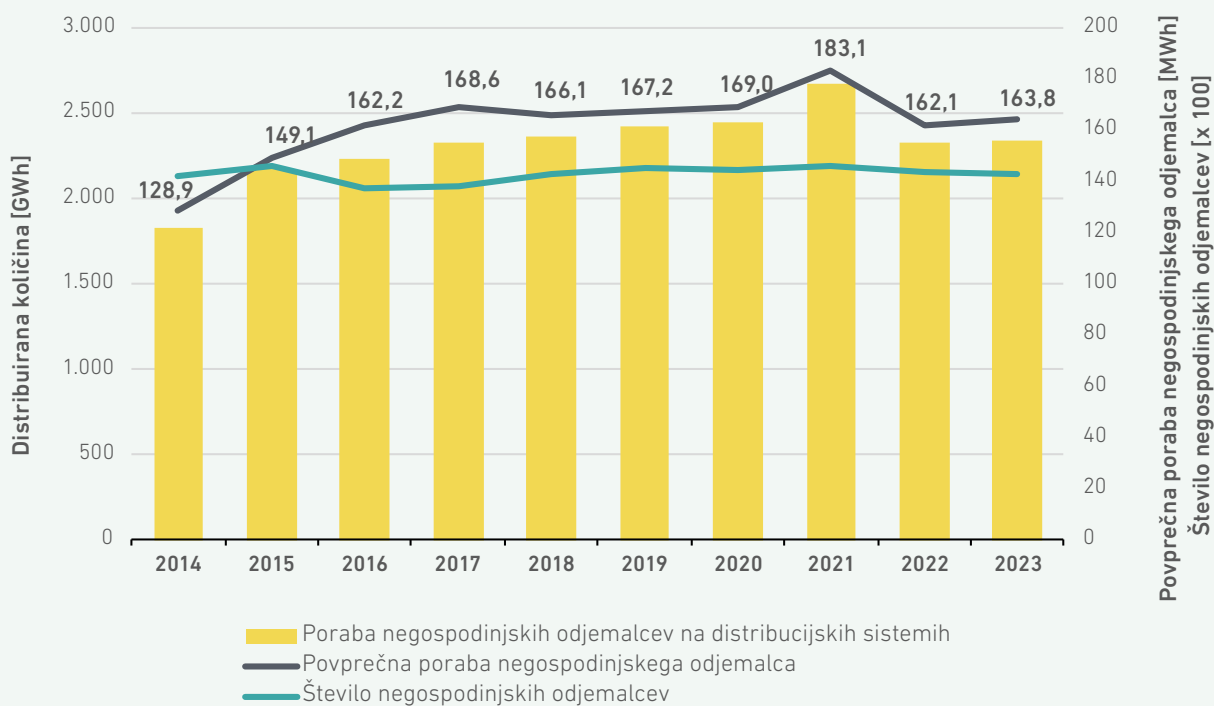
Negospodinjski odjemalci so zemeljski plin poleg ogrevanja uporabljali tudi za tehnološke in proizvodne procese, hlajenje ter za druge dejavnosti. Ob koncu leta 2023 je bilo na distribucijski sistem priključenih 73 negospodinjskih odjemalcev manj

Upad števila negospodinjskih odjemalcev in rahlo povišanje porabe

kot leto pred tem, evidentiran skupni letni odjem negospodinskih odjemalcev pa se je povišal za pol odstotka. Odjem negospodinskih odjemalcev je bil dobre 4 % nižji od povprečja petletnega obdobja

2018–2022, medtem ko se je povprečna letna poraba negospodinskih odjemalcev povišala za odstotek. Gibanje porabe in števila negospodinskih odjemalcev prikazuje slika 157.

SLIKA 157: SKUPNA IN POVPREČNA PORABA NEGOSPODINJSKIH ODJEMALCEV NA DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH V OBDobjU 2014–2023



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV

Na nobenem od petih ZDS operaterji niso oskrbovali gospodinskih odjemalcev. Povprečna letna poraba odjemalcev zemeljskega plina, priključenih na ZDS, je bila 10,9 GWh. Večina odjema na območjih ZDS je namenjena tehnološkimi in proizvodnim procesom industrijskih odjemalcev, zanemarljiv del odjema pa predstavljajo manjši poslovni odjemalci, ki plin uporabljajo predvsem za ogrevanje prostorov in sanitarne vode.

Nobeden od operaterjev distribucijskih sistemov in ZDS ni imel priključenega proizvodnega vira zemeljskega plina, biometana ali sintetičnega metana, pa tudi vodik se ni dodajal v nobenega od distribucijskih sistemov.

Distribucijski sistemi še vedno brez priključenih proizvodnih virov

Trenutno le eden od manjših operaterjev navaja, da lahko v distribucijski sistem sprejme do 10-odstotni delež vodika, medtem ko preostalih 11 še ni poročalo o možnosti prevzema določenega deleža vodika v distribucijski sistem.



Uporaba stisnjenega in utekočinjenega zemeljskega plina ter drugih energetskih plinov iz distribucijskih sistemov

Stisnjen zemeljski plin v prometu

Stisnjen zemeljski plin (SZP) se uporablja predvsem za pogon osebnih, dostavnih in lahkih tovornih vozil ter vozil javnega avtobusnega prometa za krajše in srednje razdalje. V letu 2023 se mreža javno dostopnih polnilnic ni širila. Oskrba je bila omogočena predvsem uporabnikom na relaciji Maribor–Celje–Ljubljana–Jesenice z mrežo šestih javnih polnilnic, tremi v Ljubljani in eni v Mariboru, Celju in Jesenicah. Širitev infrastrukture javnih polnilnic je ob konkurenčni ceni oskrbe in ustrezni ponudbi konkurenčnih vozil eden izmed ključnih dejavnikov za povečevanje števila uporabnikov. Na podlagi zbranih podatkov nobeden od obstoječih ponudnikov storitev polnjenja ne načrtuje širitev mreže polnilnic. Nestabilne razmere na mednarodnih trgih in nadpovprečno visoke cene zemeljskega plina na veleprodajnih in maloprodajnih trgih slabo vplivajo na poslovni interes za širitev mreže polnilnic oziroma vzpostavitev nove polnilne infrastrukture na območjih vseh večjih mest z razpoložljivim plinskim omrežjem. Iz prejetih podatkov operaterjev distribucijskih sistemov izhaja, da sta bila izdana dve soglasji za priključitev javnih polnilnic za SZP v Murski Soboti, in sicer na bencinskih črpalkah na obeh straneh pomurske avtoceste.

2 % višja poraba SZP v prometu kot v letu 2022 in 15 % višja kot v letu 2021

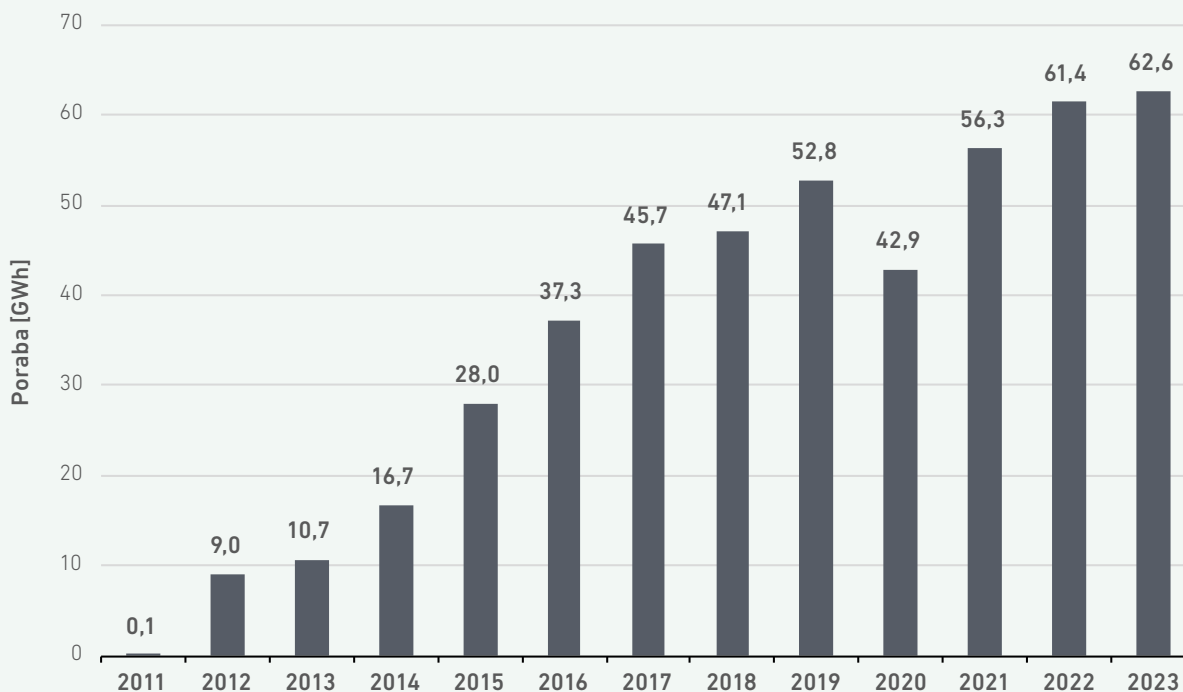
V letu 2023 se je poraba vnovič povečala in raste tretje leto zapored. Skupna poraba SZP v prometu se je v primerjavi s prejšnjimi leti precej okrepila, in sicer za 2 % v primerjavi z letom 2022, 15 % v primerjavi z letom 2021 in skoraj 44 % v primerjavi z letom 2020. Na skupno rast porabe je odločilno vplivala rast porabe na območju

Načrtovani prvi dve polnilnici na pomurski avtocesti na območju Murske Sobotne

Ljubljane, medtem ko se je letna poraba na vseh preostalih območjih znižala. Precej verjetno lahko razloge iščemo v precej različni višini maloprodajnih cen po posameznih območjih oskrbe, ki so v letu 2023 obstoječim in potencialnim uporabnikom ponujale precej mešane signale. Maloprodajne cene za kilogram stisnjenega plina so bile v preteklosti daljše obdobje precej stabilne. Od oktobra 2015 do julija 2021 je bila cena najnižja v Ljubljani in je znašala 0,92 evra, nato pa se je v drugem polletju 2021 znižala na 0,85 evra. V februarju 2022 se je nato povišala na 1,4 evra, v maju na 1,63, v septembru na 1,7 evra in v oktobru na 2 evra. Na ostalih območjih vzpostavljenih javno dostopnih polnilnic, v Mariboru, Celju in Jesenicah, so cene variirale od 1,2 evra do 1,75 evra. V letu 2022 je bila najnižja maloprodajna cena ponujena v Celju, kjer je do 14. junija znašala 0,95 evra, preostali del leta pa 1,25 evra. Tudi v Mariboru so bile cene ugodne, januarja 2022 1,3 evra, preostali del leta pa 1,2 evra za kilogram. V letu 2023 je za območje Ljubljane značilno postopno umirjanje cen, ki so se znižale s februarjem na 1,79 evra, z aprilom na 1,65 evra, z julijem na 1,39 evra in ob zaključku leta na 1,29 evra za kilogram. Ugodna je bila oskrba še v Jesenicah, kjer je bila cena ob koncu leta 1,37 evra za kilogram, medtem ko so bile cene bistveno višje v Celju in Mariboru. V Celju je znašala cena za kilogram od februarja do sredine avgusta 1,9 evra, nato pa 1,69 evra. V Mariboru je bila oskrba še manj konkurenčna. Ob začetku leta je bila cena 2,6 evra, od junija naprej 1,71 evra, od 20. novembra pa 2 evra za kilogram.

Letno porabo SZP na slovenskih javnih polnilnicah prikazuje slika 158.

SLIKA 158: PORABA STISNJENEGA ZEMELJSKEGA PLINA V PROMETU V OBDOBJU 2011–2023



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI POLNILNIC ZA STISNjen ZEMELJSKI PLIN

Utekočinjen zemeljski plin

Utekočinjen zemeljski plin (UZP) se uporablja za začasno oskrbo odjemalcev in kot alternativno gorivo za pogon tovornih vozil.

Skupne količine v letu 2023 prodanega UZP so se v primerjavi s prejšnjim letom povišale za več kot 105 %, v primerjavi z letom 2021 pa so bile nižje za dobrih 34 %. Glavni razlog za povišanje porabe je bila bistveno višja poraba za namen začasne oskrbe v letu 2023, ki jo ponuja družba Enos, za slabih 10 % pa se je povišala tudi poraba za namen transporta. Količine skupaj porabljenega UZP za začasno oskrbo plinskih sistemov so se v primerjavi s predhodnim letom povišale za dobrih sedemkrat. Od celotne porabe UZP je bil delež začasne oskrbe slabih 54 %, preostali delež v višini dobrih 46 % pa je predstavljala poraba polnilnic UZP, namenjenih oskrbi težjih tovornih vozil.

V prometu se UZP v Sloveniji uporablja kot alternativno gorivo za oskrbo težjih cestnih motornih vozil na daljših razdaljah. V letu 2023 sta obratovali

105 % višja poraba UZP

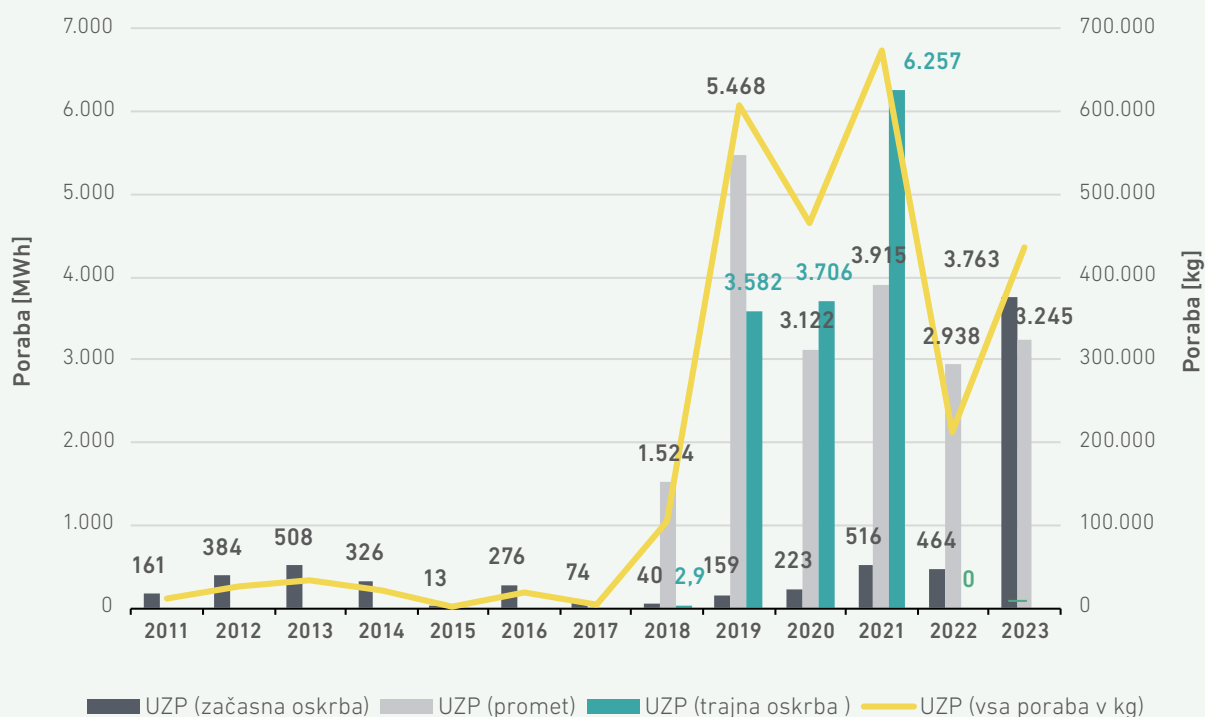
javna polnilnica za UZP v Sežani in v Ljubljani. Edini ponudnik polnjenj navaja, da zaradi nespodbudnega okolja za nakup in uporabo tovornih vozil na UZP ter visokih borznih cen UZP trenutno ne načrtuje širitev mreže polnilnic za UZP. Na podlagi zbranih podatkov je gradnja polnilnice za UZP v Sloveniji odložil tudi drug ponudnik, ki je še leto prej načrtoval tri, prvo za leto 2024, preostali dve pa v letih 2026 in 2027. Prodane količine UZP za pogon v prometu so se v letu 2023 v primerjavi z letom 2022 povišale za skoraj 10 %. Stroškovna konkurenčnost UZP v primerjavi z dizelskim gorivom se je zaradi znižanja cen UZP v letu 2023 bistveno izboljšala. Cena za kilogram UZP je ob zaključku leta 2023 znašala 1,49 EUR/kg, kar je ob upoštevanju višje energijske vrednosti ponovno zagotavljalo stroškovno konkurenčnost v primerjavi z dizelskim gorivom. Stagniranje pri razvoju trga oskrbe z UZP je predvsem odraz nestabilnih razmer in pomanjkanja spodbud, pri čemer se zelo mešani signali konkurenčnosti oskrbe odražajo v zadržanosti potencialnih novih uporabnikov tega energenta.

Visoke cene in nespodbudno okolje znižujejo zanimanje za uporabo UZP



Prodane količine po posameznih letih in vrsti rabe prikazuje slika 159.

SLIKA 159: PORABA UTEKOČINJENEGA ZEMELJSKEGA PLINA V OBDOBJU 2011–2023



VIR: AGENCIJA

Drugi energetski plini iz distribucijskih sistemov

Distribucijo drugih energetskih plinov (energetski plini, ki se uporabljajo kot energent, razen zemeljskega plina) iz distribucijskih sistemov, ki niso neposredno ali posredno povezani s prenosnim sistemom plina, so v letu 2023 na območju Slovenije opravljala štiri distribucijska podjetja. Primarno sta se kot druga energetska plina distribuirala propan ter mešanica propana in butana. Dejavnost distribucije drugih energetskih plinov se je izvajala iz 518 distribucijskih sistemov v 122 slovenskih občinah. V 116 občinah so distributerji iz 471 distribucijskih sistemov izvajali oskrbo kot tržno

dejavnost, v preostalih 47 distribucijskih sistemih v devetih občinah pa v obliki GJS.

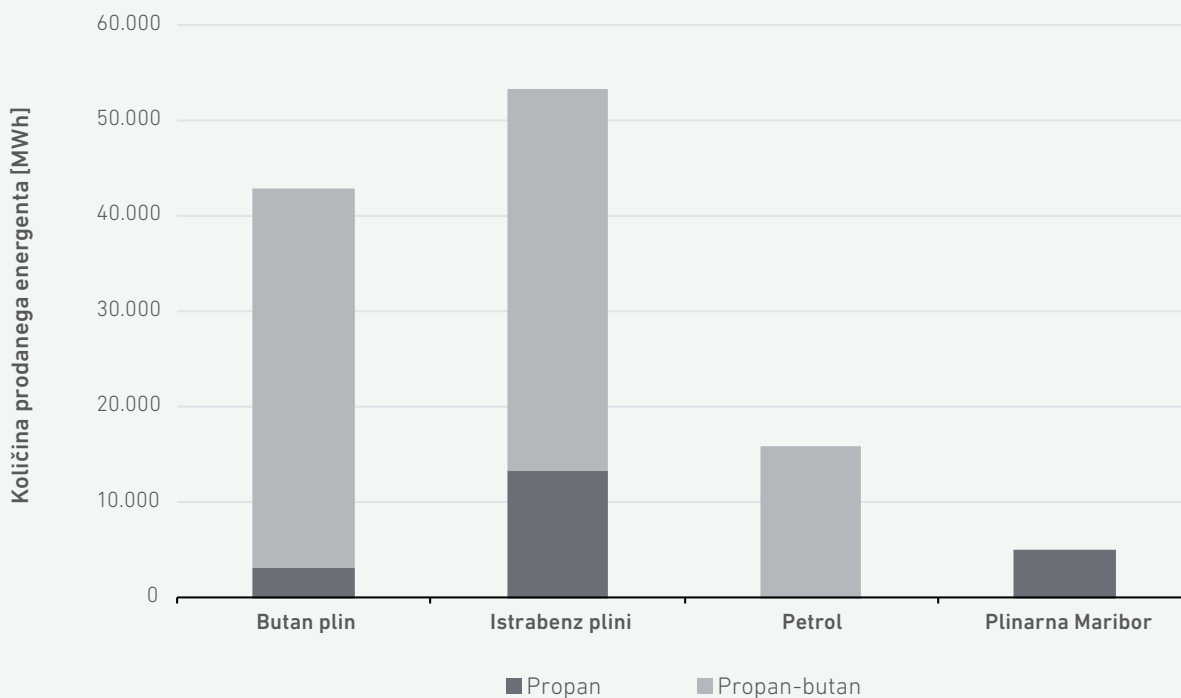
V letu 2023 je bilo iz distribucijskih sistemov drugih energetskih plinov oskrbovanih 6.993 odjemalcev, kar je 3,9 % manj kot leto prej, distribuirana energetska vrednost plinov¹³⁹ pa je dosegla 117,4 GWh, kar je glede na leto prej 6,0-odstotno znižanje. Povprečna letna poraba odjemalca v letu 2022 znaša 16,8 MWh, kar je 2,3-odstotno znižanje glede na leto prej. Število odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme v posameznih občinah, se je gibalo od 2 do 1.780, povprečno število odjemalcev na distribucijski sistem pa je znašalo 14.

Skupna dolžina distribucijskih sistemov se je glede na leto 2022 zmanjšala za 0,1 % in je znašala 114,4 kilometra. Na sliki 160 so distributerji prikazani glede na vrsto in količino prodanega drugega energetskega plina.

**6,0 % manjša poraba
drugih energetskih plinov**

¹³⁹ Zaradi prejetih popravkov podatkov za leto 2022 od poročevalcev po objavi lanskega poročila lahko primerjalne spremembe med letoma 2023 in 2022 glede na predstavljene podatke v lanskem poročilu odstopajo.

SLIKA 160: DISTRIBUIRANE KOLIČINE DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV PO DISTRIBUTERJIH IN VRSTI DISTRIBUIRANEGA PLINA

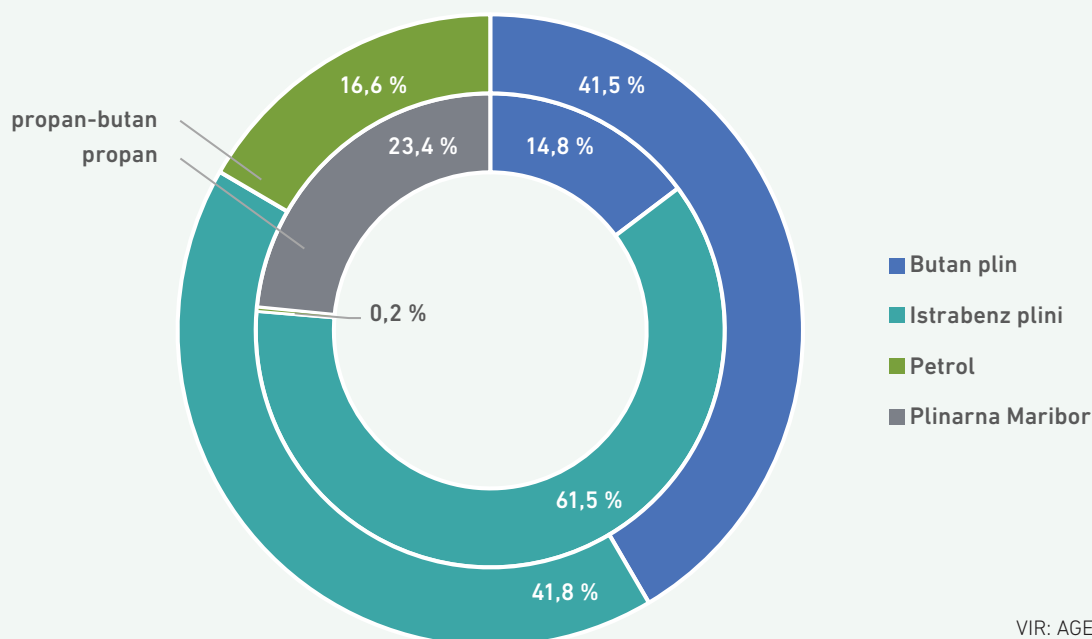


VIR: AGENCIJA

Tržne deleže¹⁴⁰ distributerjev drugih energetskih plinov po vrsti plina in energetski vrednosti prodanih količin v letu 2023 prikazuje slika 161,

slika 162 pa tržne deleže distributerjev po vrsti prodanega energetskega plina in številu oskrbovanih odjemalcev.

SLIKA 161: TRŽNI DELEŽI DISTRIBUTERJEV DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV (energetska vrednost prodanih količin)

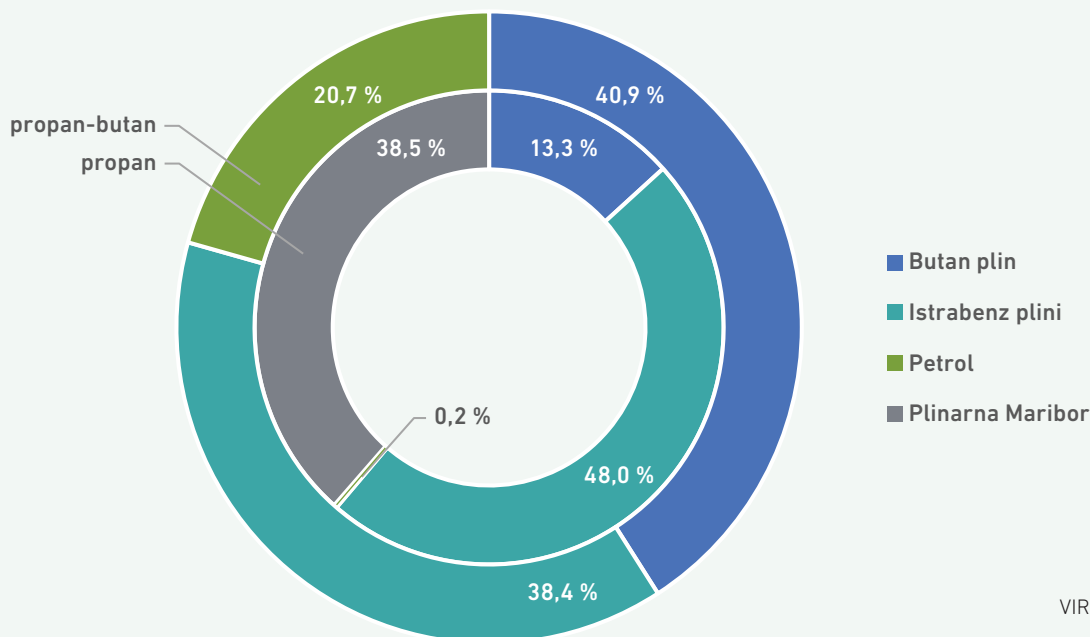


VIR: AGENCIJA

140 Razlika med skupno vsoto in posameznimi seštevki je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.



SLIKA 162: TRŽNI DELEŽI DISTRIBUTERJEV DRUGIH ENERGETSKIH PLINOV (število odjemalcev)



VIR: AGENCIJA

Reguliranje omrežnih dejavnosti

Ločitev dejavnosti

V Sloveniji je v letu 2023 opravljala obvezno GJS dejavnost operaterja prenosnega sistema zemeljskega plina družba Plinovodi. Družba Plinovodi je lastnica sredstev, s katerimi izvaja svojo dejavnost, ter je certificirana in imenovana kot neodvisni operater prenosnega sistema. Lastnik operaterja prenosnega sistema je družba Plinhold, katerega večinski lastnik s 60,10-odstotnim deležem je Republika Slovenija. V letu 2023 je do 31. maja 2023 distribucijo zemeljskega plina kot GJS opravljalo 13 operaterjev distribucijskih sistemov, v nadaljevanju pa 12. Z 31. majem 2023 je distribucijo zemeljskega plina prenehalo izvajati Javno podjetje komunalno podjetje Vrhnika.

Operaterji distribucijskih sistemov niso pravno ločeni, saj na posamezni distribucijski sistem ni priključenih več kot 100.000 odjemalcev. Glede na to, da so operaterji distribucijskih sistemov opravljali tudi druge energetske in tržne dejavnosti, so v skladu s 101. členom ZOP pripravili ločene računovodske izkaze. Operaterji sistemov morajo pripraviti letne računovodske izkaze, kot to za velike družbe zahteva Zakon o gospodarskih družbah. V pojasnilih k revidiranim letnim računovodskim izkazom morajo podjetja plinskega gospodarstva v celoti razkriti sodila za razporejanje po dejavnostih. Ustreznost sodil in pravilnost njihove uporabe mora letno revidirati revizor, ki o tem poda posebno poročilo.

Tehnične storitve operaterjev

Izravnava odstopanj

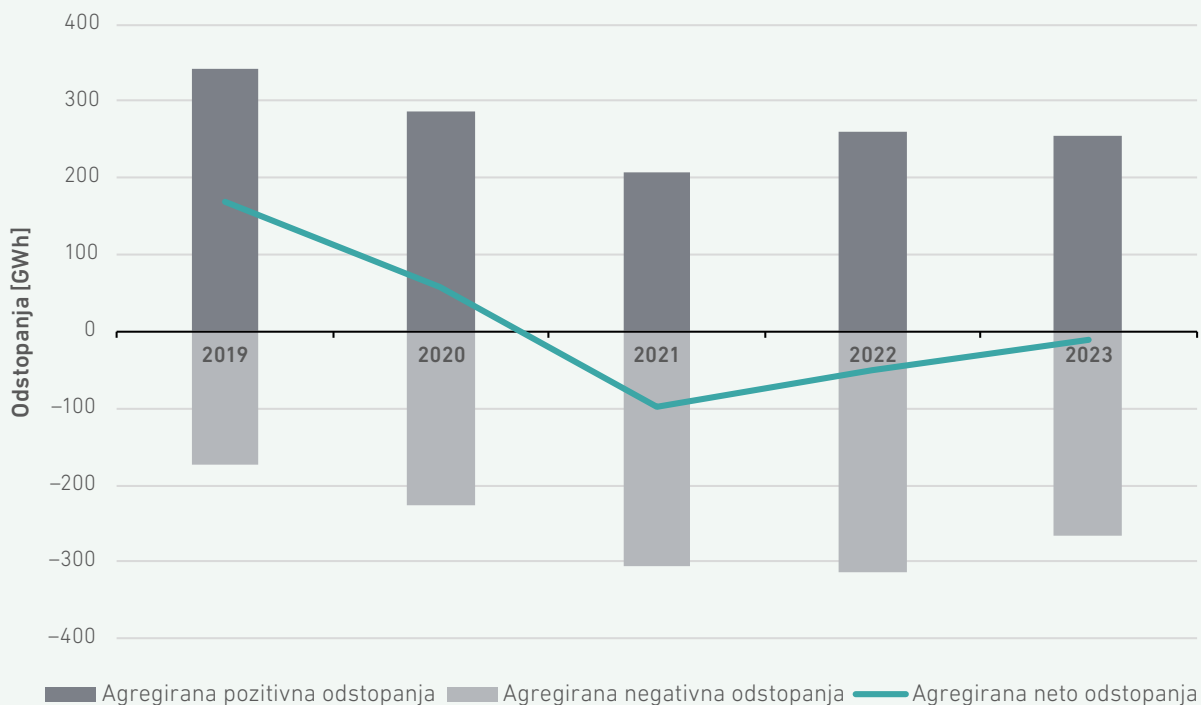
Konec leta 2023 je bilo v Sloveniji aktivnih 13 nosilcev bilančnih skupin, kar je štiri manj kot leto prej. Od tega jih je pet samo dobavljalo zemeljski plin preko Slovenije do drugih prenosnih sistemov.

Operater prenosnega sistema je z nakupom in prodajo zemeljskega plina na trgovni platformi in z letno pogodbo za uravnoteženje skrbel za uravnoteženje prenosnega sistema ter izvajal obračun odstopanj. Celotni prenosni sistem

255 GWh pozitivnih odstopanj
(2-% letni upad),
267 GWh negativnih odstopanj
(14-% letni upad)

je eno izravnalno območje, odstopanja se ugotavljajo na dnevni podlagi in obračunavajo mesečno za vsak posamezen plinski dan.

SLIKA 163: AGREGIRANA Odstopanja NOSILCEV BILANČNIH SKUPIN V ODOBJU 2019–2023

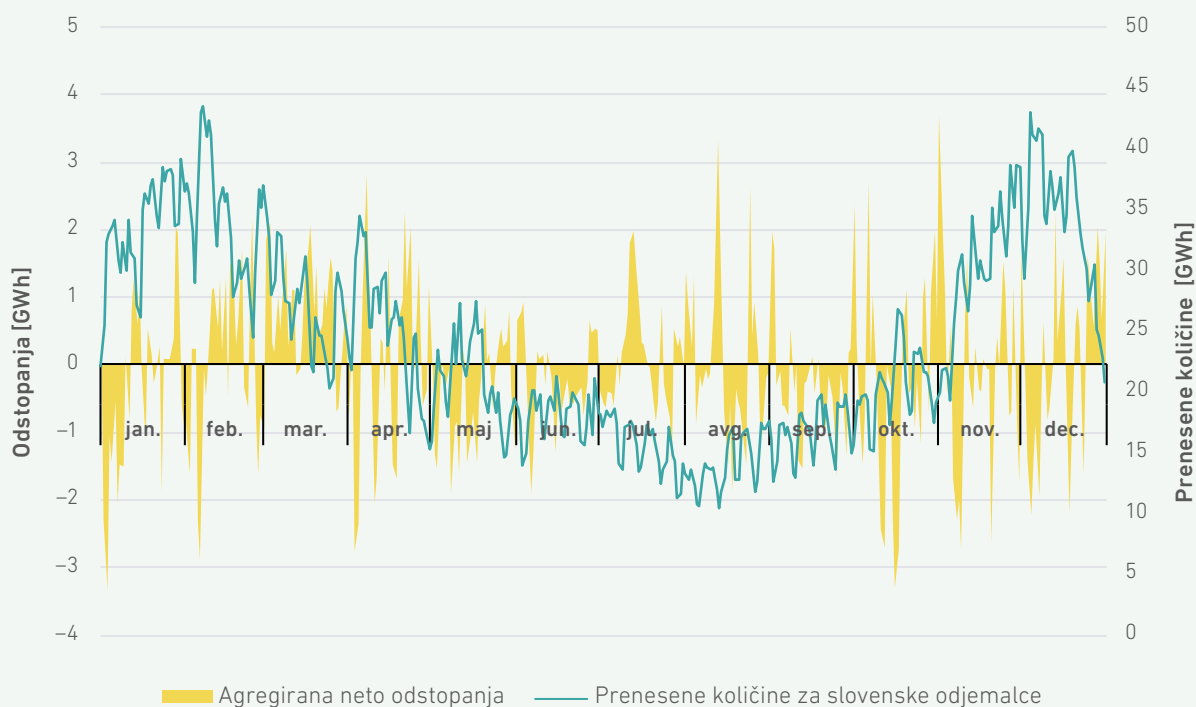


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

V primerjavi z letom prej so se zmanjšala tako pozitivna kot negativna odstopanja nosilcev bilančnih skupin. V absolutnem smislu so bila negativna

odstopanja še zmeraj za slabih 5 % večja od pozitivnih odstopanj. Gre za največjo doseženo izravnavo pozitivnih in negativnih odstopanj do sedaj.

SLIKA 164: AGREGIRANA NETO Odstopanja NOSILCEV BILANČNIH SKUPIN IN PRENESENE KOLIČINE ZA SLOVENSKE ODJEMALCE V LETU 2023



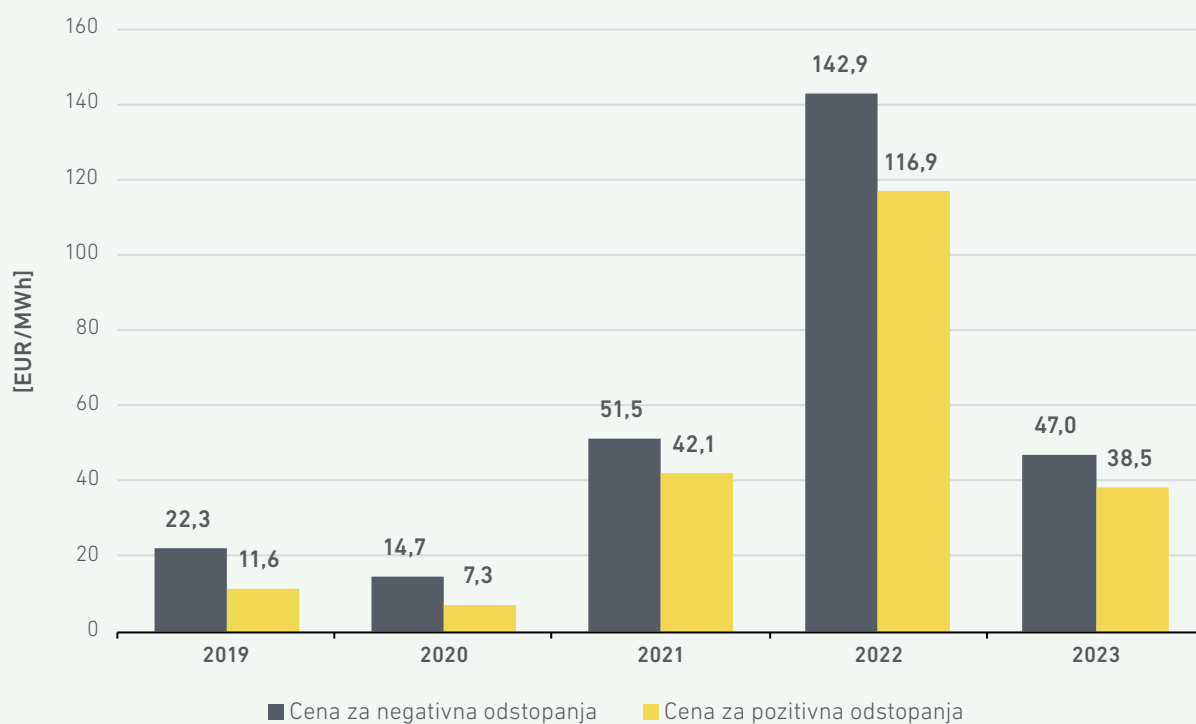
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Odstopanja nosilcev bilančnih skupin znašajo na letni ravni 5,9 % porabljenih količin slovenskih odjemalcev zemeljskega plina, kar je 0,4 odstotne točke manj kot leto prej.

Cene za odstopanja so po kriznem letu 2022 ponovno upadle in so bile nekoliko nižje kot v letu 2021.

SLIKA 165: POVPREČNE CENE PLINA ZA IZRAVNAVO ODSTOPANJ V OBDOBJU 2019–2023

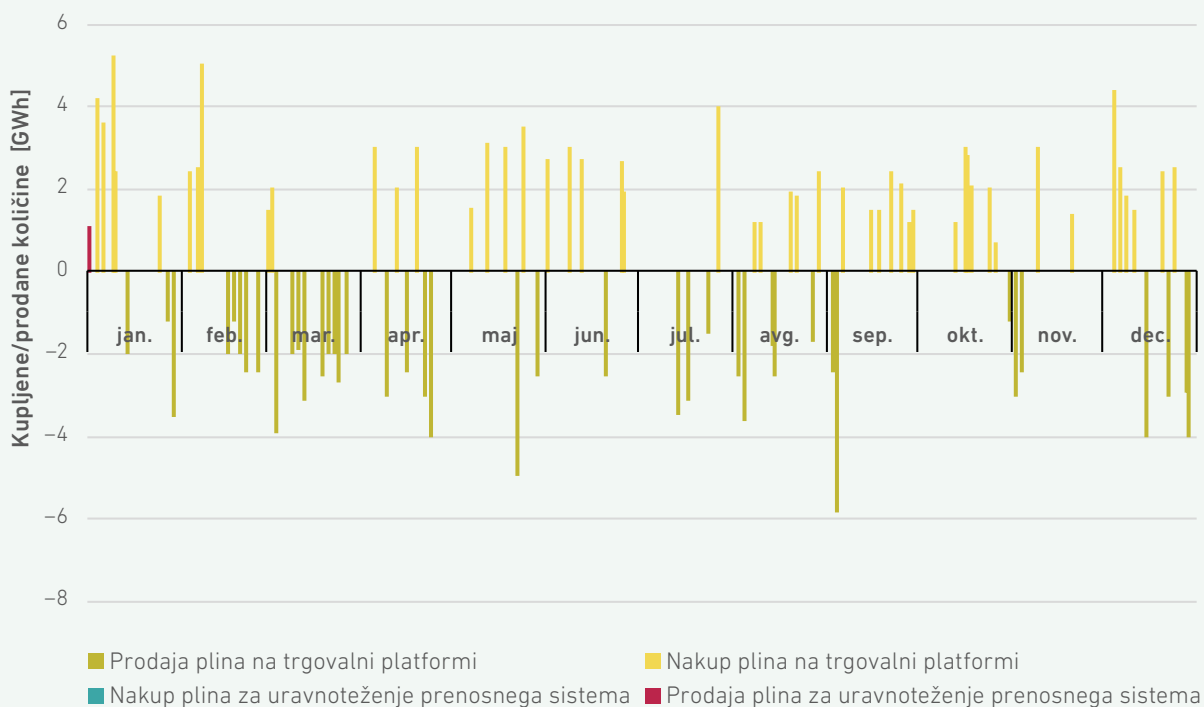


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Operaterju prenosnega sistema je s trgovanjem na trgovni platformi in dinamičnim uravnavanjem tlačnih razmer uspelo zagotoviti normalno obratovanje prenosnega sistema. Potem ko je letu 2022

moral kar 16-krat uporabiti sistemsko storitev uravnoteženja prenosnega sistema, je v letu 2023 samo enkrat prodal plin v skladu z letno pogodbo za uravnoteženje prenosnega sistema.

SLIKA 166: TRGOVANJE OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA TRGOVALNI PLATFORMI IN UPORABA SISTEMSKÉ STORITVE URAVNOTEŽENJA PRENOSNEGA SISTEMA V LETU 2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na trgovalni platformi je operater prenosnega sistema ustvaril 3,1-krat manjše prihodke kot leto prej, hkrati pa je imel 3,6-krat manjše odhodke. Prihodki in odhodki iz izravnave odstopanj so bili 2,9-krat manjši kot v letu 2022. Manjši prihodki in odhodki trgovanja na trgovalni platformi in iz izravnave odstopanj so posledica manjših količin in dva- do trikrat nižjih prodajnih in nakupnih cen

zemeljskega plina. Operater prenosnega sistema je pri obračunu odstopanj, nakupu in prodaji plina za uravnoteženje prenosnega sistema ter pri trgovanju na trgovalni platformi stroškovno nevtralen, kar pomeni, da presežke oziroma primanjkljaje sorazmerno porazdeli med nosilce bilančnih skupin. V letu 2023 je tako ustvaril 1,32 milijona evrov presežka, kar je 2,1-krat manj kot leto prej.

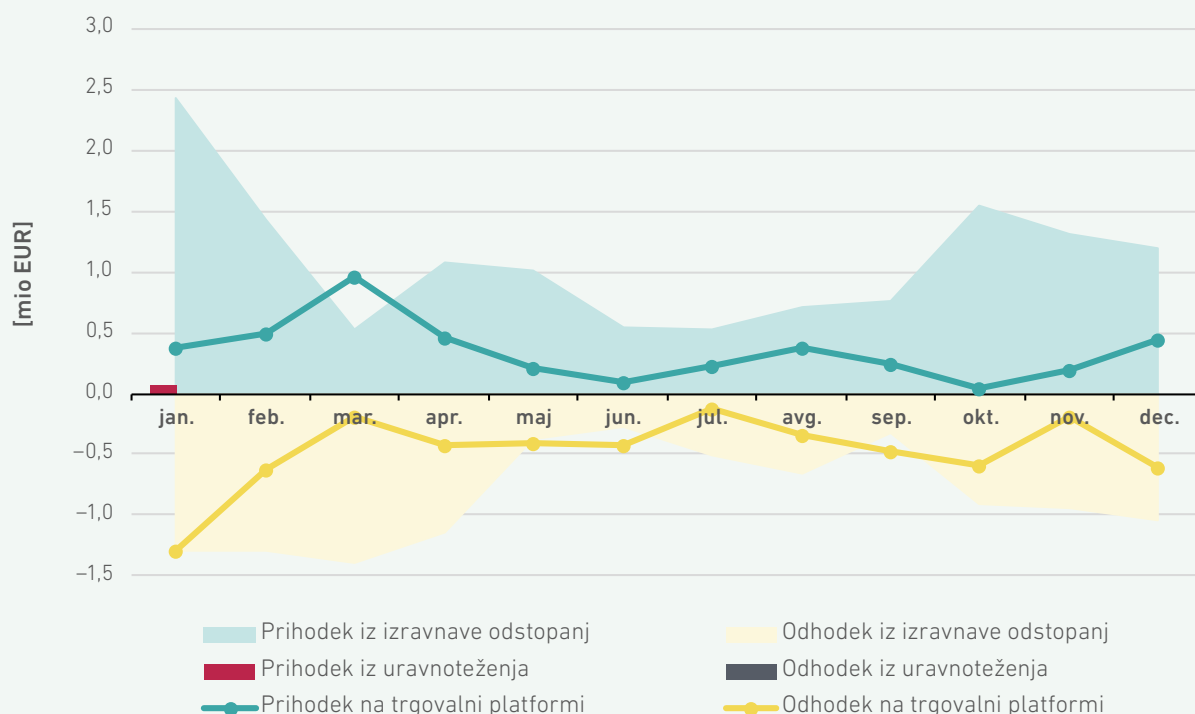


TABELA 37: PRIHODKI IN ODHODKI OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA TRGOVALNI PLATFORMI PRI IZVAJANJU SISTEMSEKE STORITVE URAVNOTEŽENJA IN PRI OBRČUNAVANJU DNEVNIH ODSTOPANJ TER POVPREČNE PRODAJNE/NAKUPNE CENE

Aktivnost / storitev operaterja prenosnega sistema		2020	2021	2022	2023
Trgovalna platforma	Prihodki [mio EUR]	1,4	3,4	12,8	4,1
	Povprečna prodajna cena [EUR/MWh]	7,5	37,9	110,5	37,5
	Odhodki [mio EUR]	-2,1	-10,1	-20,6	-5,7
	Povprečna nakupna cena [EUR/MWh]	14,3	50,4	124	48,2
Sistemska storitev uravnoveženja	Prihodki [mio EUR]	0	1,1	1,9	0,1
	Povprečna prodajna cena [EUR/MWh]	/	103,4	113,2	65,6
	Odhodki [mio EUR]	0	-0,2	-1,3	0
	Povprečna nakupna cenam [EUR/MWh]	/	76,3	149,7	/
Izravnava odstopanj	Prihodki [mio EUR]	3,5	16,4	38,9	13,0
	Povprečna mejna nakupna cena - obračun negativnih odstopanj [EUR/MWh]	14,7	51,5	142,9	47,0
	Odhodki [mio EUR]	-2,1	-9,8	-28,8	-10,2
	Povprečna mejna prodajna cena - obračun pozitivnih odstopanj [EUR/MWh]	7,3	42,1	116,9	38,5

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

SLIKA 167: PRIHODKI IN ODHODKI OPERATERJA PRENOSNEGA SISTEMA NA IZRAVNALNEM TRGU V LETU 2023

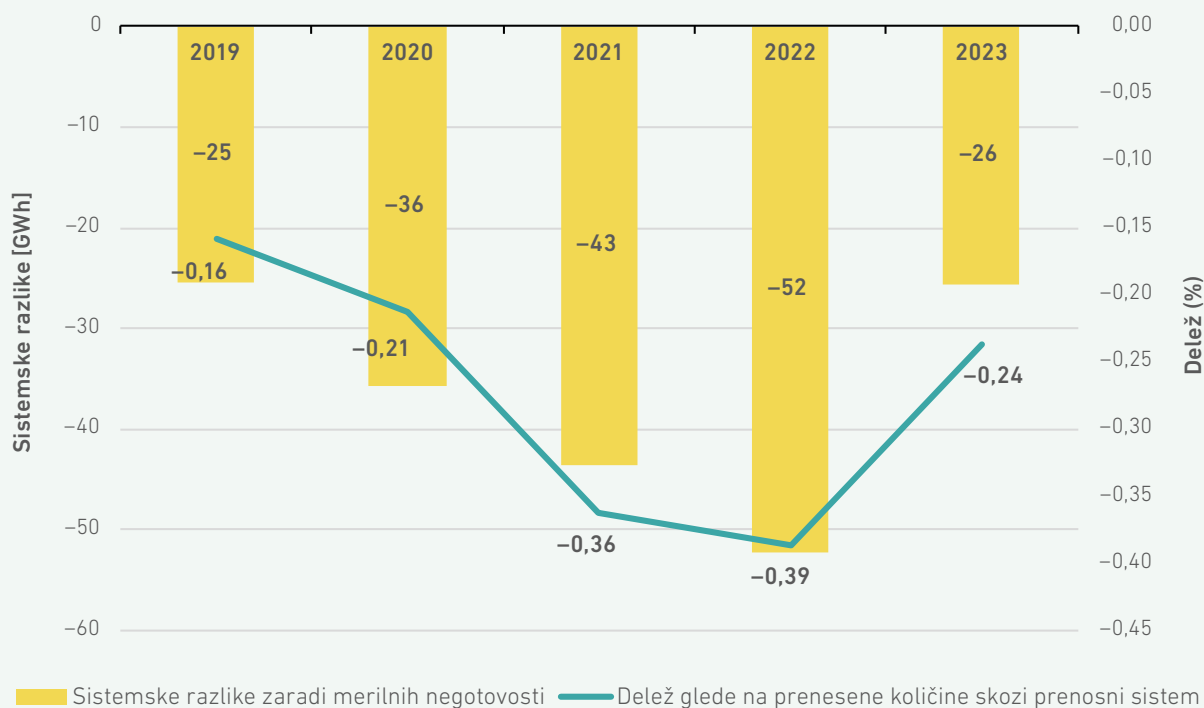


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Od novembra 2022 se sistemske razlike delijo na sistemske razlike, ki so posledica merilnih negotovosti (SR_{MN}), in sistemske razlike, ki so posledica izgub (SR_{IZ}). Po treh letih naraščanja so se sistem-

ske razlike zaradi merilnih negotovosti v letu 2023 znižale. Tako kot v preteklih letih so bile v vseh mesecih leta 2023 negativne. V primerjavi z letom prej so bile polovico manjše.

SLIKA 168: SISTEMSKE RAZLIKE SR_{MN} IN DELEŽ GLEDE NA PRENESENE KOLIČINE SKOZI PRENOSNI SISTEM V OBDOBJU 2019–2023



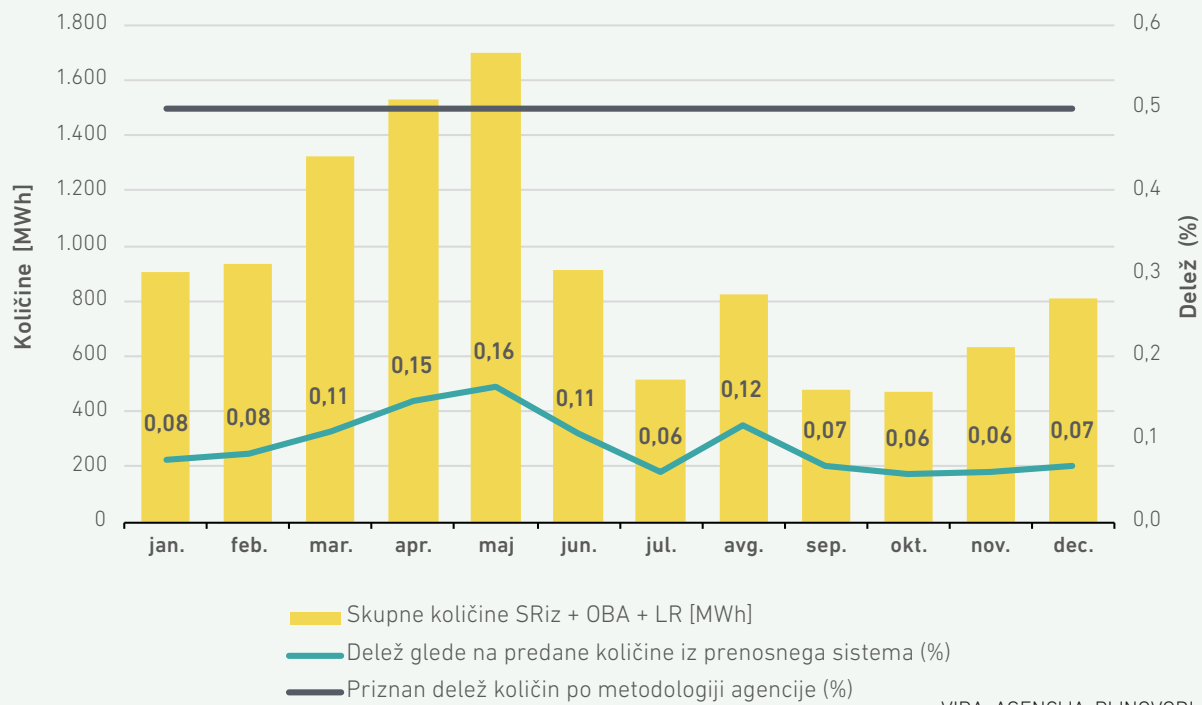
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Operaterju prenosnega sistema so priznani stroški za sistemske razlike zaradi izgub, količin za lastno rabo in količin za namen obračuna po OBA (Operational Balancing Agreement) v skupni vrednosti do

0,5 % po prenosnem sistemu prenesenih količin. V letu 2023 je vsota teh količin v povprečju znašala 0,09 %.



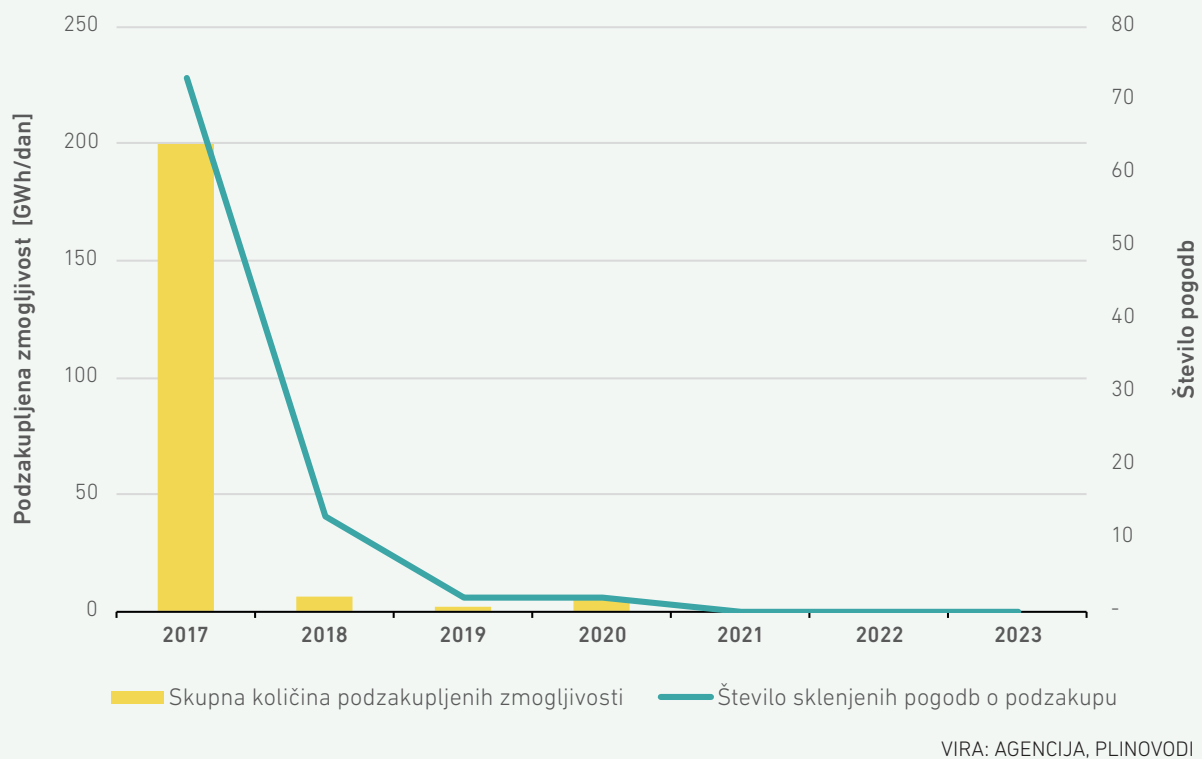
SLIKA 169: MESEČNO GIBANJE SISTEMSKIH RAZLIK ZARADI IZGUB, KOLIČIN ZA LASTNO RABO IN KOLIČIN ZA NAMEN OBRAČUNA PO OBA V LETU 2023



Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi

Na sekundarnem trgu prenosnih zmogljivostmi že tretje leto zapored ni bilo trgovanja.

SLIKA 170: TREND RAZVOJA SEKUNDARNEGA TRGA S PRENOSNIMI ZMOGLJIVOSTMI V OBDOBJU 2017–2023



Za trgovanje na sekundarnem trgu prenosnih zmogljivosti je bilo prelomno leto 2017, ko se je iztekla večina dolgoročnih pogodb o prenosu. K zmanjšanju vloge sekundarnega trga so prispevali tudi močno zmanjšan zakup zmogljivosti na mejnih

točkah, vse močnejši trend zakupa kratkoročnih zmogljivosti, uvedba elektronskih dražb zakupa zmogljivosti in boljše optimiziranje zakupa zmogljivosti pri uporabnikih prenosnega sistema.

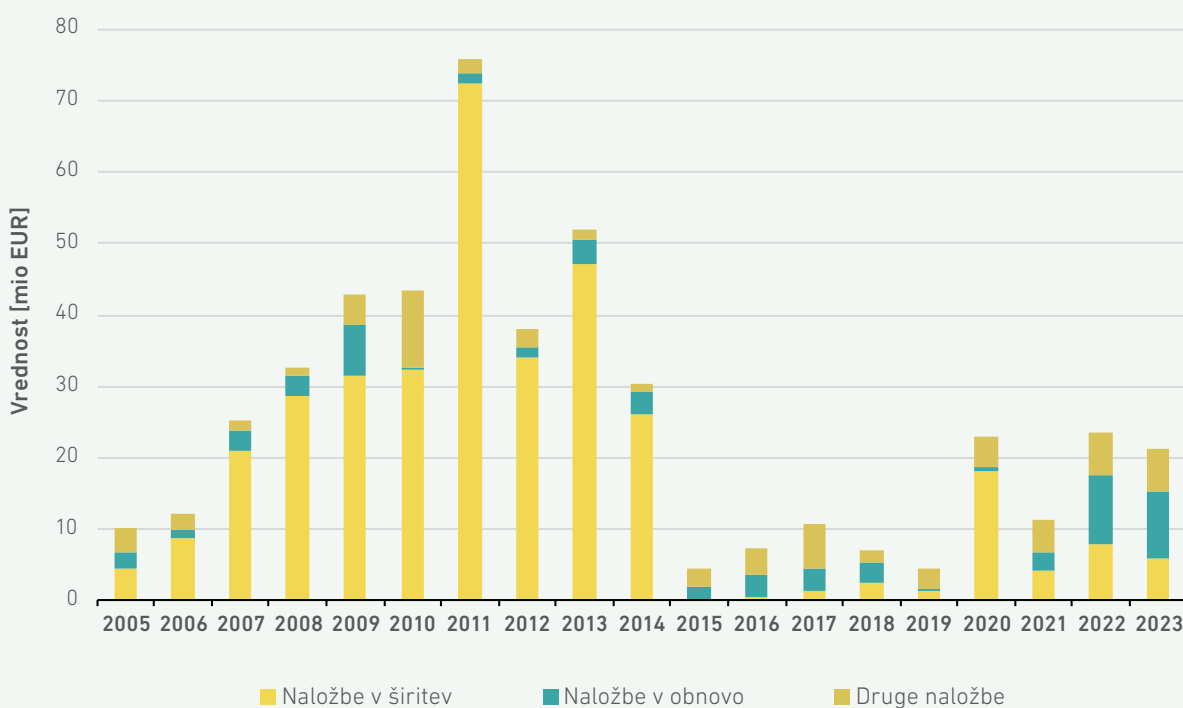
Večletni razvoj plinovodnega omrežja

Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina

Operater prenosnega sistema je za naložbe v prenosni sistem namenil 21,3 milijona evrov, kar je 9 % manj kot leto prej. Naložbe v širitev so znašale 6,1 milijona evrov, naložbe v obnovo 9,3, druge naložbe pa 5,9 milijona evrov. Iz amortizacije osnovnih sredstev je bilo financiranih 80 % naložb, preostali del naložb pa je bil financiran iz ostalih lastnih sredstev.

**21,3 milijona EUR naložb
v prenosni sistem**

SLIKA 171: NALOŽBE V PRENOSNI SISTEM ZEMELJSKEGA PLINA V OBDOBJU 2005–2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Pomembnejše aktivnosti v 2023 pri izvajanju naložb so bile povezane s projektom M6 Ajdovščina–Lucija (zaključena dobava cevi, podana zahteva za pridobitev gradbenega dovoljenja za odsek Sežana–Dekani), pridobljeno je bilo gradbeno dovoljenje za večino trase plinovoda R21AZ Konjiška vas–Opotnica, na projektu razširitve KP Ajdovščina je bila izvedena dobava in vgradnja nove kompresorske enote, zaključena so bila dela in pridobljeno upo-

rabno dovoljenje na projektu Ureditev nadomestnih prostorov in dostopa, zaključeni so bili projekti MRP Zadobrova in MRP Vransko, pripravljale so se strokovne in prostorske podlage za prenosni plinovod R42/1 Anže–Brestanica, urejale so se stvarno-pravne zadeve in pridobivala mnenja k dokumentaciji za gradbeno dovoljenje projekta R25A/1 Trojane–Hrastnik Druga etapa: Trbovlje–Hrastnik, izvajalo se je projektiranje na projektih MRP Koto in MRP Sava.



V letu 2024 bo operater prenosnega sistema nadaljeval z gradnjo plinovoda M6 Ajdovščina–Lucija in začel z gradnjo naložbe R51c Kozarje–Vevče. Med projekti priključitev se bodo izvajala dela na MRP Verovškova/KEL, MRP Dobrunje, MRP Sava, MRP Koto in MRP Donit. Izvajalo se bo projektiranje

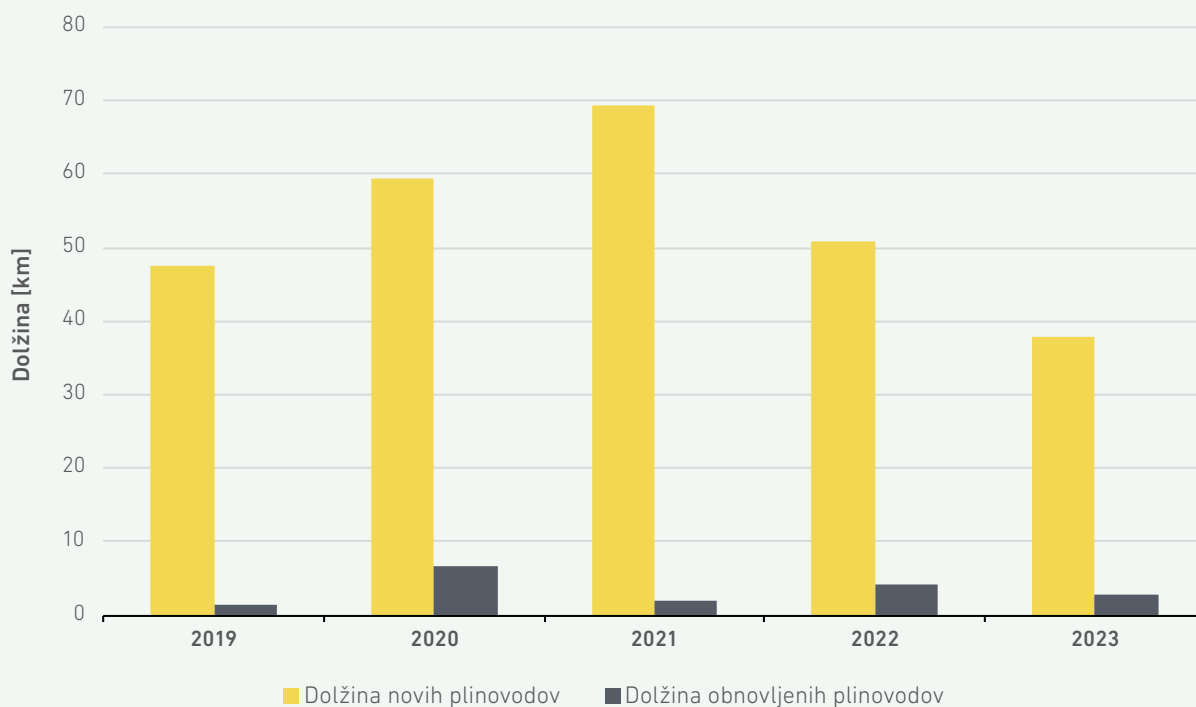
in pridobivanje služnostnih pravic za plinovod R51a Jarše–Sneberje, načrtovan pa je tudi začetek projektiranja prve etape plinovodne povezave z Madžarsko (izgradnja MMRP Pince in plinovoda Pince–Lendava).

Naložbe v distribucijske sisteme zemeljskega plina

Operaterji distribucijskih sistemov so zgradili 37,7 kilometra novih plinovodov, kar pomeni 26 % manj kot leto prej. Obnovljenih je bilo 3 kilometre distribucijskih plinovodov, kar je 31 % manj kot v letu 2022.

37,7 km novih distribucijskih plinovodov – 26 % manj kot leto prej

SLIKA 172: TREND IZGRADNJE IN OBNOVE DISTRIBUTIJSKIH PLINOVODOV V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

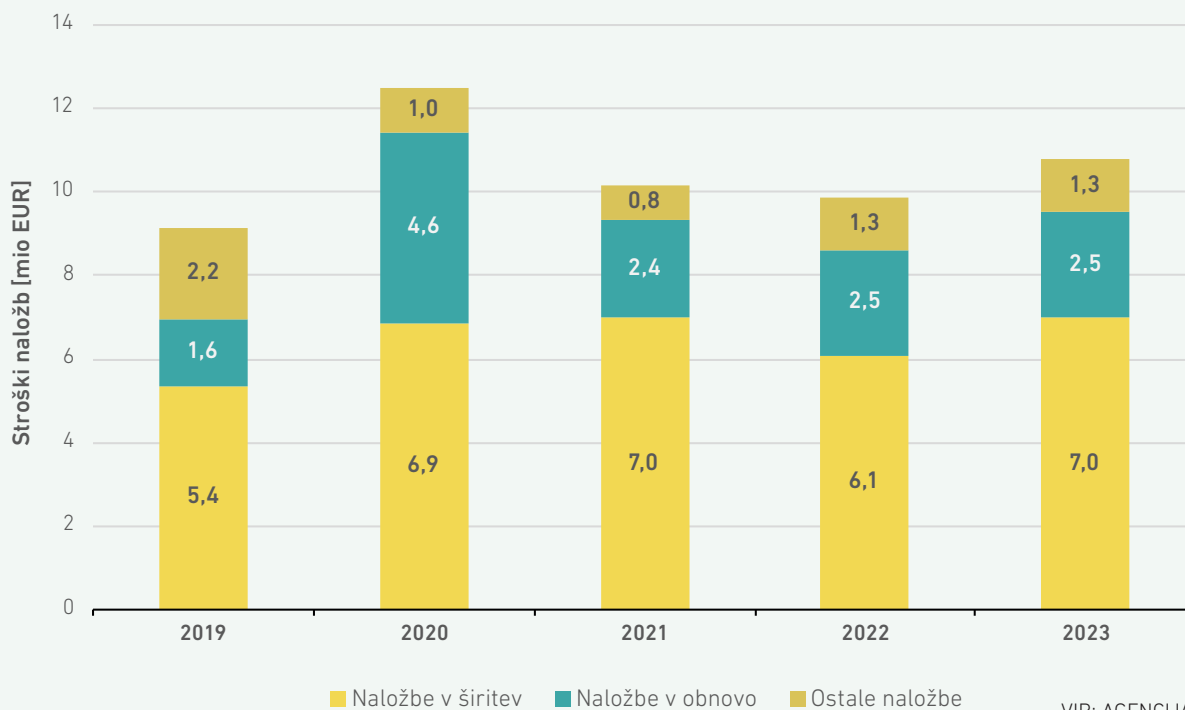
Skupna vrednost naložb v distribucijske sisteme je znašala 10,76 milijona evrov, kar je 9 % več kot leto prej. Naložbe v širitev omrežja so znašale 6,98 milijona evrov, naložbe v obnovo distribucijskih sistemov 2,53 milijona evrov, druge naložbe, ki niso

neposredno povezane z izgradnjo ali obnovo distribucijskih sistemov, pa 1,25 milijona evrov.

Večja vrednost naložb v primerjavi z letom prej torej ni posledica povečanega obsega naložb, temveč povišanih nabavnih cen opreme in gradbenega materiala ter višjih cen dela oziroma storitev.

3 km obnovljenih distribucijskih plinovodov – 31 % manj kot v letu 2022

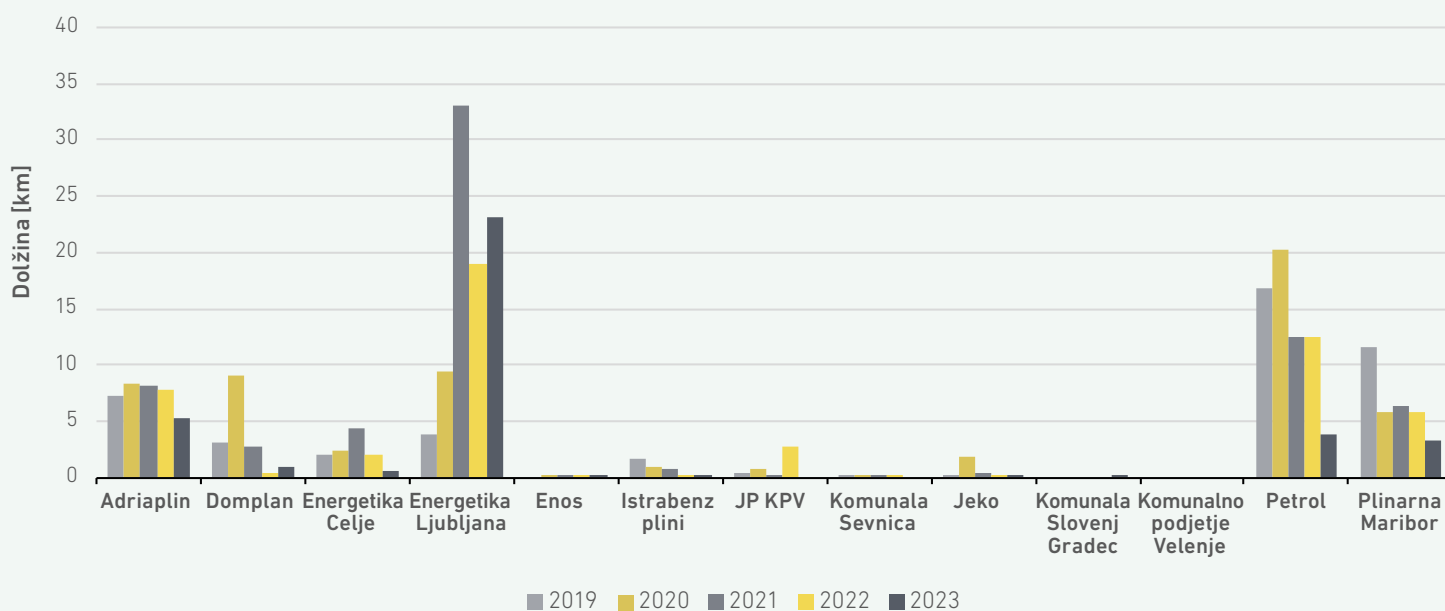
SLIKA 173: STROŠKI NALOŽB V DISTRIBUCIJSKE PLINOVODE V OBDOBJU 2019–2023



Slika 174 prikazuje intenzivnost izgradnje novih plinovodov posameznih operaterjev distribucijskih sistemov. V zadnjih petih letih je šest najbolj aktivnih operaterjev zgradilo skupaj 96 % novih plinovodov, preostalih sedem operaterjev pa svojih distribucijskih sistemov skoraj ni širilo, saj so skupaj zgradili le 4 % novih plinovodov.

10,8 milijona EUR naložb v distribucijske sisteme – 9 % več kot leto prej

SLIKA 174: DOLŽINA NOVIH DISTRIBUCIJSKIH OMREŽIJ V OBDOBJU 2019–2023





Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe

Operater prenosnega sistema, operaterji distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov (ZDS) so zagotavljali varen in zanesljiv transport zemeljskega plina po svojih omrežjih, priključevali ter opravljali vsa potrebna vzdrževalna dela na omrežjih.

Dnevna konična obremenitev prenosnega omrežja je bila zabeležena ob koncu zimskega obdobja (28. marca 2023) in je znašala 2.229 MWh/h.

Operater prenosnega sistema je izdal pet soglasij za priključitev, štiri manj kot leto prej. Na prenosni sistem je bilo priključeno in aktivirano eno novo odjemno mesto¹⁴¹. Celotni postopek je v povprečju trajal 429 dni.

20-% upad priključitev na distribucijske sisteme v primerjavi z letom prej

Operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina so v letu 2023 prejeli 796 vlog za izdajo soglasja za priključitev in izdali enako število soglasij. Število prejetih vlog in izdanih soglasij se je v primerjavi z letom prej znižalo za skoraj 17 %, v primerjavi z letom 2021 pa skoraj za 65 %. Operaterji so v letu 2023 priključili 822 odjemnih mest, kar je slabih 20 % manj kot leto prej in 60 % upad v primerjavi z letom 2021.

Povprečen čas trajanja priključitve novih odjemalcev na distribucijski sistem je pri devetih operaterjih znašal do 20 delovnih dni po oddaji popolne vloge za priključitev. Pri ostalih petih je celoten postopek priključitve trajal povprečno od 26 do 30 delovnih dni. Za fizično priključitev na omrežje je 10 operaterjev v povprečju potrebovalo do štiri delovne dneve, eden je dela izvedel povprečno v roku petih delovnih dni, pri enem pa je bilo treba na fizični priklop čakati v povprečju 23 delovnih dni.

Na območjih petih ZDS v letu 2023 sta bili evidentirani dve priključitvi. Pri enem operaterju je celoten postopek trajal sedem delovnih dni, pri drugem pa 33.

Zanesljivo in varno obratovanje za nemoteno oskrbo odjemalcev so operater prenosnega sistema in operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina zagotavljali z rednimi in izrednimi vzdrževalnimi deli.

Operater prenosnega sistema je na prenosnem sistemu opravil 75 načrtovanih in 329 nenačrtovanih del. Zaradi načrtovanih del je bila dobava zemeljskega plina prekinjena 71 ur, medtem ko so bila nenačrtovana dela vzrok za eno prekinitev v trajanju 14 ur.

Na distribucijskih sistemih so operaterji opravili 2.368 načrtovanih del. Njihovo število se je v letu 2023 neznatno znižalo, skupni čas trajanja del pa je bil nižji za dobrih 18 %. Ne glede na krajši čas trajanja del so načrtovana dela odjemalcem povzročila dobrih 30 % daljši čas prekinitev dobave zemeljskega plina v primerjavi z letom 2022. Razlog za to je predvsem ta, da je bil skupni čas prekinitev dobav v letu 2022 okoli 35 % krajši od leta prej. Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi načrtovanih del je znašal 1.036 ur. Na distribucijskih sistemih šestih operaterjev so bila načrtovana dela opravljena brez motenj oziroma prekinitev oskrbe. Na distribucijskih sistemih dveh operaterjev je skupni čas vseh prekinitev zaradi načrtovanih del znašal tri oziroma šest ur. Na območjih preostalih petih operaterjev pa je bil evidentiran skupni čas prekinitev zaradi načrtovanih del med 35 in 749 urami. Skupaj 749 ur prekinitev je bilo zabeleženih pri operaterju z največ odjemalci. Čas posamezne prekinitev je znašal po operaterjih od najmanj eno uro in največ do osem dni. Pri najdaljši prekinitvi je bila oskrba v oktobru prekinjena 24 od skupaj 54.707 odjemalcev. Pri dveh od sedmih operaterjev s prekinitevami oskrbe čas najdaljše prekinitev ni presegel treh ur, pri dveh sedem ur, pri ostalih pa so najdaljše prekinitev pri dveh trajale do 12 ur, pri operaterju z najdaljšo prekinitevijo oskrbe pa osem dni. Večina načrtovanih prekinitev je trajala do šest ur.

V primerjavi z letom 2022 se je skupni čas prekinitev dobave zaradi načrtovanih del podaljšal za okoli 30 %

141 Število novih priključitev ne odraža razlike v številu aktivnih odjemnih mest na prenosnem sistemu ob koncu leta 2023 v primerjavi z letom prej, ker so v skupnem številu aktivnih odjemnih mest upoštevana le tista s sklenjeno pogodbo o zakupu prenosne zmogljivosti.

Nenačrtovanih posegov na distribucijskih sistemih je bilo 929, število pa se je v primerjavi z letom prej povečalo za slabih 57 %. Ti posegi so povzročili 78 prekinitev oskrbe. Skupni čas nenačrtovanih prekinitev je znašal 6.908 ur, kar je povsem neprimerljivo z letom prej, ko so prekinitev trajale le dobrih 200 ur. Pri petih operaterjih tovrstnih prekinitev ni bilo, pri treh operaterjih je skupni čas nenačrtovanih prekinitev trajal od 8 do 43 ur, pri preostalih pa je skupni čas nenačrtovanih prekinitev znašal od 66 do 2.633 ur. Dolgotrajne nenačrtovane prekinitev so bile posledica višje sile v povezavi z avgustovskimi poplavami. To odražata tudi kazalnika neprekinjenosti dobave SAIDI, ki kaže dolžino prekinitev na odjemalca, in SAIFI, ki kaže število prekinitev na odjemalca. Kazalnik SAIDI za distribucijska omrežja skupaj za leto 2023, ki upošteva dolžino vseh prekinitev, znaša 492,91 min/odjemalec, v letu 2022 je znašal le 29,32 min/odjemalec. Kazalnik SAIDI za nenačrtovane prekinitev je v letu 2023 dosegel vrednost 489,29 min/odjemalec, v letu 2022 pa le 5,05 min/odjemalec, kar je posledica poplav. Te se odražajo tudi v spremembi kazalnika SAIFI, ki je za isto obdobje in vsa distribucijska omrežja za leto 2023 znašal 0,0837 prekinitev/odjemalec, v letu 2022 pa 0,045 prekinitev/odjemalec. Kazalnik SAIFI za nenačrtovane prekinitev je dosegel vrednost 0,079 prekinitev/odjemalec, v letu 2022 pa 0,020 prekinitev/odjemalec.

Dolgotrajne nenačrtovane prekinitev zaradi višje sile v povezavi z avgustovskimi poplavami

Na distribucijskih sistemih je bilo opravljenih tudi 498 del na zahtevo in za potrebe tretjih oseb; skupni čas opravljanja teh del je znašal 5.109 ur, kar je 52 % več kot leto pred tem.

Na območjih vseh operaterjev ZDS so bila opravljena vzdrževalna dela, ki so povzročila prekinitev oskrbe v skupnem trajanju osem ur. Dela so bila opravljena v obdobju kolektivnih dopustov, tako da odjemalci dejansko niso bili moteni. Skupni čas trajanja izvedenih načrtovanih del je znašal 6.414 ur, od tega je bil skupni čas izvedenih del rednega vzdrževanja 3.365 ur, pregledov 2.240 ur, preizkusov 265 ur in kontrolnih meritev 344 ur.

Dejavnosti operaterja prenosnega sistema in operaterjev distribucijskih sistemov zemeljskega plina v povezavi s priključevanjem uporabnikov sistema in vzdrževalnimi deli na sistemu v obdobju 2021–2023 prikazuje tabela 38.

TABELA 38: PARAMETRI PRIKLJUČEVANJA IN IZVEDENIH VZDRŽEVALNIH DEL V OBDOBJU 2021–2023

Operater plinskega sistema	Operater prenosnega sistema			Operaterji distribucijskega sistema		
	2021	2022	2023	2021	2022	2023
PRIKLJUČEVANJE NA SISTEM						
Število izdanih soglasij	13	9	5	2.257	956	796
Povprečni čas trajanja upravnega postopka [dni]	40	32	2	7	7	7
Najdaljši čas trajanja upravnega postopka [dni]	-	-	-	15	15	15
Najkrajši čas trajanja upravnega postopka [dni]	-	-	-	1	1	1
Število izvedenih priključitev	1	7	1	2.042	1.021	822
Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	188	381	429	15	20	15
Najdaljši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	-	683	429	31	48	30
Najkrajši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	-	-	-	2	4	8



VZDRŽEVALNA DELA NA SISTEMU						
Število izvedenih načrtovanih del	15	54	75	2.275	2.398	2.368
Skupni čas izvajanja načrtovanih del [ure]	108.560	106.720	107.568	107.372	130.254	106.314
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi načrtovanih del [ure]	21	35	71	1.223	793	1.036
Najdaljši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	11	8	54	150	55	192
Najkrajši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	10	6	6	1	1	1
Število izvedenih nenačrtovanih del	259	275	329	777	592	929
Skupni čas izvajanja nenačrtovanih del [ure]	581	789	777	2.390	2.107	6.169
Število prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del	-	-	1	123	68	78
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del [ure]	-	-	14,00	522	201	6.908

VIR: AGENCIJA

Omrežnina za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina

Določitev omrežnine

Agencija izvaja regulacijo dejavnosti prenosa in distribucije zemeljskega plina na podlagi metode reguliranih omrežnin, ki operaterjem sistema z določitvijo omrežnine in drugih prihodkov ter ob upoštevanju presežka omrežnine iz prejšnjih let zagotavlja pokrivanje vseh upravičenih stroškov regulativnega obdobja in primanjkljaja omrežnine iz prejšnjih let. Upravičeni stroški operaterja sistema so stroški, ki so potrebni za izvajanje dejavnosti distribucije ali prenosa zemeljskega plina in izpolnjujejo kriterije iz metodologije za določitev regulativnega okvira, ki je izdana na podlagi 104. člena ZOP.

Z regulacijo agencija spodbuja stroškovno učinkovitost operaterjev sistema, zagotavlja njihovo trajno in stabilno poslovanje, stabilno okolje za vlagatelje oziroma lastnike ter stabilne in predvidljive razmere za uporabnike sistema. Spodbude so odvisne od realiziranih upravičenih stroškov, brezplačno prevzetih sredstev ter doseganja 25-odstotne razlike med prihodki in stroški operaterja prenosnega sistema pri nakupu dodatnih zmogljivosti po programu prevelikega zakupa in ponovnega odkupa.

Pred začetkom regulativnega obdobja operaterji sistemov s soglasjem agencije določijo načrtovane

upravičene stroške in načrtovane vire za pokrivanje upravičenih stroškov na podlagi metodologije za določitev regulativnega okvira. Hkrati z upoštevanjem metodologije za obračun omrežnine določijo tudi tarifne postavke za regulativno obdobje.

Po preteku posameznega leta regulativnega obdobja operaterji sistema ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira kot razliko med priznanimi upravičenimi stroški operaterja sistema in priznanimi viri za pokrivanje upravičenih stroškov, ki so izračunani na podlagi kriterijev za njihovo določitev iz metodologije za določitev regulativnega okvira. V okviru ugotavljanja odstopanja od regulativnega okvira se preveri tudi upravičenost operaterja sistema do spodbud. Odstopanja od regulativnega okvira se odražajo v primanjkljaju ali presežku omrežnine.

Metoda regulirane omrežnine pa določa tudi obveznost operaterjev sistemov, da presežek omrežnine upoštevajo kot namenski vir za pokrivanje primanjkljajev omrežnine iz prejšnjih let oziroma upravičenih stroškov naslednjih let. Obenem metoda regulirane omrežnine daje operaterju sistema pravico, da se primanjkljaj omrežnine upošteva pri določitvi omrežnine v naslednjih letih.

S 1. januarjem 2022 je za operaterje sistemov začelo veljati novo triletno regulativno obdobje, ki bo trajalo do 31. decembra 2024. Agencija je v letu 2021 izdala Akt o spremembah in dopolnitvah Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja sistema zemeljskega plina.

Na podlagi navedenega akta so v letu 2021 operaterji sistema s predhodnim soglasjem agencije določili regulativni okvir, tarifne postavke omrežnine in tarifne postavke za ostale storitve za obdobje 2022–2024.

Za navedeno triletno obdobje je operater prenosnega sistema načrtoval upravičene stroške v višini

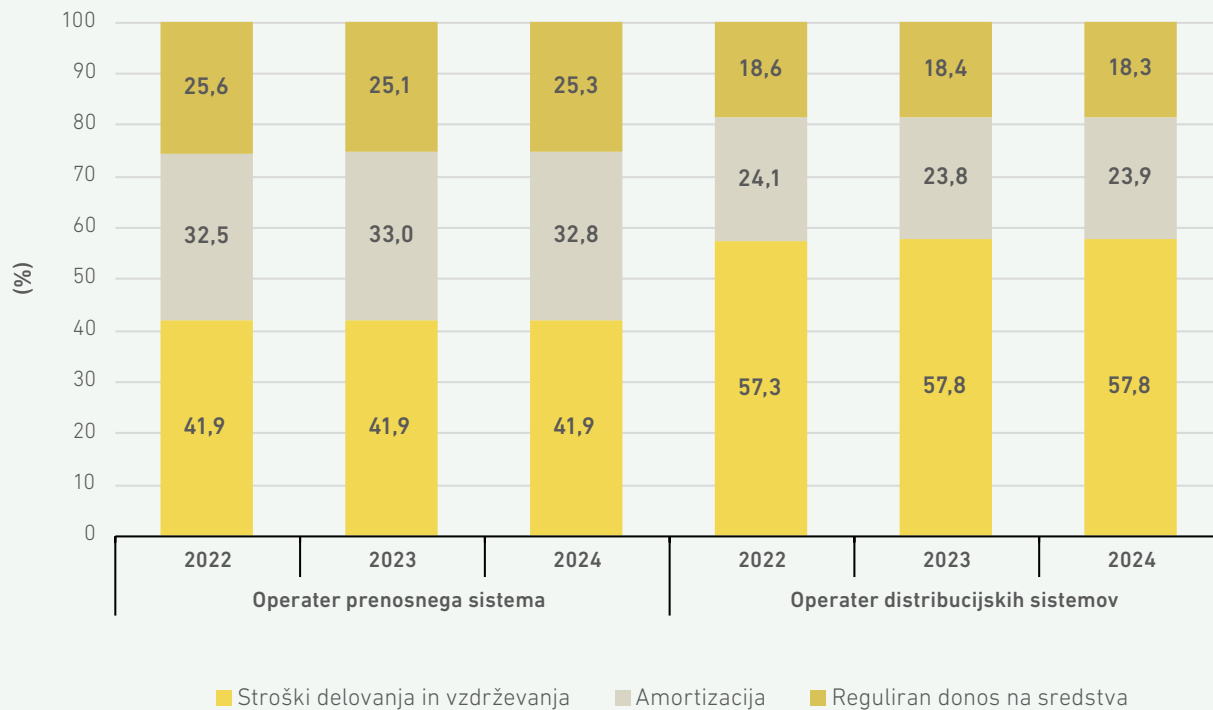
147,6 milijona EUR za delovanje prenosnega sistema v regulativnem obdobju 2022–2024

154,5 milijona EUR za delovanje distribucijskih sistemov v regulativnem obdobju 2022–2024

147,6 milijona evrov, kar je 10 % manj kot za prejšnje triletno regulativno obdobje. Operaterji distribucijskih sistemov so v regulativnem obdobju 2022–2024 načrtovali skupno 154,5 milijona evrov upravičenih stroškov, kar je 1 % manj kot v prejšnjem triletnem regulativnem obdobju 2019–2021.

Slika 175 prikazuje strukturo načrtovanih upravičenih stroškov operaterjev sistemov za posamezno leto regulativnega obdobja 2022–2024. Iz primerjave struktur načrtovanih upravičenih stroškov je razvidno, da se njihova struktura za posamezno leto regulativnega obdobja 2022–2024 tako pri operaterjih distribucijskih sistemov kot tudi pri operaterju prenosnega sistema bistveno ne spreminja.

SLIKA 175: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV OPERATERJEV SISTEMA V OBDOBJU 2022–2024



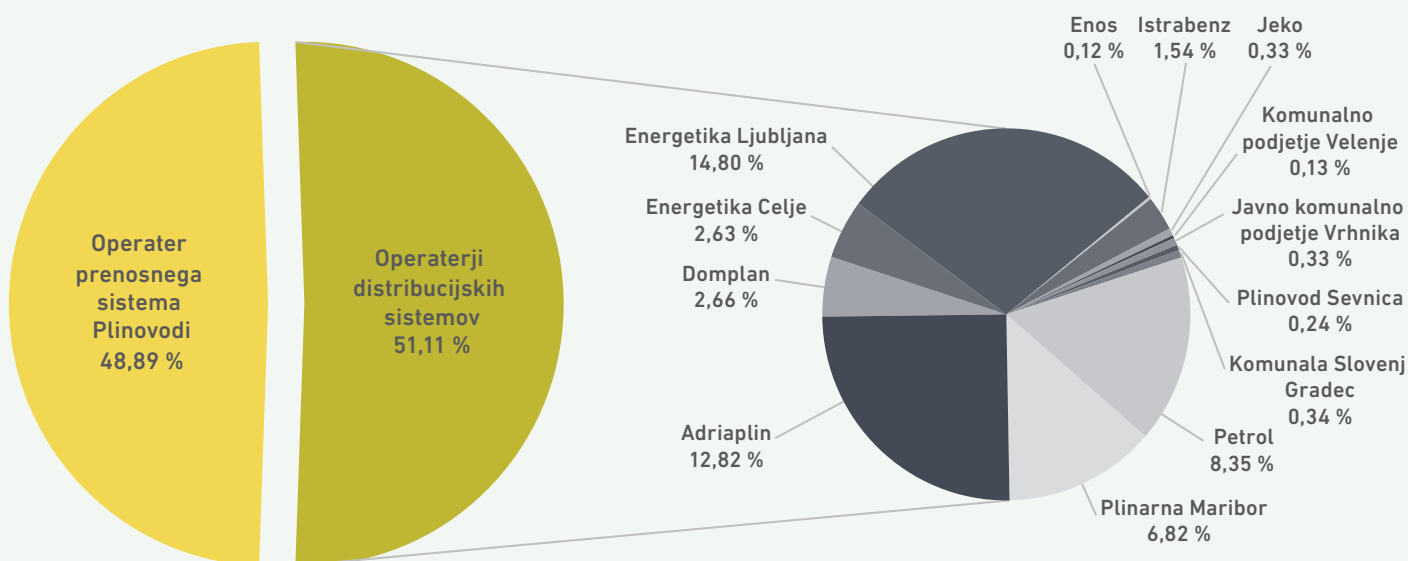
VIR: AGENCIJA



Leto 2023 je bilo drugo leto regulativnega obdobja 2022–2024. Za leto 2023 so operaterji distribucijskih sistemov načrtovali upravičene stroške v višini 51,3 milijona evrov, operater prenosnega sistema pa v višini 49 milijonov evrov. Slika 176 prikazuje strukturo načrtovanih upravičenih stroškov leta 2023 za dejavnost prenosnega in distribucijskega operaterja.

Največji delež v strukturi upravičenih stroškov operaterja prenosnega in distribucijskega sistema predstavljajo stroški delovanja in vzdrževanja

SLIKA 176: STRUKTURA NAČRTOVANIH UPRAVIČENIH STROŠKOV DEJAVNOSTI OPERATERJEV SISTEMA ZA LETO 2023



VIR: AGENCIJA

Omrežnina za prenosni sistem zemeljskega plina

Omrežnina za prenosni sistem zemeljskega plina se zaračunava uporabnikom prenosnega sistema in je sestavljena iz:

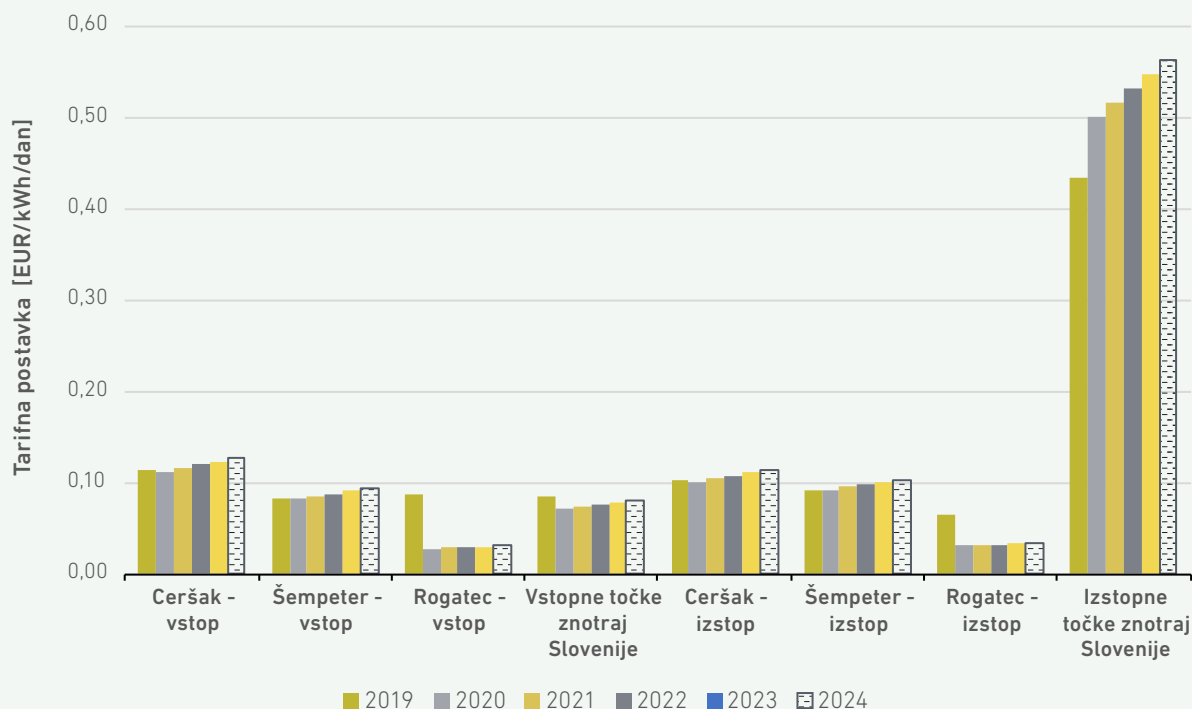
- omrežnine za vstopno točko,
- omrežnine za izstopno točko,
- omrežnine za lastno rabo in
- omrežnine za meritve.

Omrežnina za posamezno vstopno oziroma izstopno točko je odvisna od produkta zmogljivosti in točke zakupa zmogljivosti. Uporabniki prenosnega sistema zakupijo zmogljivosti vstopne oz. izstopne točke, ki so povezovalne oziroma mejne točke spletne rezervacijske platforme, in sicer kot letni, četrletni, mesečni, dnevni ali znotrajdnevni standardni produkt zmogljivosti.

Uporabniki sistema, ki zakupijo zmogljivosti znotraj Slovenije, pa lahko zakupijo letni, mesečni, dnevni standardni produkt zmogljivosti in standardni produkt zmogljivosti za dan vnaprej. Tem uporabnikom se omrežnina za izstopno točko znotraj Slovenije do leta 2024 določi tudi v odvisnosti od uvrstitve v odjemno skupino glede na višino zakupa zmogljivosti.

Uporabnikom prenosnega sistema, ki zakupijo izstopno zmogljivost, se obračunata tudi omrežnina za lastno rabo in omrežnina za meritve. Omrežnina za lastno rabo je odvisna od prenesene količine zemeljskega plina na posamezni izstopni točki, omrežnina za meritve pa od velikosti merilne naprave in števila tlačnih redukcij.

SLIKA 177: GIBANJE TARIFNIH POSTAVK OMREŽNINE ZA VSTOPNE IN IZSTOPNE TOČKE PRENOSNEGA SISTEMA V OBDOBJU 2019–2024



VIR: AGENCIJA

Tarifne postavke omrežnine za leto 2023 je določil operater prenosnega sistema v okviru določitve regulativnega obdobja 2022–2024.

Tarifne postavke omrežnine so se v letu 2023 glede na leto 2022 povišale za 2,9 %.

Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina

Omrežnina za distribucijski sistem zemeljskega plina je sestavljena iz omrežnine za distribucijo in omrežnine za meritve.

Tarifne postavke omrežnine določi operater distribucijskega sistema enotno za vsa območja, kjer opravlja distribucijo zemeljskega plina. Le v posebnih primerih so lahko tarifne postavke omrežnine različne za različna območja opravljanja dejavnosti.

Omrežnino za distribucijo plačujejo uporabniki distribucijskega sistema glede na distribuirano količino zemeljskega plina, ki je variabilni del tarife za distribucijo, in glede na zakupljeno zmogljivost, ki odraža fiksni del omrežnine. Ta se pri manjših odjemalcih obračuna v obliki mesečnega pavšala, pri večjih pa v obliki višine priključne moči ali zakupljene zmogljivosti.

Omrežnina za meritve je odvisna od velikosti in tipa merilne naprave ter lastništva oziroma upravljanja te naprave.

Tarifne postavke za omrežnino za leto 2023 so bile določene v letu 2021, ko so bila izdana soglasja k regulativnemu okviru za obdobje 2022–2024. V 87 občinah se je pri obračunu omrežnine uporabljalo 17 aktov o določitvi tarifnih postavk omrežnine za distribucijsko omrežje.

Na računu uporabnika distribucijskega sistema morajo operaterji distribucijskega sistema ločeno izkazati znesek za distribucijo zemeljskega plina in znesek za opravljanje meritev.



Letni zneski omrežnine, ki jih plačujejo odjemalci s predvidenim letnim odjemom do 50.000 kWh, kar je dobrih 96 % vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih, se za večino odjemalcev v primerjavi z letoma 2022 in 2021 v letu 2023 niso bistveno spremenili.

Omrežnine za odjemalce na distribucijskih sistemih so za večino odjemalcev ostale na ravni predhodnih dveh let

Gibanje višine omrežnine za distribucijo na megavatsko uro porabljenega zemeljskega plina za značilne gospodinske odjemalce in srednje velike industrijske odjemalce v posameznih letih obdobja 2019–2023 za sedem operaterjev, ki distribuirajo zemeljski plin v 10 po številu odjemalcev največjih občinah, prikazuje slike v nadaljevanju. Ti operaterji so odgovorni za distribucijo še v 72 drugih občinah, kar pomeni, da prikazane omrežnine veljajo na 82 geografskih območjih v 80 občinah od skupaj 87 in za skoraj 98 % vseh odjemalcev na distribuciji.

Na teh območjih se je značilnim manjšim gospodinskim odjemalcem (odjemna skupina D1 z letno porabo 3.765 kWh), povprečno velikim gospodinskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 10 MWh), srednje velikim gospodinskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 32 MWh) in velikim gospodinskim odjemalcem (odjemna skupina D3 z letno porabo 215 MWh) omrežnina glede na predhodno leto zvišala na

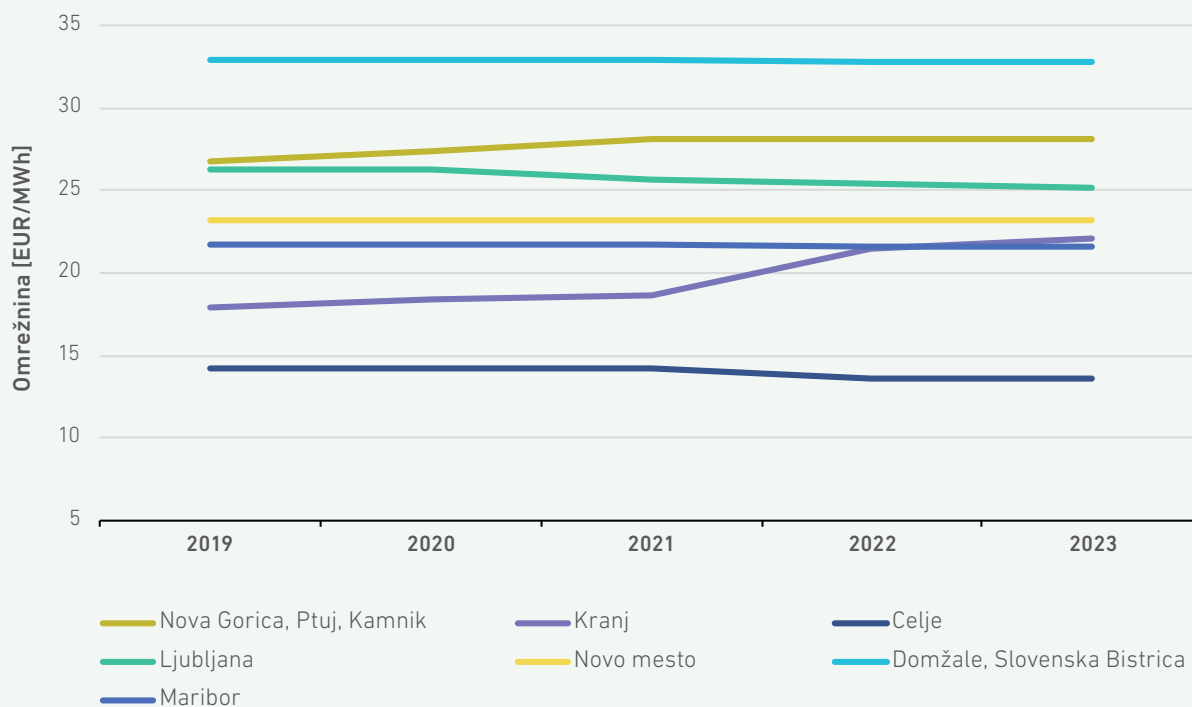
treh geografskih območjih, in sicer v razponu od 3,3 do 3,9 %, na 70 geografskih območjih so odjemalci plačevali enako kot leto prej, na devetih geografskih območjih pa se je omrežnina znižala za približno odstotek.

Povprečne vrednosti sprememb višine letnih zneskov omrežnine za posamezne vrste gospodinskih odjemalcev so se v petletnem obdobju med letoma 2018 in 2023 spremenile pri:

- manjših gospodinskih odjemalcev (odjemna skupina D1 z letno porabo 3.765 kWh) v razponu od -22,8 % do +20,6 % (letno povprečje od -4,6 % do +4,1 %);
- povprečno velikim gospodinskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 10 MWh) v razponu od -20,1 % do +6,8 % (letno povprečje od -4 % do +1,4 %);
- srednje velikim gospodinskim odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 32 MWh) v razponu od -33,1 % do +5,2 % (letno povprečje od -6,6 % do +1 %);
- velikim gospodinskim odjemalcem (odjemna skupina D3 z letno porabo 215 MWh) v razponu od -15,4 % do +19,1 % (letno povprečje od -3,1 % do +3,8 %).

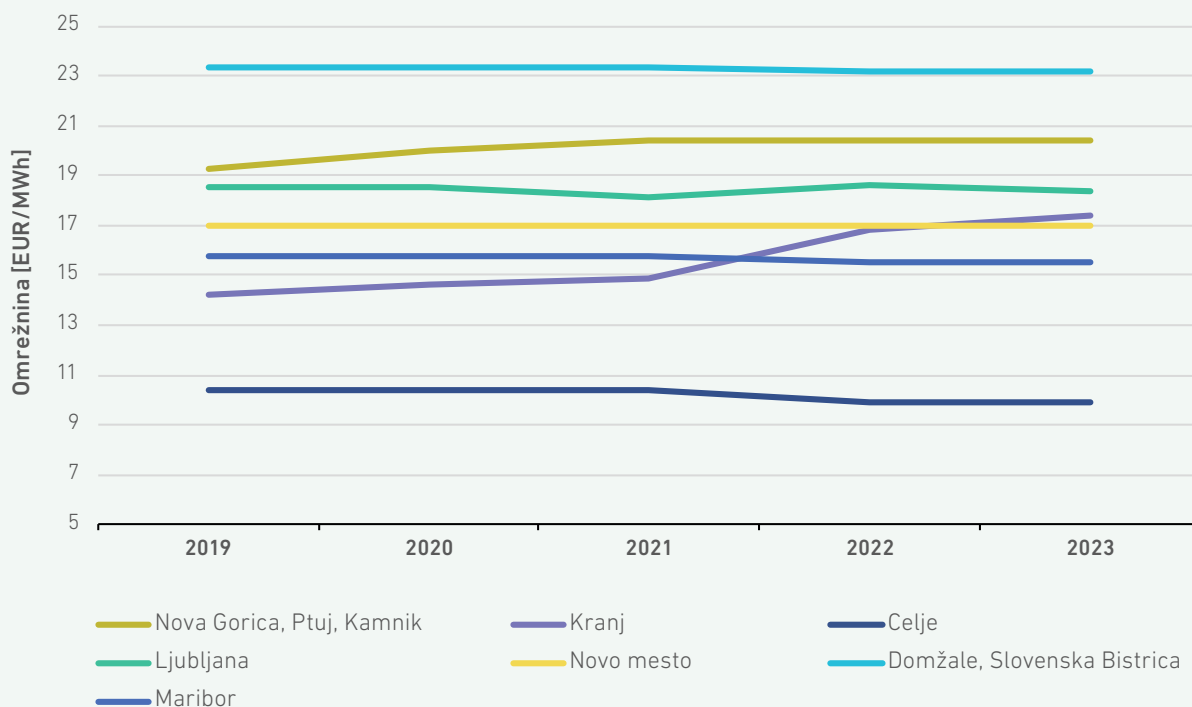
Pri posameznih operaterjih distribucijskih sistemov so bili letni zneski za omrežnino do 33 % nižji kot pred petimi leti. Največje povišanje omrežnine med letoma 2018 in 2023 je bilo evidentirano pri operaterju distribucijskega sistema Petrol, in sicer pri najmanjših odjemalcih s povprečno letno porabo 3.765 kWh in največjih s povprečno letno porabo 215.200 kWh. Pri najmanjših odjemalcih je bil znesek omrežnine 20,6 % višji kot pred petimi leti, pri največjih gospodinskih odjemalcih pa 19,1 % višji kot leta 2018. Gibanje omrežnin v obdobju 2019–2023 prikazuje slike 178, 179, 180 in 181.

SLIKA 178: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA MANJŠE GOSPODINJSKE ODJEMALCE D1 (3.765 kWh) V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

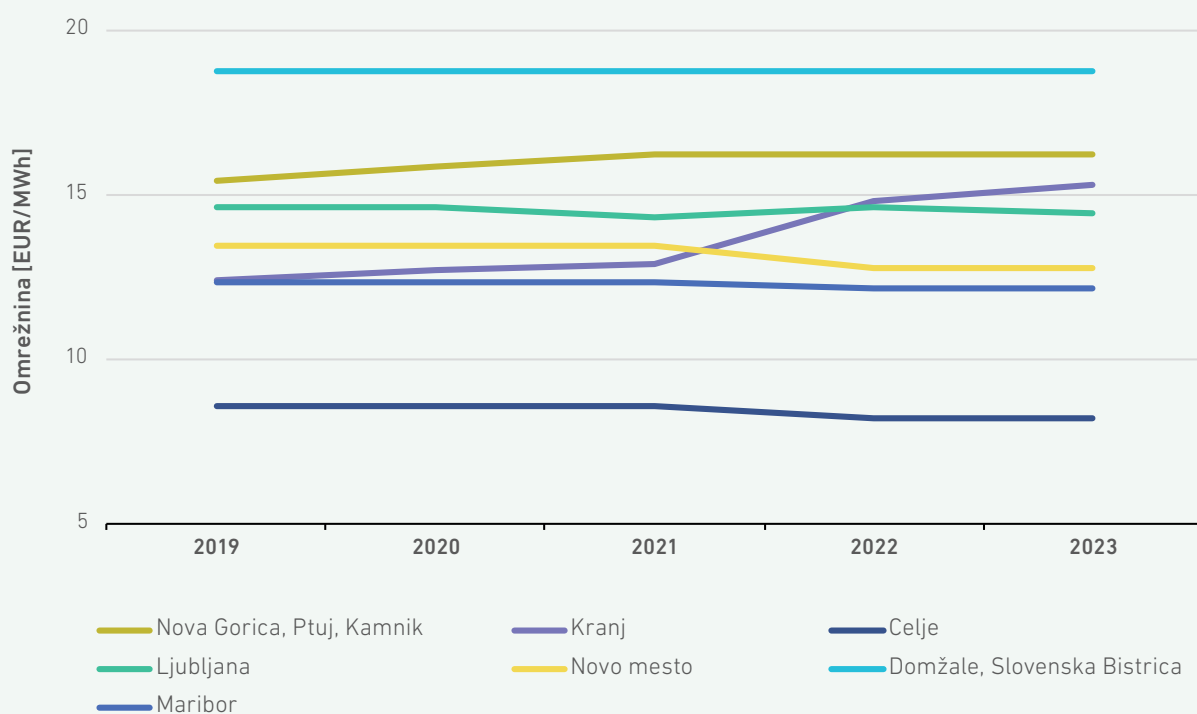
SLIKA 179: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D2 (10 MWh) V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

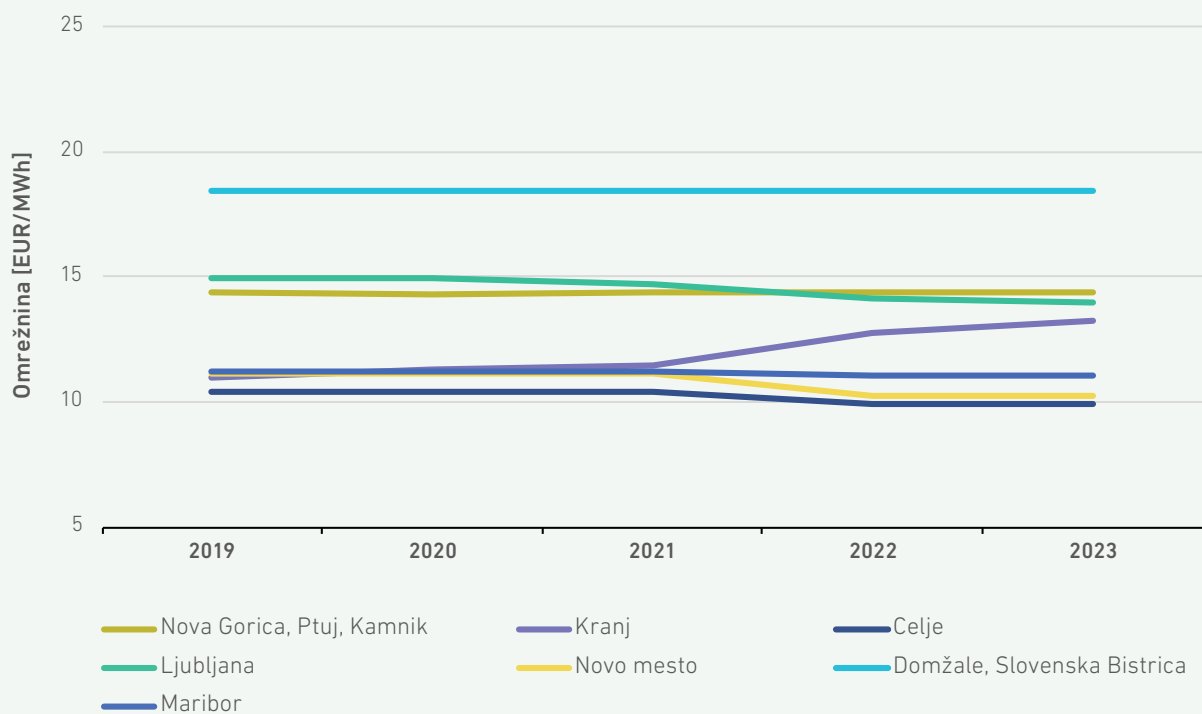


SLIKA 180: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D2 (32 MWh) V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

SLIKA 181: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA VELIKE GOSPODINJSKE ODJEMALCE – D3 (215 MWh) V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

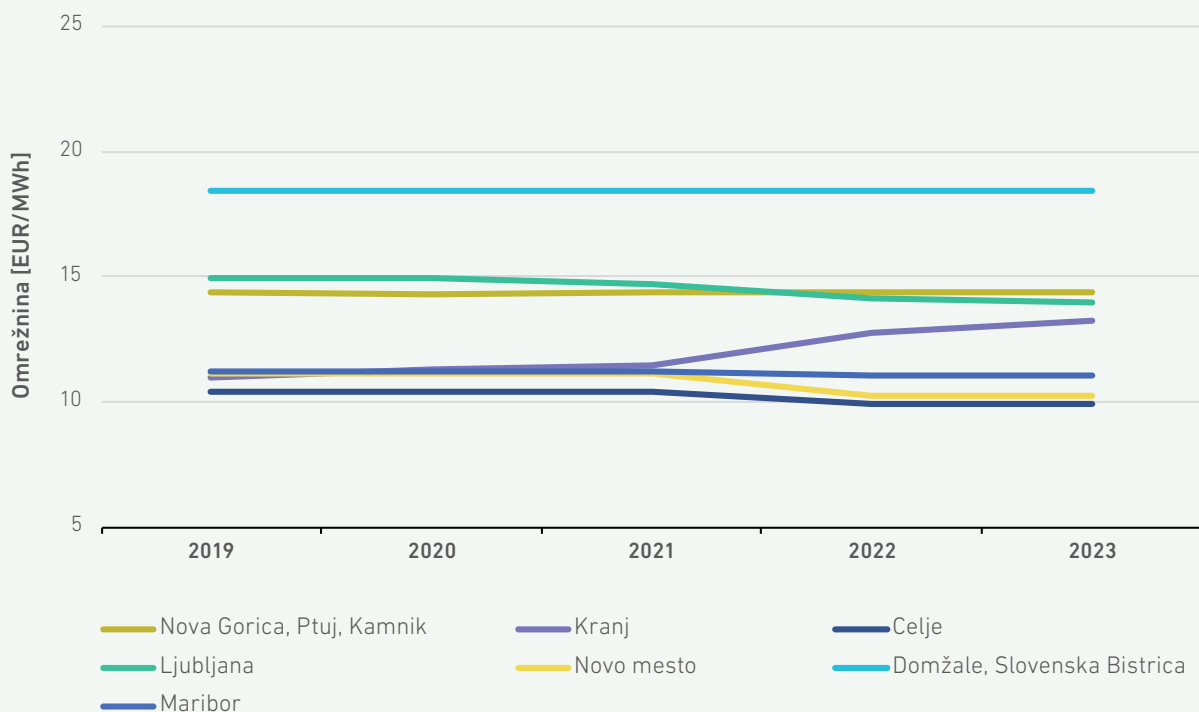
Pri srednje velikih industrijskih odjemalcih (odjemna skupina I3 z letno porabo 8.608 MWh) se je povprečni letni strošek omrežnine glede na predhodno leto povišal za 1,7 % na treh geografskih območjih, na 70 geografskih območjih so odjemalci plačevali enako kot leto pred tem, na devetih območjih pa se je omrežnina za odstotek znižala.

Povprečna letna sprememba stroškov omrežnine za te odjemalce je v zadnjem petletnem obdobju glede na posameznega operaterja znašala med -12,5 in +6,2 %. Na 79 geografskih območjih so odjemalci plačevali od 1,3 do 12,5 % nižjo omrežnino kot pred petimi leti. Razlike v višini letnih zneskov omrežnine v posameznih občinah so odraz različ-

Večina srednje velikih industrijskih odjemalcev je v letu 2023 plačevala enako ali nižjo omrežnino

nih struktur odjemalcev in njihovega odjema ter tudi starosti in obsega distribucijskih sistemov. Gibanje omrežnin za srednje velike industrijske odjemalce v obdobju 2019–2023 prikazuje slika 182.

SLIKA 182: GIBANJE OMREŽNINE ZA DISTRIBUCIJO ZA SREDNJE VELIKE INDUSTRIJSKE ODJEMALCE – I3 (8.608 MWh) V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA



Zmogljivost na mejnih točkah

Zmogljivosti na mejnih točkah so se dodeljevale na podlagi tržnih metod prek spletne rezervacijske platforme PRISMA. Organizirane so bile dražbe zagotovljenih in prekinljivih zmogljivosti, objavljenih je bilo 62.354 dražb. Na dražbah so bile ponujene posamezne in združene zmogljivosti. Uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti je bilo 1.020, kar

je v primerjavi z letom prej 15 % manj. Od vseh uspešnih dražb je bilo 80 % dražb združenih zmogljivosti. Vseh uspešnih dražb je bilo 1,6 %. Izpeljanih je bilo tudi šest uspešnih dražb prekinljivih zmogljivosti za dan vnaprej na mejni vstopni točki Rogatec. Dražb razširitvenih zmogljivosti v letu 2023 ni bilo.

TABELA 39: ŠTEVILO USPEŠNO IZVEDENIH DRAŽB ZAGOTOVLJENIH ZMOGLJIVOSTI V LETU 2023

Vrsta dražbe	Ceršak vstop	Rogatec vstop	Rogatec izstop	Šempeter vstop	Šempeter izstop	Skupaj
Dražbe letnih zmogljivosti	2	1	1	1	0	5
Dražbe četrletnih zmogljivosti	4	7	0	1	0	12
Dražbe mesečnih zmogljivosti	21	6	5	4	0	36
Dražbe zmogljivosti za dan vnaprej	372	42	19	53	57	543
Dražbe zmogljivosti znotraj dneva	164	67	43	26	124	424
Skupaj	563	123	68	85	181	1020
Dražbe združenih zmogljivosti	360	122	68	85	181	816
Dražbe posameznih zmogljivosti	203	1	0	0	0	204

VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

V primerjavi z letom prej se je najbolj povečalo število dražb na izstopni točki Šempeter, hkrati pa se

je najbolj zmanjšalo število dražb na izstopni točki Rogatec.

TABELA 40: PRIMERJAVA ŠTEVIL USPEŠNO IZVEDENIH DRAŽB ZAGOTOVLJENIH ZMOGLJIVOSTI V LETIH 2022 IN 2023

Leto	Ceršak vstop	Rogatec vstop	Rogatec izstop	Šempeter vstop	Šempeter izstop	Skupaj
2022	592	105	240	184	73	1.194
2023	563	123	68	85	181	1020
Indeks	0,95	1,17	0,28	0,46	2,48	0,85

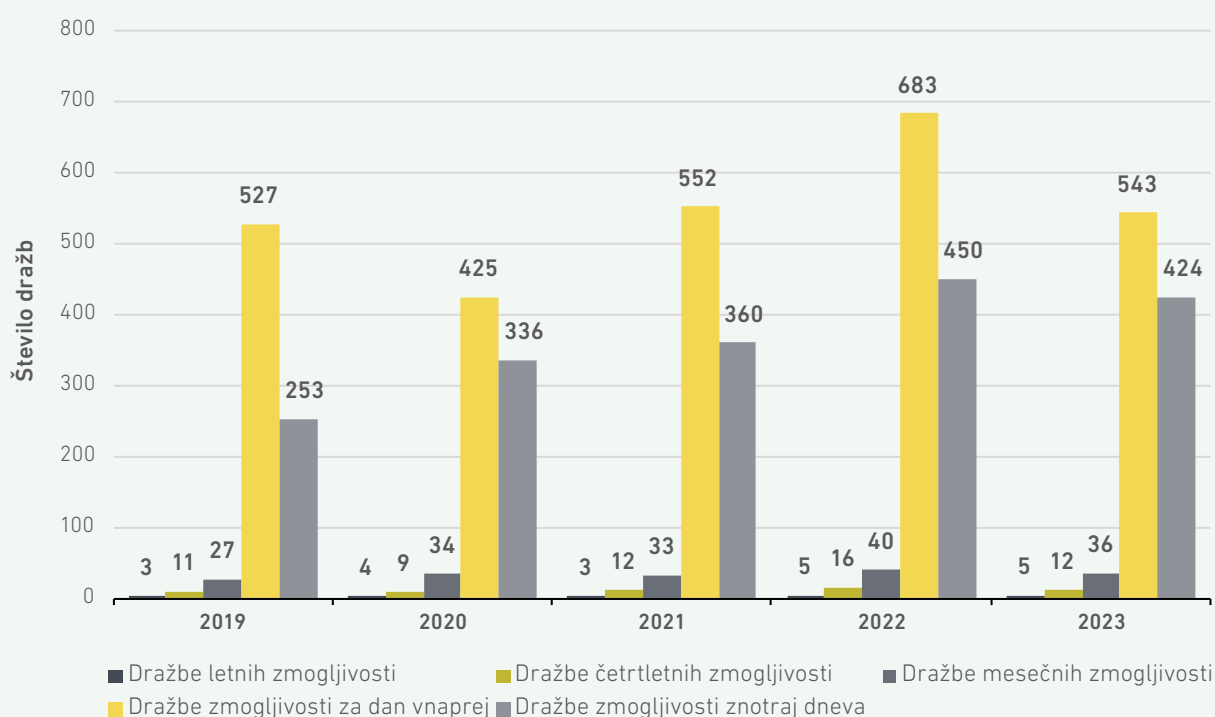
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Slika 183 prikazuje izpeljane dražbe zagotavljenih prenosnih zmogljivosti v zadnjih petih letih. V primerjavi z letom prej se je število dražb za dan vnaprej v letu 2023 zmanjšalo za 20 %, še zmeraj pa predstavljajo več kot polovico vseh dražb. Sledijo jim dražbe zmogljivosti znotraj dneva z 42-odstotnim deležem vseh dražb, dražbe mesečnih, četrletnih in letnih zmogljivosti pa skupaj predstavljajo samo 5 % vseh dražb. Zakup kratkoročnih zmogljivosti ostaja najpogosteje uporabljen način zakupa zmogljivosti. Razlogi so v vse boljšem optimiziranju

20 % manj uspešnih dražb zmogljivosti za dan vnaprej

zakupa zmogljivosti, velike nepredvidljivosti na trgu z zemeljskim plinom in zadostnih razpoložljivih zmogljivosti na mejnih točkah.

SLIKA 183: USPEŠNO IZVEDENE DRAŽBE ZAGOTOVLJENIH ZMOGLJIVOSTI V OBDOBJU 2019–2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

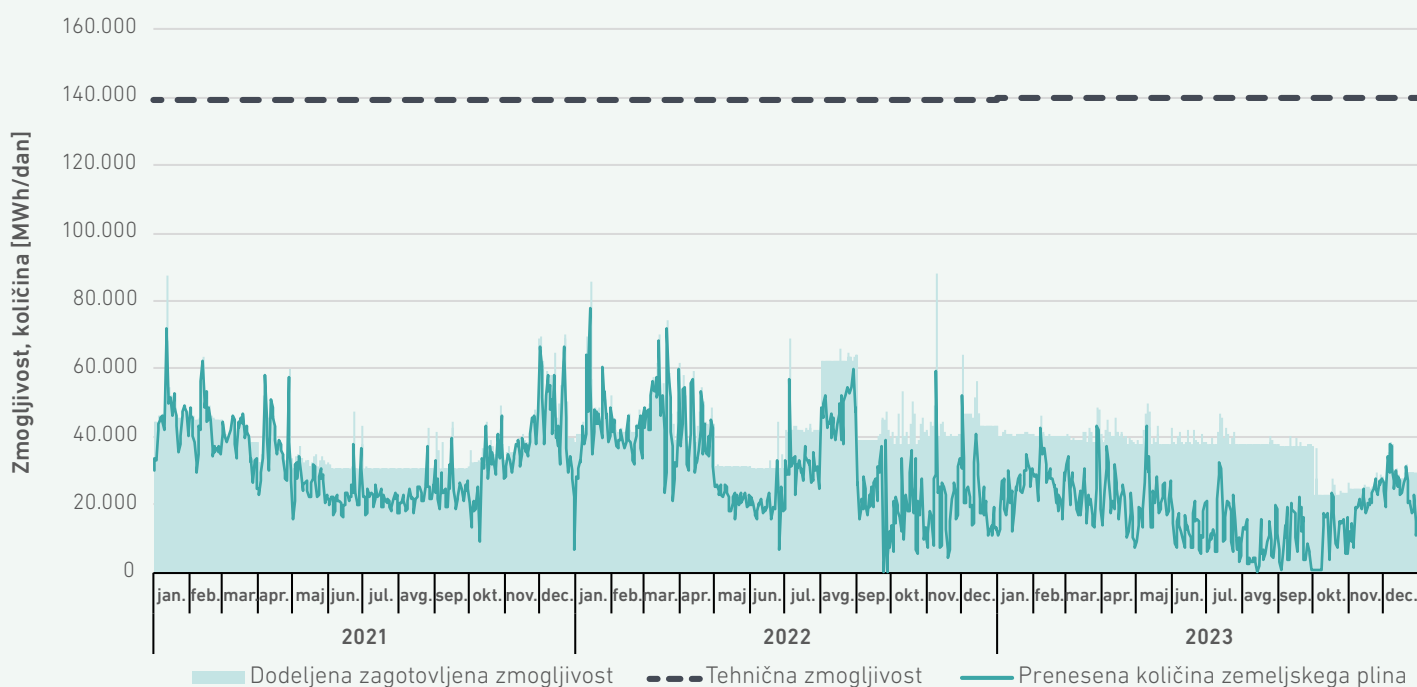
Operater prenosnega sistema je v sodelovanju s sosednjimi operaterji prenosnih sistemov opravil oceno povpraševanja na trgu. Na vstopni Rogatec je bil izkazan nezavezujoč interes po zakupu več zmogljivosti od trenutne tehnične zmogljivosti. Zato sta se slovenski in hrvaški operater prenosnega sistema odločila za izdelavo tehničnih študij dodatne zmogljivosti. Čeprav za novo načrtovano mejno točko Pince, ki bi povezovala madžarski in slovenski prenosni sistem, ni bilo izkazanega nezavezujočega povpraševanja, sta se operaterja prenosnih sistemov Slovenije in Madžarske odločila, da nadaljujeta aktivnosti za vzpostavitev medsebojne dvosmerne plinovodne povezave.

Zakup zagotavljenih zmogljivosti na največji slovenski mejni vstopni točki Ceršak se je v primerjavi z letom prej zmanjšal za 17 %. Še veliko večje je bilo zmanjšanje letnih prenesenih količin, saj je bil upad v primerjavi z letom prej kar 42-odstoten. Zakupa prekinljivih zmogljivosti ni bilo.

V Ceršaku zakupljenih 17 % manj zmogljivosti in prenesenih 42 % manj plina



SLIKA 184: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN ZEMELJSKEGA PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI CERŠAK V OBDOBJU 2021–2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

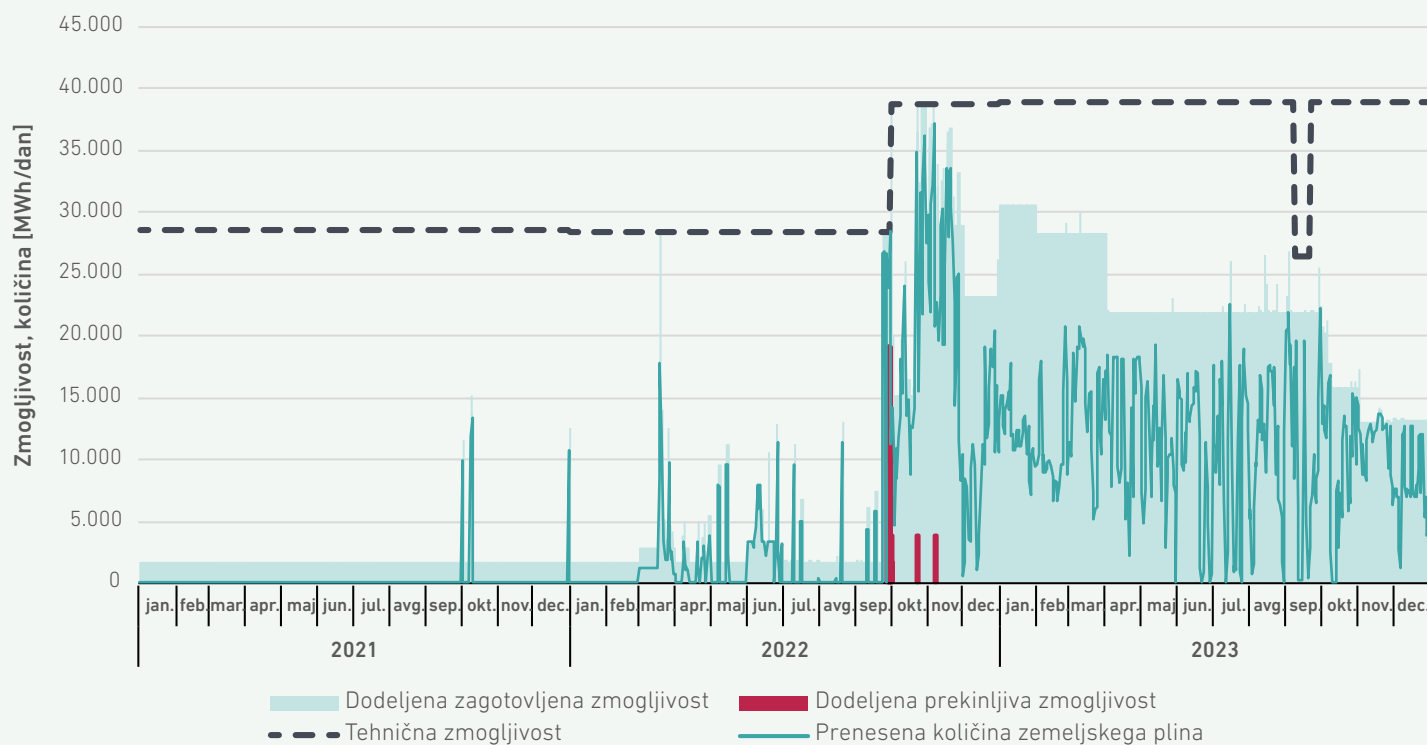
Na mejni točki Ceršak ni omogočen fizičen tok plina iz Slovenije v Avstrijo, zato je pretok plina v Avstrijo potekal virtualno v obliki zamenjav plina (t. i. swapping). Zamenjanih je bilo 26 GWh plina, kar pomeni samo 5 % količin iz leta 2022.

Na vstopni točki Šempeter je bilo zakupljenih 2,3-krat več zmogljivosti kot leto prej. Ker je bila v letu 2022 povečana tehnična zmogljivost, v letu 2023 ni bilo potrebe po zakupu prekinljivih zmogljivosti. Preneseni je bilo 1,9-krat več količin plina kot leto prej.

Zaradi potrebnih vzdrževalnih del na prenosnem sistemu je bila v septembru na tej vstopni točki za 14 dni tehnična zmogljivost zmanjšana za eno tretjino.

**V Šempeter-vstop
zakupljenih 2,3-krat več zmogljivosti in
preneseni 1,9-krat več količin plina**

SLIKA 185: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN ZEMELJSKEGA PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST, DODELJENA ZAGOTOVLJENA IN PREKINLJIVA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2021–2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

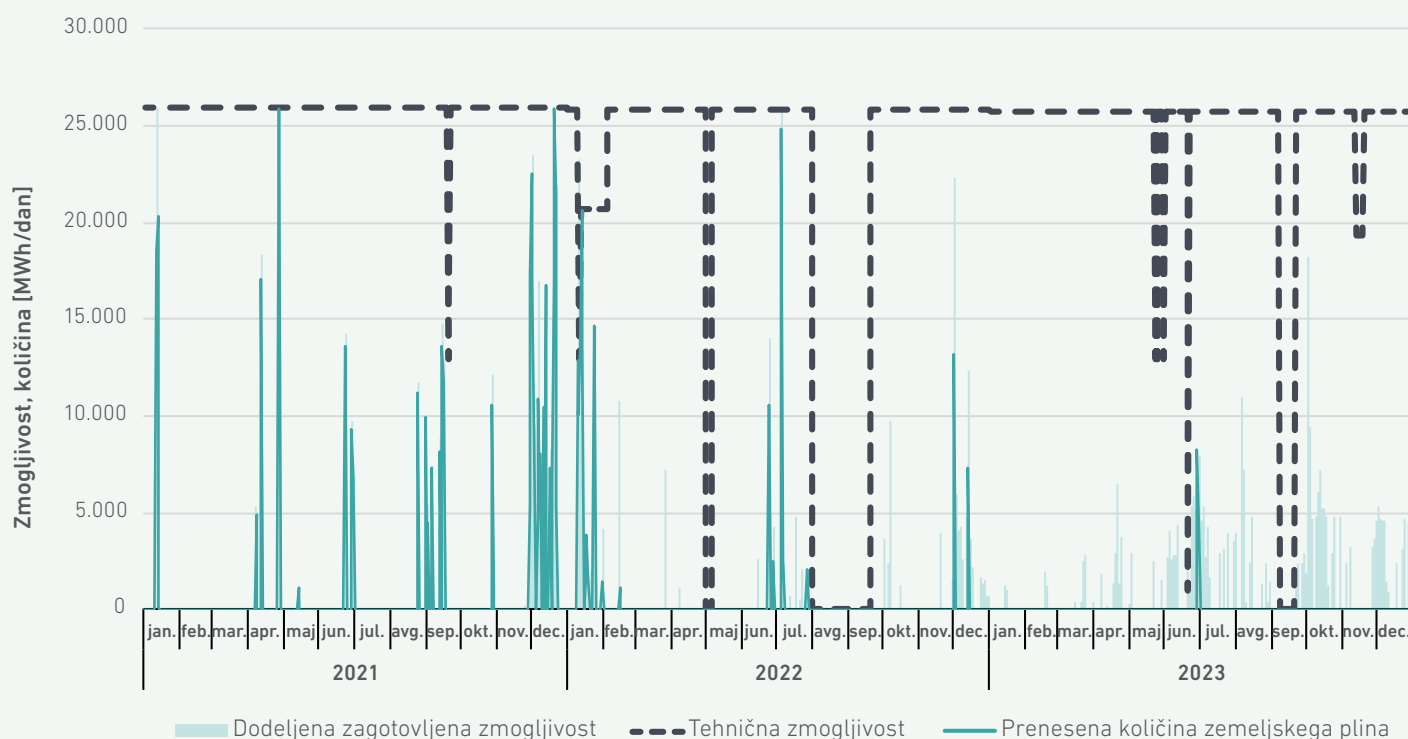
Na izstopni točki Šempeter, kjer ni dolgoročno zakupljenih zmogljivosti, so bile zmogljivosti zakupljene samo v posameznih dnevih, od tega največ v zadnjem četrtletju. Povprečni zakup prenosne zmogljivosti na letni ravni je znašal samo 4,6 % tehnične zmogljivosti. Prenos plina se je izvajal samo dva dni, v Italijo je bilo prenesenih 12 GWh plina, kar je 13-krat manj kot leto prej.

Zakupa prekinljivih zmogljivosti ni bilo.

Zaradi potrebnih vzdrževalnih del na prenosnem sistemu je bila v septembru na tej izstopni točki za 14 dni izvedena popolna redukcija zagotovljenih prenosnih zmogljivosti. Tehnična zmogljivost je bila zmanjšana tudi v posameznih dneh maja in junija ter za sedem dni v novembru.



SLIKA 186: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN ZEMELJSKEGA PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA IZSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2021–2023



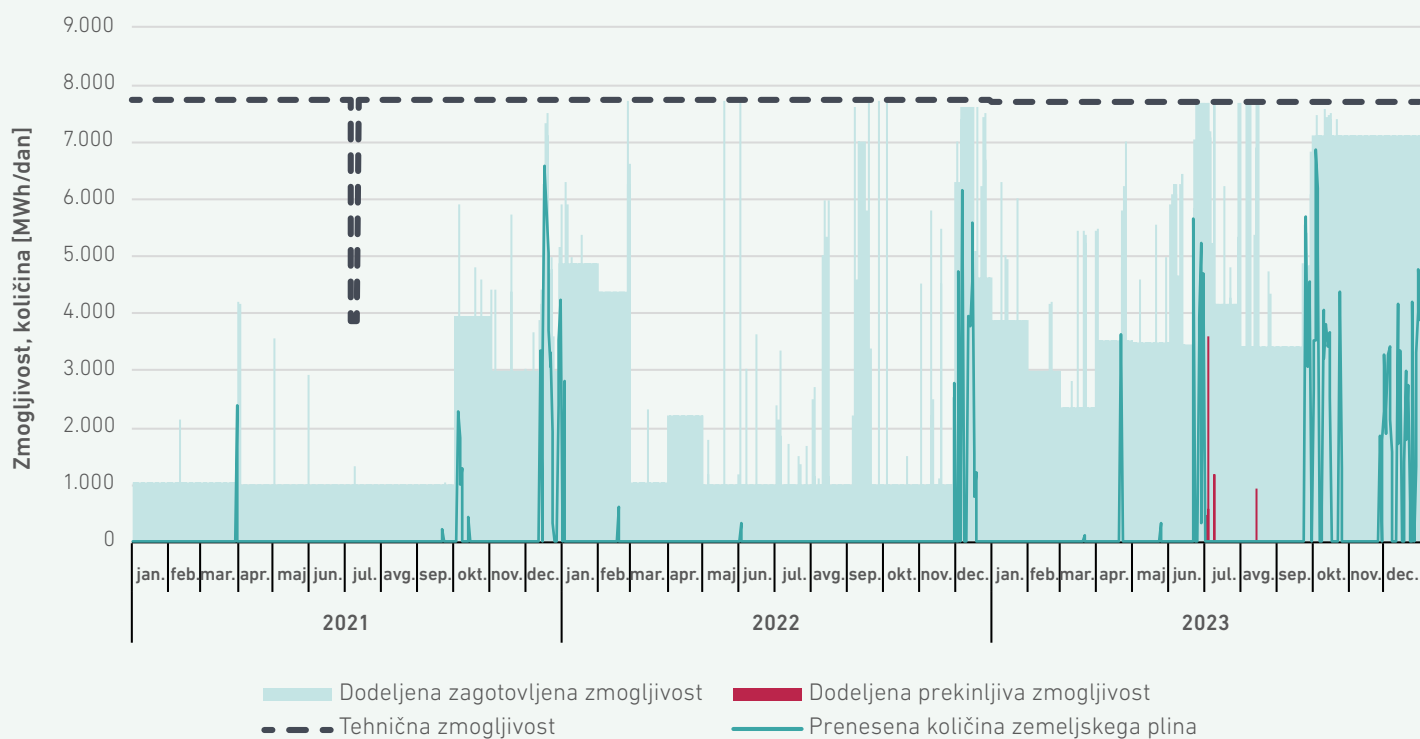
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na vstopni strani mejne točke Rogatec je bilo največje povpraševanje po zakupu prenosne zmogljivosti v zadnji četrtini leta. Na letnem nivoju je zakup prenosne zmogljivosti v povprečju znašal 64 % tehnične zmogljivosti, kar pomeni 30 odstotnih točk več kot leto prej. Ker je tehnična zmogljivost vstopne točke Rogatec samo 7,7 GWh/dan, lahko v primeru potreb po uvozu plina iz Hrvaške hitro

pride do pogodbene in tudi fizične prezasedenosti. V 2023 je tako bilo kar 118 dni zakupljenih vsaj 90 % tehnične zmogljivosti.

Fizičnih pretokov plina je bilo znatno manj od zakupljenih zmogljivosti, še največ jih je bilo v zadnjem četrtletju. Šest dni je bila zakupljena tudi prekinljiva zmogljivost.

SLIKA 187: DINAMIKA DNEVNO PRENESENH KOLIČIN ZEMELJSKEGA PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST, DODELJENA ZAGOTOVLJENA IN PREKINLJIVA ZMOGLJIVOST NA VSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2021–2023



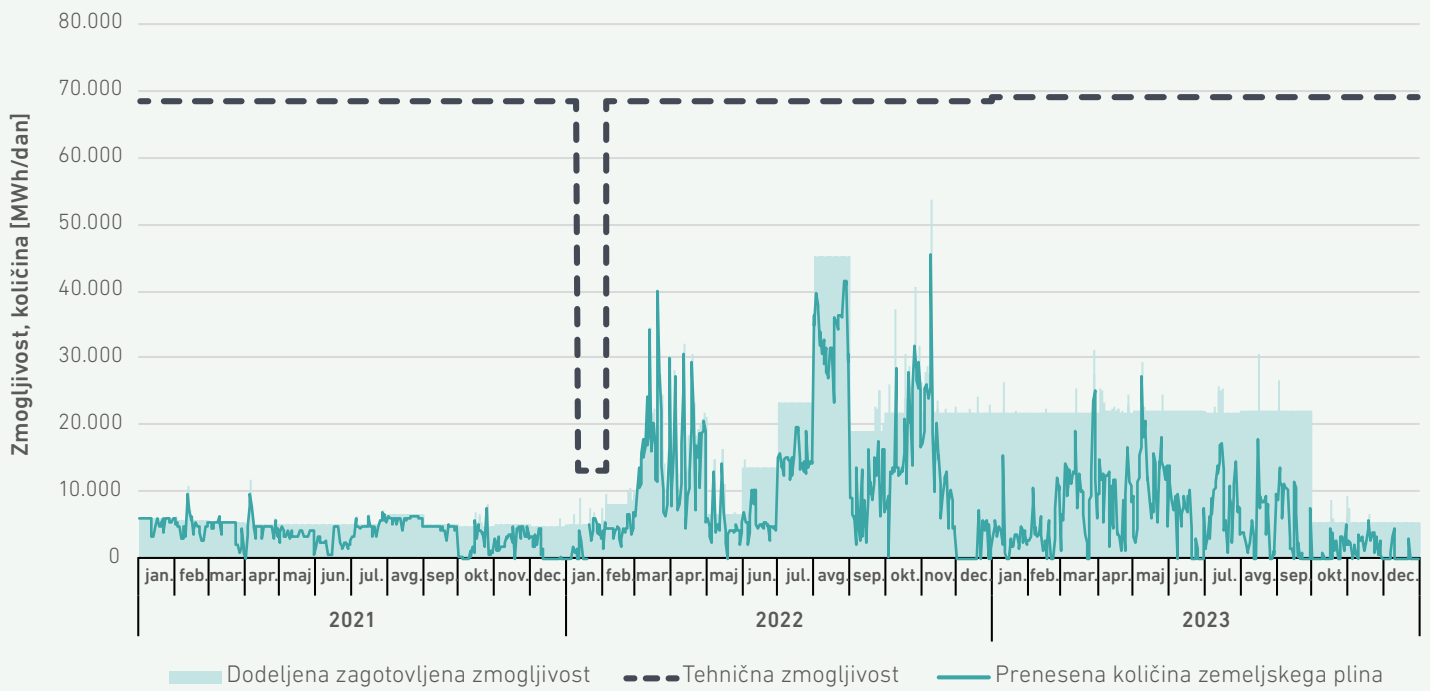
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Na največji izstopni točki Rogatec je bilo zakupljenih 7 % manj prenosnih zmogljivosti kot leto prej. V povprečju je bilo zakupljenih 26 % tehnične zmogljivosti, kar je 4 odstotne točke manj kot leto prej. Znatno bolj kot zakupljene zmogljivosti so se znižale prenesene količine, saj so znašale samo 2.016 GWh, kar pomeni 53-odstotno zmanjšanje. Zakupa prekinljivih zmogljivosti ni bilo.

**V Rogatec-izstop
zakupljenih 7 % manj zmogljivosti in
preneseni 53 % manj količin plina**



SLIKA 188: DINAMIKA DNEVNO PRENESENIH KOLIČIN ZEMELJSKEGA PLINA, TEHNIČNA ZMOGLJIVOST IN DODELJENA ZAGOTOVLJENA ZMOGLJIVOST NA IZSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2021–2023

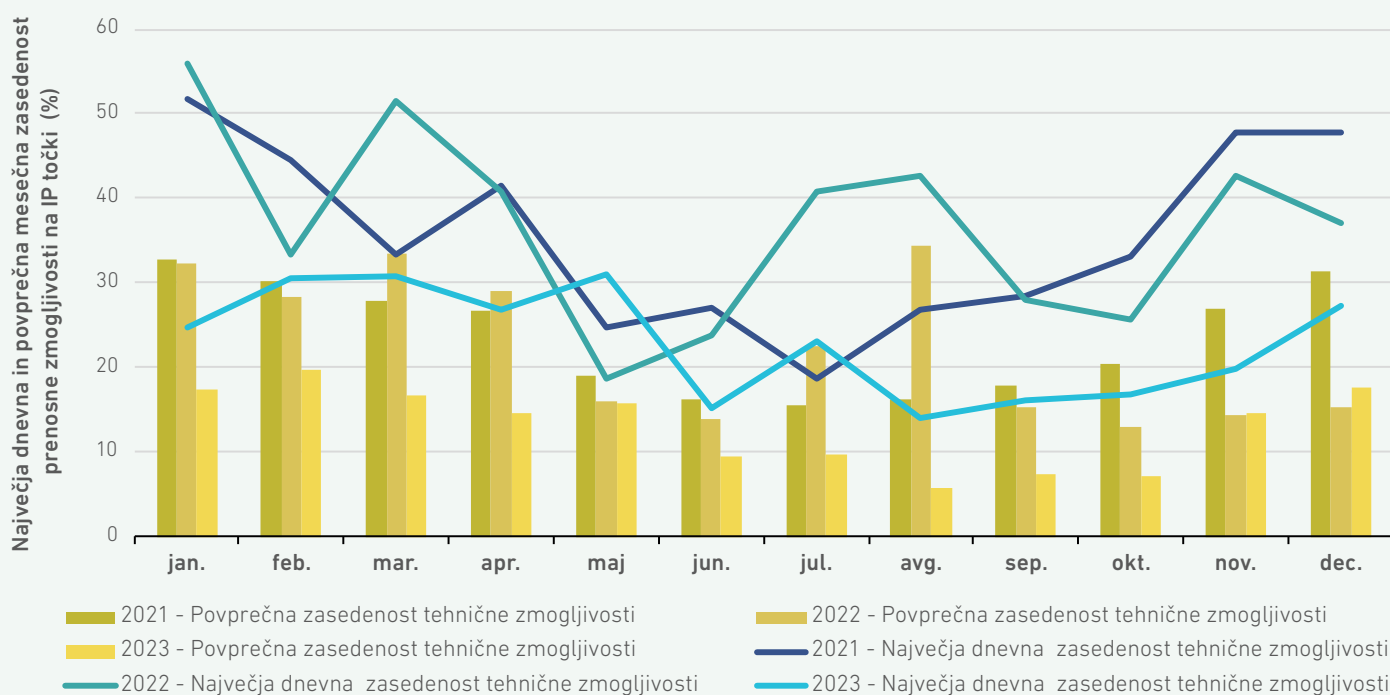


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Najvišja povprečna mesečna stopnja zasedenosti tehnične zmogljivosti vstopne točke Ceršak je bila dosežena v februarju (20 %), najnižja pa v avgustu (6 %). Višji pretoki v prvi polovici leta so posledica kurilne sezone in polnjenja skladišč na Hrvaškem. Največja, 31-odstotna dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti, je bila dosežena v maju.

Povprečna mesečna stopnja zasedenosti tehnične zmogljivosti na vstopni točki Ceršak je bila 13-odstotna, kar je 9 odstotnih točk manj kot leto prej.

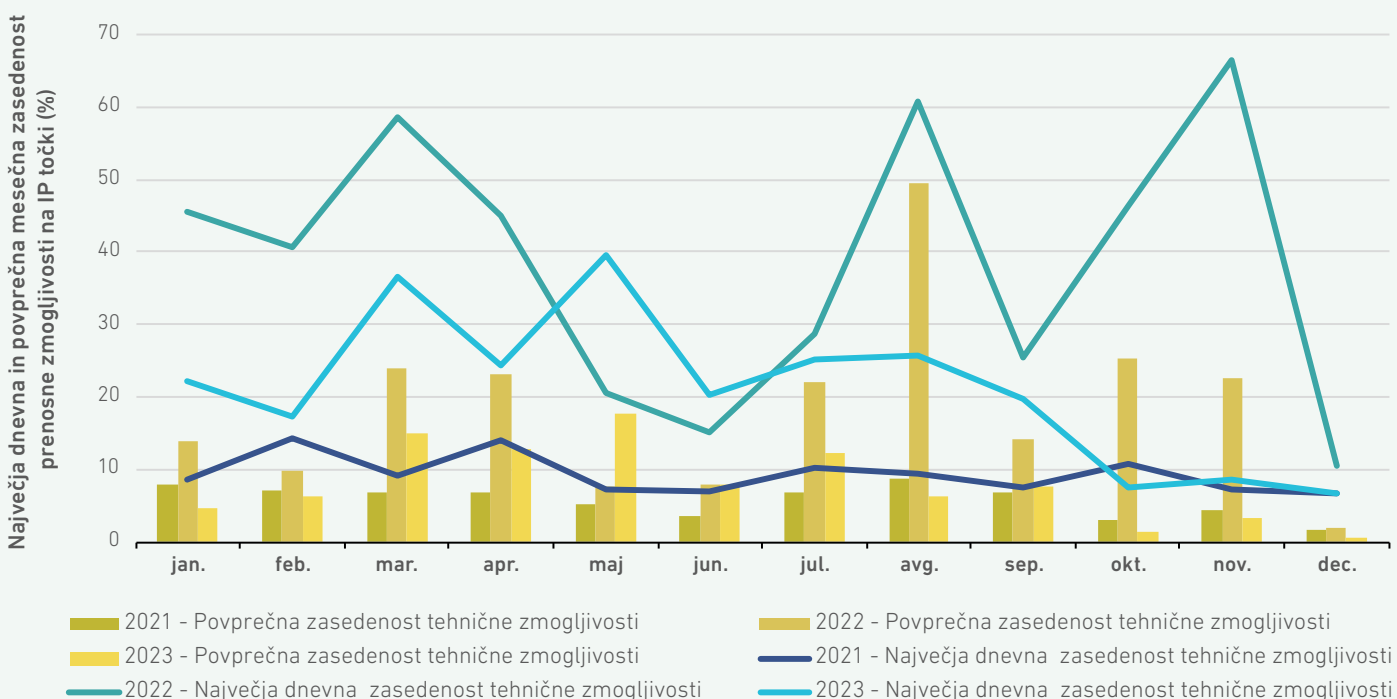
SLIKA 189: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI CERŠAK V OBDOBJU 2021–2023



Največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti izstopne točke Rogatec je znašala 40 %, kar je 27 odstotnih točk manj kot leto prej. Dosežena je bila v maju. Znatno nižja je bila tudi povprečna mesečna

stopnja zasedenosti tehnične zmogljivosti – z 8 % je bila več kot dvakrat nižja kot leto prej. Najvišja povprečna mesečna stopnja zasedenosti tehnične zmogljivosti je znašala 18 %, dosežena je bila v maju.

SLIKA 190: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA IZSTOPNI TOČKI ROGATEC V OBDOBJU 2021–2023

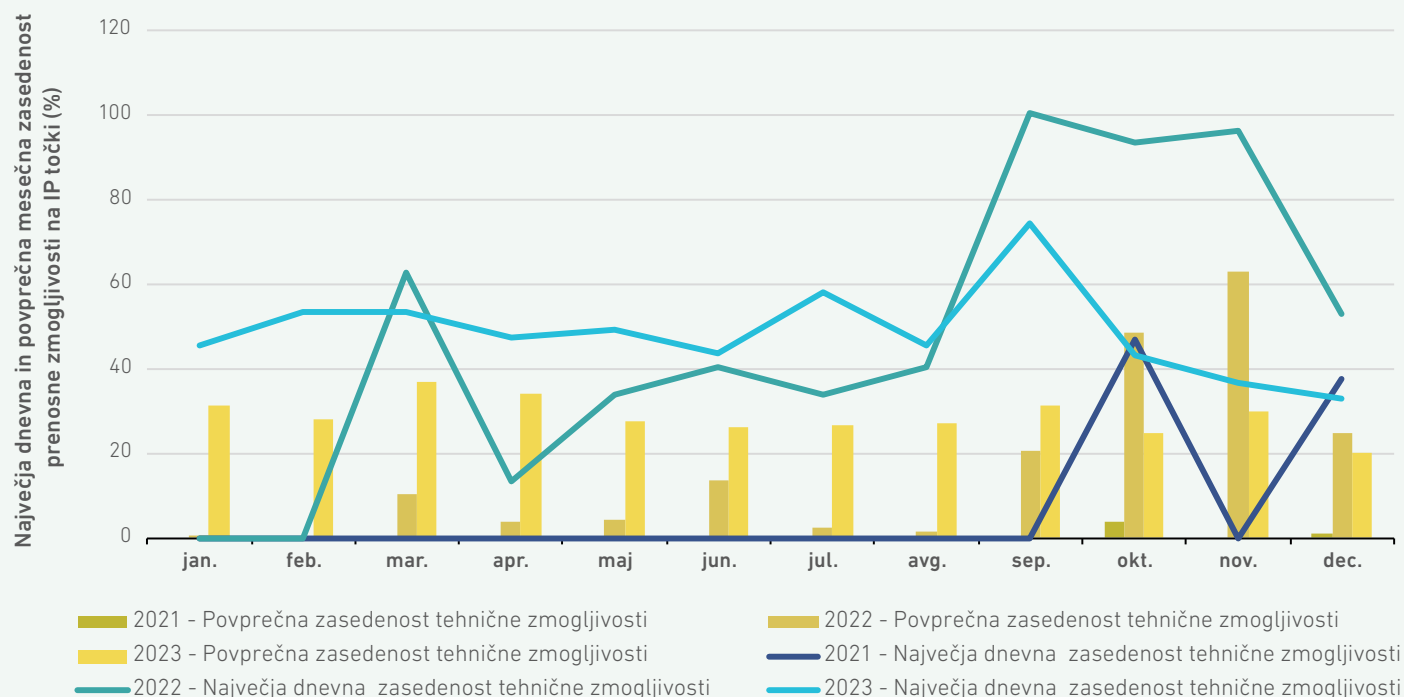




Povprečni mesečni zakup tehnične zmogljivosti vstopne točke Šempeter je znašal 29 %, medtem ko je bila največja povprečna mesečna zasedenost

tehnične zmogljivosti v marcu (37 %). Največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti je bila zabeležena v avgustu in je znašala 74 %.

SLIKA 191: NAJVEČJE DNEVNE IN POVPREČNE MESEČNE ZASEDENOSTI ZMOGLJIVOSTI NA VSTOPNI TOČKI ŠEMPETER V OBDOBJU 2021–2023

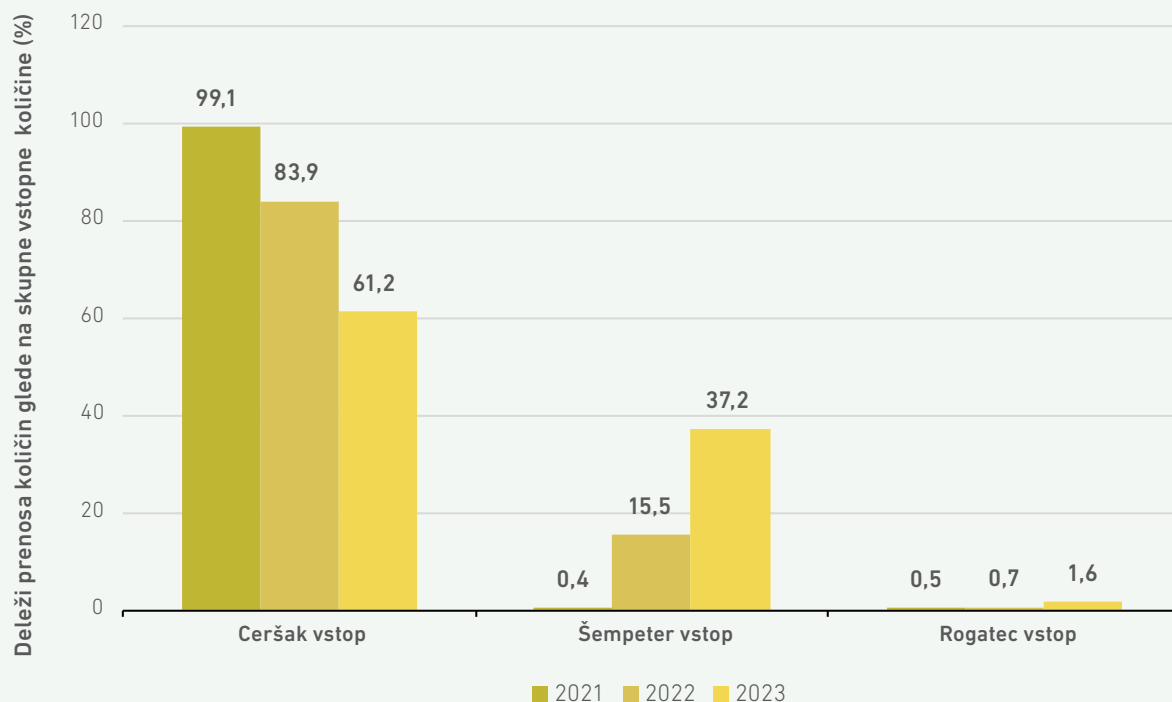


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

V zadnjih dveh letih so se bistveno spremenile prenesene količine plina na dveh največjih mejnih vstopnih točkah. Medtem ko so se v letu 2021 skozi Ceršak prenesle skoraj vse vstopne količine plina, je v letu 2023 prenos plina skozi to vstopno točko znašal samo še 61 % vseh prenesenih količin. Nasprotno so se količine plina skozi vstopno točko Šempeter iz zanemarljivih količin v letu 2021 povečale na 37 % vseh prenesenih količin v letu 2023. Vstopne količine na Rogatcu so se v zadnjih dveh letih povečale za trikrat, še vedno pa predstavljajo manj kot 2 % vseh prenesenih količin.

Znatno upad prenosa plina skozi Ceršak in bistveno povišanje vstopnih količin plina skozi Šempeter

SLIKA 192: POVPREČNI DNEVNI PRENOS PLINA NA VSTOPNIH TOČKAH V SLOVENIJO V OBDOBJU 2021–2023



VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

V prihodnjih letih se zaradi novih dobavnih pogodb z Alžirijo in presihajočih količin plina iz Rusije pričakuje še večji pretok plina skozi vstopno točko Šempeter. Razbremenitev te vstopne točke lahko

pričakujemo šele s povečanjem zmogljivosti na terminalu UZP Krk in z nadgradnjo vstopnih zmogljivosti v Rogatcu.

Spodbujanje konkurence

V nadaljevanju je podano stanje na trgih z zemeljskim plinom, ki zajema področja oblikovanja cen (vplivni faktorji na cene, gibanje cen, vpliv likvidnosti na cene in podobno), preglednosti in celovitosti delovanja trga ter učinkovitosti trga (odprtost in konkurenčnost). Javna objava rezultatov

stalnega spremljanja trga poleg drugih ukrepov, ki jih sprejema agencija, prispeva h krepitvi konkurenčnosti in preglednosti trga ter k zagotavljanju kakovostnih storitev dobave energije po optimalni ceni.

Veleprodajni trg

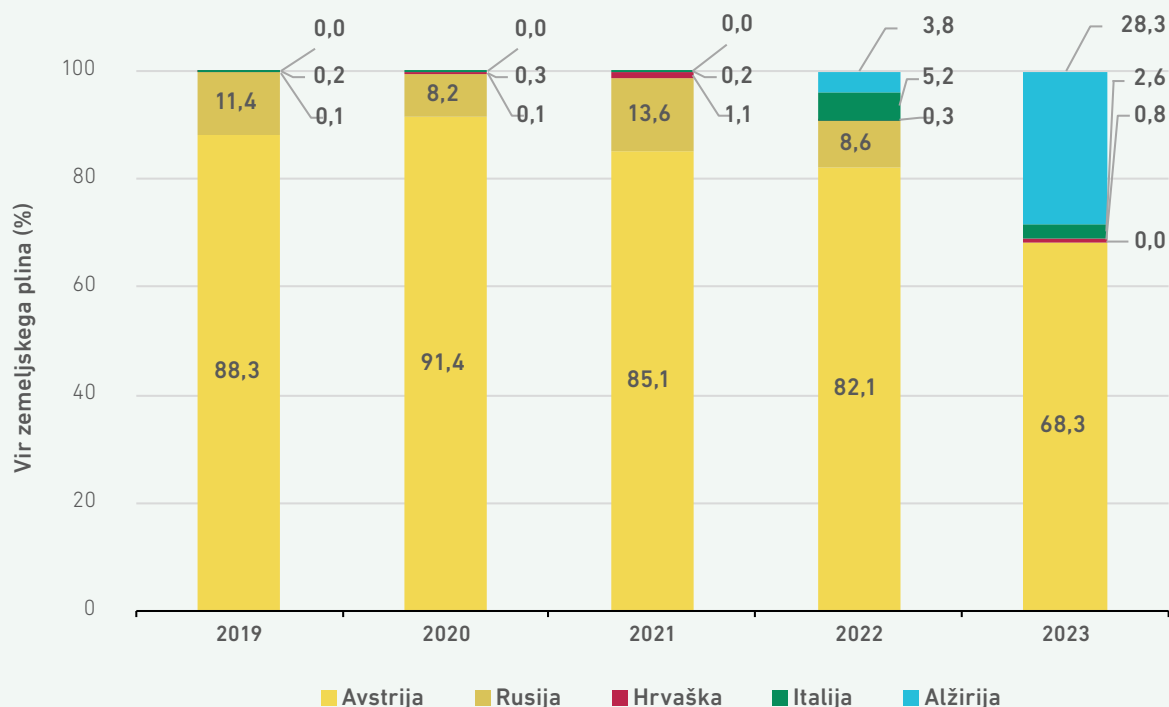
Slovenija nima lastnih virov zemeljskega plina, skladišč zemeljskega plina ali terminalov za utekočinjen zemeljski plin, zato je na slovenskem veleprodajnem trgu prisoten izključno plin, ki ga po prenosnih sistemih trgovci uvozijo iz sosednjih držav. Slovenski veleprodajni trg se je v preteklih letih oskrboval pretežno s plinom iz Avstrije, Rusije, Hrvaške in Italije. V skladu z zmanjševanjem količin plina iz Rusije je v zadnjih dveh letih ponovno zaživel uvoz plina iz Alžirije. Še vedno se največ plina prenese iz Avstrije, vendar se z usihanjem dobav ruskega plina zmanjšuje pomen te dobavne

Iz Alžirije uvoženih 28 % plina

poti. Medtem ko je bilo še v letu 2020 iz Avstrije uvoženih več kot 90 % plina, je delež plina iz te države v letu 2023 znašal samo še dobri dve tretjini vseh uvoženih količin.



SLIKA 193: VIRI ZEMELJSKEGA PLINA V OBDOBJU 2019–2023 GLEDE NA MESTO NAKUPA



VIR: AGENCIJA

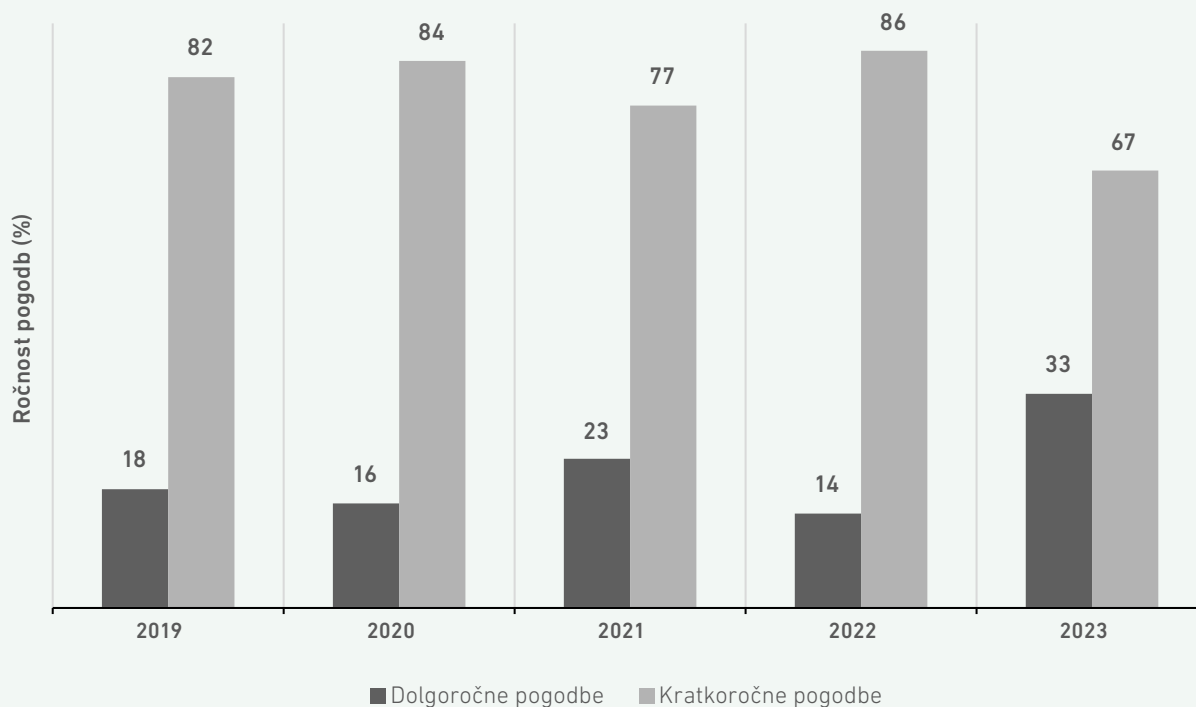
Slovenija je bila v preteklih letih energetske zelo odvisna od zemeljskega plina iz Rusije. Agencija sicer spremlja količino uvoženega zemeljskega plina za domačo porabo, vendar pri tem ne sledi viru plina do proizvodnje. Slovenski trgovci oziroma dobavitelji veliko večino zemeljskega plina res kupijo na plinskem vozlišču v Avstriji, vendar je znano, da je na tem vozlišču prevladoval plin, ki je tja prispel iz Rusije. Slovenska odvisnost od ruskega plina je zato višja od te, ki jo prikazuje slika 193. Slika namreč ne prikazuje geografskega porekla zemeljskega plina, temveč državo, iz katere so trgovci oziroma dobavitelji uvozili zemeljski plin v Slovenijo.

Liberalizacija trga v preteklem desetletju je povzročila zmanjšanje števila dolgoročnih pogodb, ki so bile praviloma sklenjene neposredno s proizvajalci

Delež dolgoročnih pogodb povečan za 2,4-krat

zemeljskega plina iz Rusije. Zamenjale so jih kratkoročne pogodbe, sklenjene na plinskih vozliščih, borzah in drugih točkah znotraj EU. V letu 2022 je delež kratkoročnih pogodb dosegel vrhunec, v 2023 pa se je ta delež znižal za 19 odstotnih točk. Energetska kriza v letu 2022 je namreč spodbudila dobavitelje in trgovce k ponovnemu sklepanju dolgoročnih pogodb, saj ročnost pogodb oziroma razmerje med kratkoročnimi in dolgoročnimi pogodbami lahko vpliva na zanesljivost oskrbe.

SLIKA 194: STRUKTURA UVOŽENEGA ZEMELJSKEGA PLINA GLEDE NA ROČNOST SKLENJENIH POGODB



VIR: AGENCIJA

Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) se je v letu 2023 še povečal, dosežena vrednost HHI kaže na izrazito visoko koncentriran trg. Vzrok so zaostrene razmere na veleprodajnem trgu plina v EU in v širši regiji kot posledica vojne v Ukrajini. Manjši dobavitelji, ki težje zagotavljajo zanesljivost oskrbe v zaostrenih razmerah, so izgubili svoje tržne deleže.

Največji slovenski dobavitelj Geoplin je tako še okrepil svojo vlogo na slovenskem veleprodajnem trgu, saj je svoj tržni delež povečal za 9 odstotnih točk. Za enak delež odstotnih točk se je zmanjšal tržni delež Petrola. Ostalim manjšim dobaviteljem se je tržni delež nebstveno zmanjšal.

TABELA 41: TRŽNI DELEŽI IN HHI NA VELEPRODAJNEM TRGU Z ZEMELJSKIM PLINOM

Podjetje	Tržni delež (%)	
	2022	2023
Geoplin	76,0	84,9
Petrol	19,4	10,0
Energetika Ljubljana	2,9	2,7
Plinarna Maribor	1,6	1,4
Ostali	0,1	1,0
HHI veleprodajnega trga	6.159	7.312

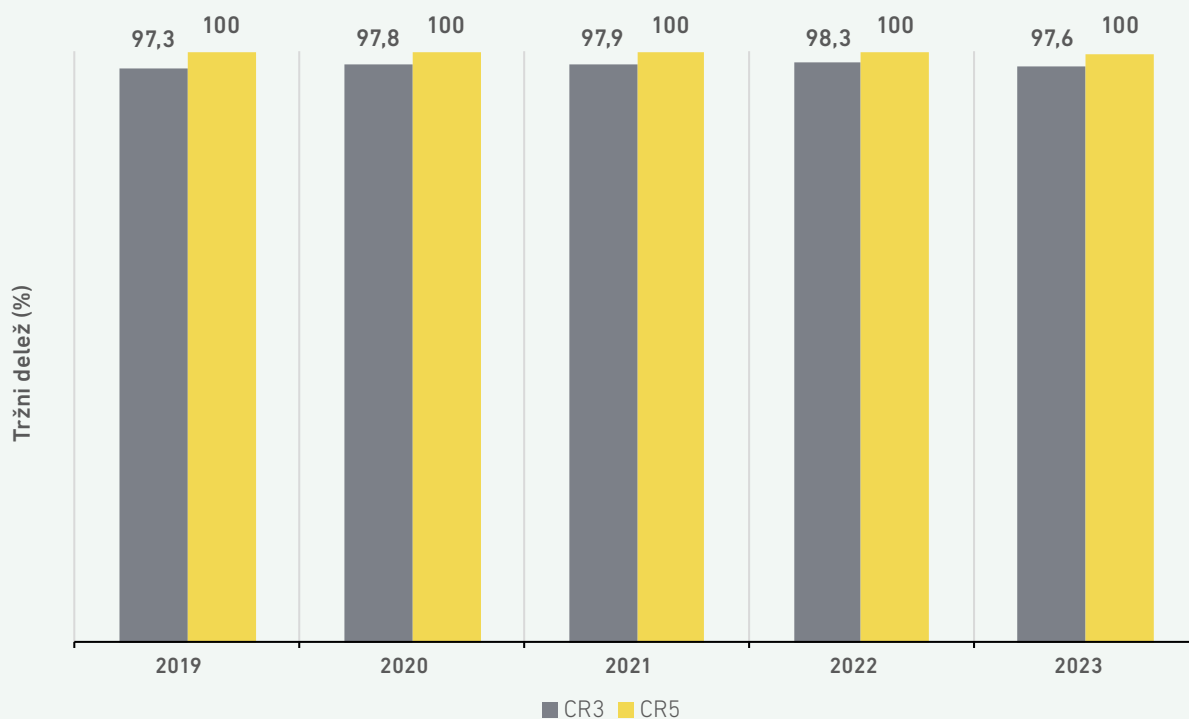
VIR: AGENCIJA



Visoko stopnjo koncentracije kažeta tudi indeksa CR3 in CR5. Indeks CR3 podaja tržne deleže treh največjih, indeks CR5 pa petih največjih dobaviteljev. Trije največji dobavitelji so v letu 2023 obvladovali

97,6 % veleprodajnega trga, pet največjih pa celoten slovenski trg. Koncentracija se v zadnjih petih letih praktično ne spreminja.

SLIKA 195: KONCENTRACIJA VELEPRODAJNEGA TRGA Z ZEMELJSKIM PLINOM



VIR: AGENCIJA

Preglednost trga

Uredba REMIT, izvedbena uredba (EU) št. 1348/2014¹⁴² in Energetski zakon so celovit pravni okvir za zagotavljanje preglednosti cen na velepro-

dajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom. Podrobneje je to področje obravnavano v poglavju o preglednosti trga z električno energijo.

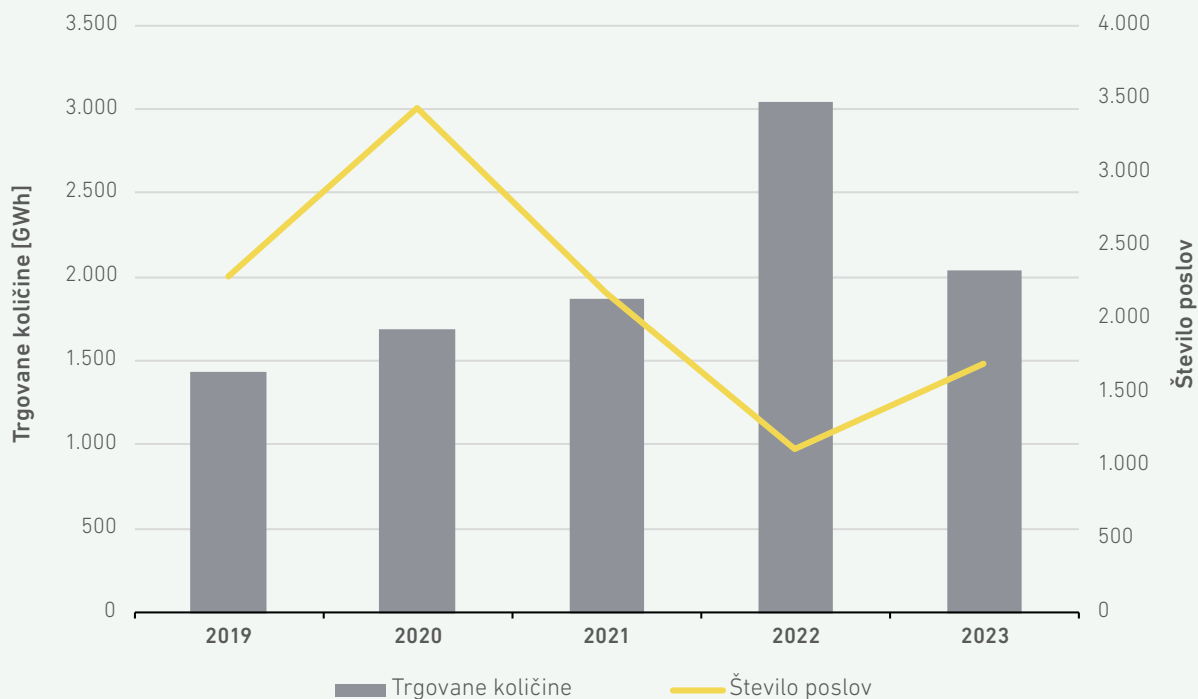
Učinkovitost trga

Trgovane količine na virtualni točki so sledile sezonski dinamiki porabe plina. V primerjavi z letom prej, ki je bilo rekordno po trgovanjskih količinah, je bilo v letu 2023 prodanih tretjino manj plina (2.037 GWh). Število poslov je v primerjavi z letom 2020 v zadnjih treh letih manjše, kar je posledica v letu 2021 uvedenega mesečnega produkta trgovanj.

Na prostem trgu prodanih za tretjino manj količin plina

142 17. aprila 2024 je bila objavljena Uredba (EU) 2024/1106, znana kot uredba REMIT II, o izboljšanju zaščite pred tržno manipulacijo na energetskem trgu. Podrobneje glej poglavje Preglednost trga na strani 113.

SLIKA 196: TRGOVANJE V VIRTUALNI TOČKI (PROSTI TRG) V OBDOBJU 2019–2023

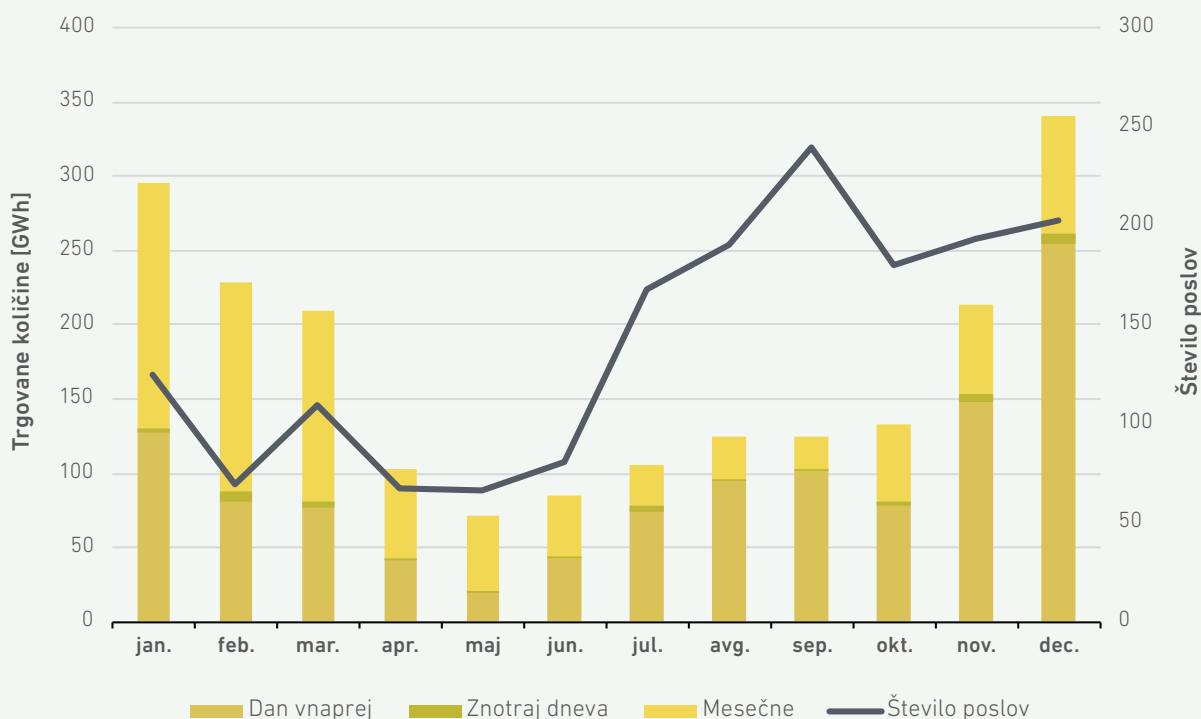


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Največ prodanih količin (56 %) je bilo prodanih za dan vnaprej, 42 % jih je bilo prodanih na mesečni ravni, le 2 % pa znotraj dneva. Tudi po številu poslov, ki jih je bilo 1.692, prevladujejo produkti za dan vnaprej (91 %), mesečnih transakcij je bilo 5 %, za dan vnaprej pa 4 %. S tedenskim produktom, ki

je bil vpeljan hkrati z mesečnim produktom, ni bilo opravljene nobene transakcije. V povprečju je vsak mesec na virtualni točki trgovalo devet trgovcev, v celem letu pa je bilo v virtualni točki aktivnih 11 trgovcev.

SLIKA 197: TRGOVANJE V VIRTUALNI TOČKI PO TRGOVALNIH PRODUKTIH V 2023



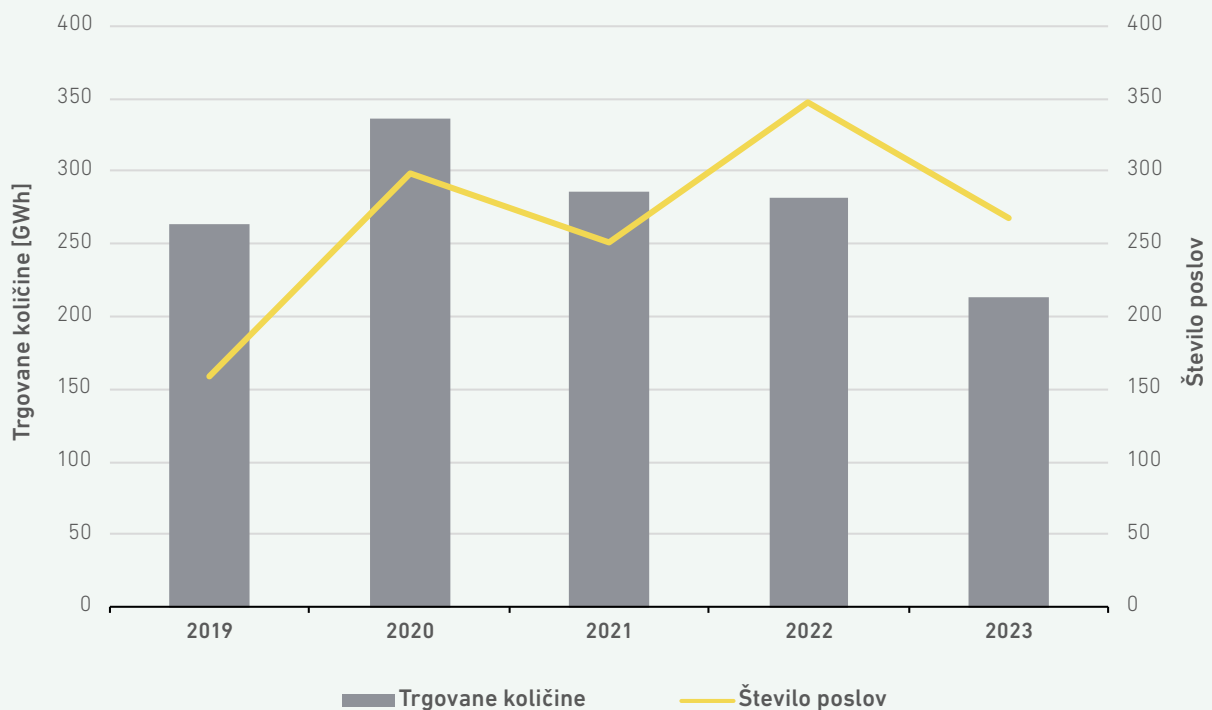
VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI



Medtem ko na virtualni točki operater prenosnega sistema ne trguje, se na trgovni platformi, kjer se trguje za namen izravnave dnevnih odstopanj, velika večina poslov izvrši med operaterjem prenosnega sistema in nosilci bilančnih skupin. Transakcije med nosilci bilančnih skupin so zelo redke, v letu 2023 je bila takšna transakcija samo ena. Na trgovni platformi so trgovane količine in število poslov približno za faktor 10 manjše kot na virtualni točki. V 2023 je bilo izmenjanih 229 GWh plina, kar je 18,6 % manj kot leto prej. Tudi število transakcij je bilo za 23 % manj kot v letu 2022.

**Na trgovni platformi
prodanih 19 % manj plina,
število transakcij manjše za 23 %**

SLIKA 198: TRGOVANJE NA TRGOVALNI PLATFORMI (IZRAVNALNI TRG) V OBDOBJU 2019–2023

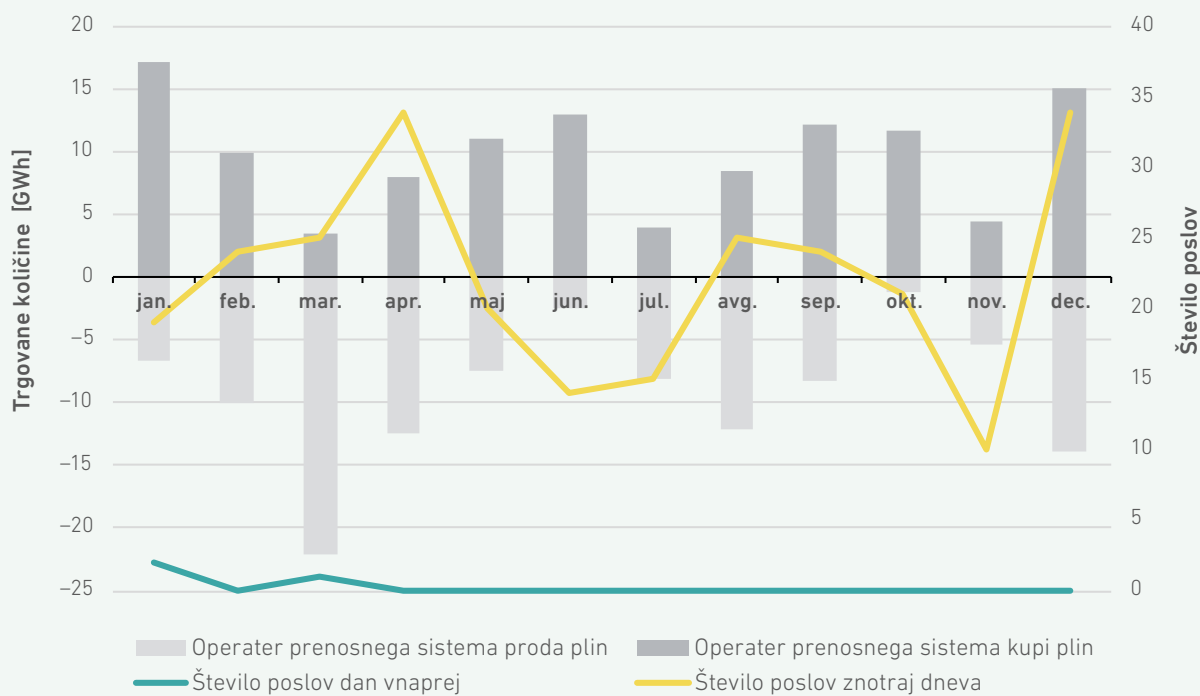


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Skoraj vse transakcije so bile izvedene znotraj dneva (265), samo tri transakcije pa za dan vnaprej. V povprečju so vsak mesec na trgovni platformi poleg operaterja prenosnega sistema trgovali še

trije nosilci bilančnih skupin, v celem letu pa je na trgovni platformi trgovalo šest nosilcev bilančnih skupin.

SLIKA 199: TRGOVANJE NA TRGOVALNI PLATFORMI V LETU 2023

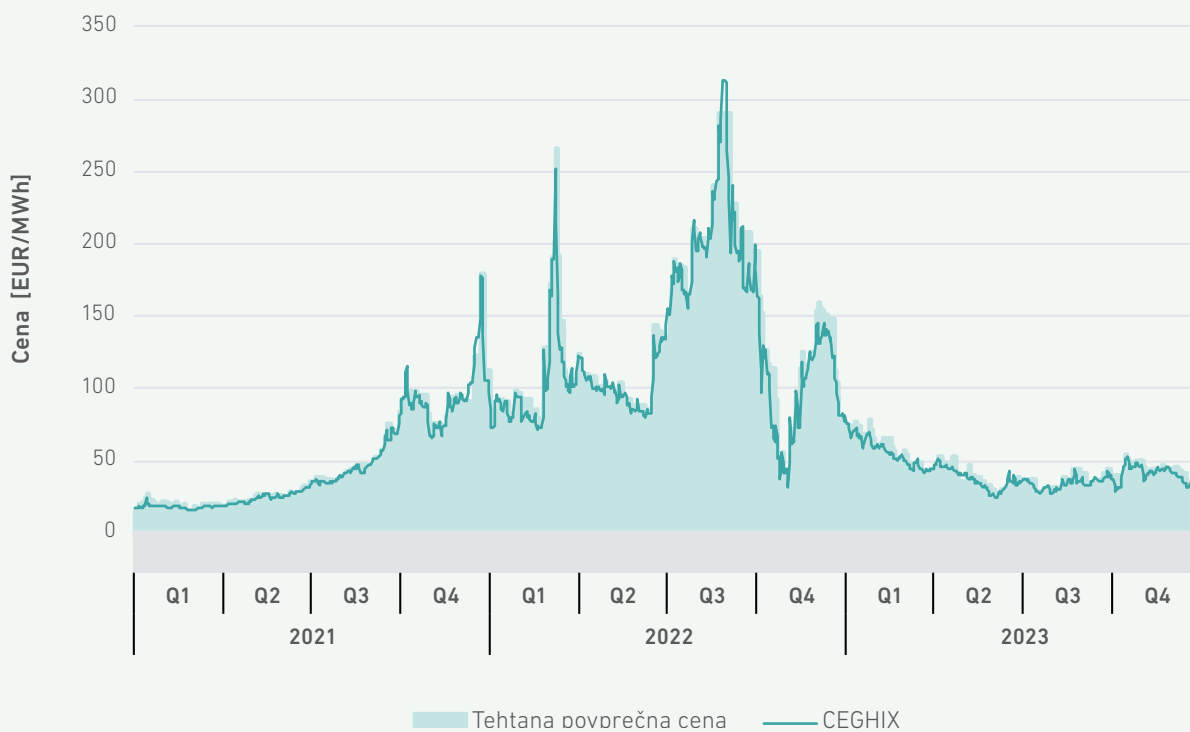


VIRA: AGENCIJA, PLINOVODI

Tehtana povprečna cena trgovanj na trgovalni platformi je precej dobro sledila borznemu indeksu CEGHIX s plinskega vozlišča CEGH na Dunaju.

V 41 % dni je bila nekoliko manjša, v 59 % pa nekoliko višja od CEGHIX.

SLIKA 200: TEHTANA POVPREČNA CENA NA TRGOVALNI PLATFORMI IN VREDNOSTI CEGHIX V OBDOBJU 2021–2023



VIRA: PLINOVODI, CEGH



Na oglasni deski člani virtualne točke niso oglaševali svojih ponudb ali povpraševanj. Občasno je na oglasni deski oglaševal operater prenosnega sis-

tema, in sicer je za trgovanje na trgovalni platformi šestkrat ponudil svoje količine plina in dvakrat povpraševal po količinah plina.

Maloprodajni trg

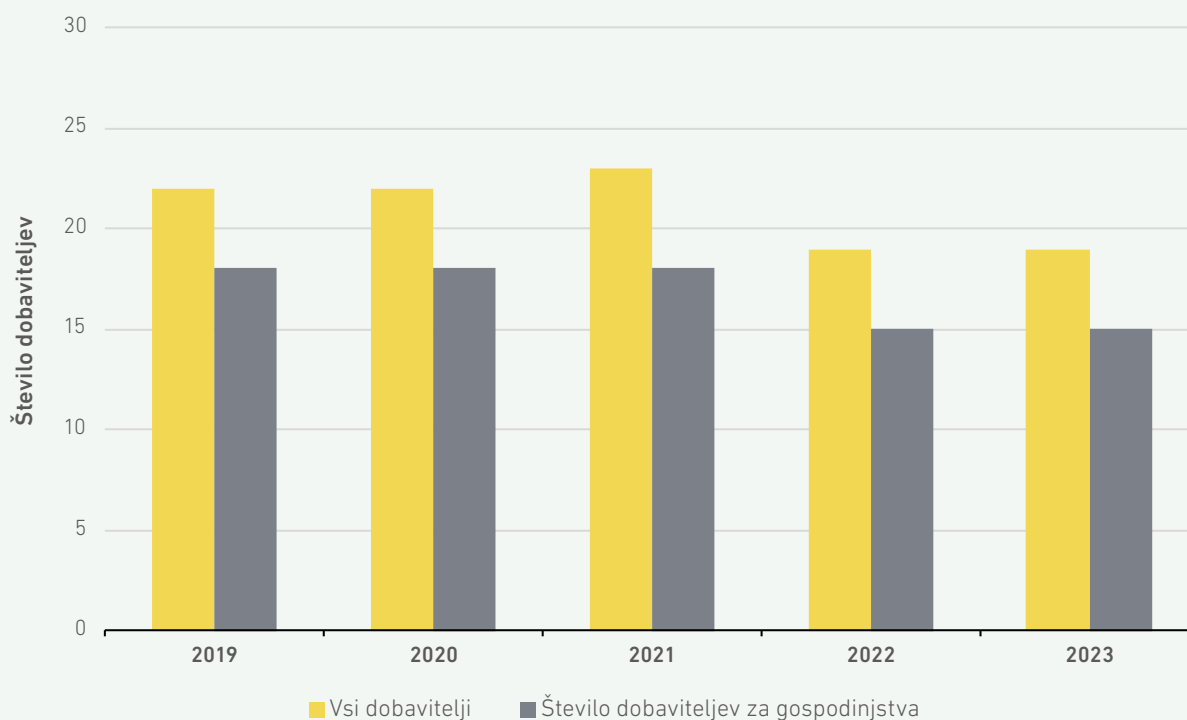
Na maloprodajnem trgu v Sloveniji je bilo ob koncu leta 2023 dejavnih 19¹⁴³ dobaviteljev zemeljskega plina. Od teh je gospodinjskim odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme na podlagi sklenjenih pogodb, dobavljalo zemeljski plin 15 dobaviteljev, poslovnim odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme in prenosni sistem, pa 19. Novih vstopov dobaviteljev na maloprodajni trg v letu 2023 ni bilo, čeprav so se borzne cene plina v primerjavi s predhodnim letom bistveno znižale, s čimer so okoliščine ponujale potencial za vstop novih dobaviteljev, ki bi odjemalcem lahko ponujali bistveno nižje cene plina.

Odjemalci lahko izbirajo med ponodbami vseh dobaviteljev, ki ponujajo zemeljski plin v njihovi lokalni skupnosti. Posamezni, po letni količini dobave manjši dobavitelji zemeljskega plina, odjemalcem

dobavljajo zemeljski plin le v lokalnih skupnostih, v katerih pod okriljem iste družbe opravljajo tudi dejavnost distribucije zemeljskega plina. Odjemalci plačajo dobavljeni zemeljski plin mesečno na podlagi dejansko porabljene količine, izmerjene z merilno napravo, oziroma na podlagi ocenjene količine porabe¹⁴⁴, če operater z odčitkom merilne naprave ne razpolaga.

V letu 2023 se število dobaviteljev na maloprodajnem trgu ni spremenilo

SLIKA 201: ŠTEVILO DOBAVITELJEV NA MALOPRODAJNEM TRGU V SLOVENIJI V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

143 Agencija je kot dobavitelje upoštevala tiste družbe, ki so člani bilančne skupine ali bilančne podskupine.

144 Izračunana na podlagi določb Metodologije za prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov omrežja zemeljskega plina.

V obravnavanem petletnem obdobju se je število dobaviteljev precej zmanjšalo v letu 2022, ko so bile veleprodajne cene zemeljskega plina zelo visoke, dostop do plina po sprejemljivih cenah za dobavitelje in posamezne odjemalce pa otežen. V zadnjem letu so se cene umirile in ostale stabilne tudi ob vstopu v kurilno sezono 2023/2024, zaradi česar zelo verjetno ni bilo velikih pritiskov na ekonomiko poslovanja dobaviteljev in tudi novih izstopov ni bilo. K ohranitvi števila dobaviteljev zemeljskega plina je prispeval tudi vzpostavljen mehanizem nadomestil za dobavitelje, ki bi morebiti utrpeli izgubo s tem, ko bi prodajali plin po regulirani ceni, ki bi bila nižja od nakupne.

Raznolikost in številčnost ponudb se je predvsem zaradi sprejetja Uredbe o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema močno zmanjšala že ob koncu leta 2022. V prvem trimesečju leta 2023 so vsi dobavitelji, ki so dobavljali plin gospodinjiskim odjemalcem, ponujali dobavo zemeljskega plina po regulirani ceni, in sicer le na podlagi t. i. rednih ponudb¹⁴⁵, oziroma na podlagi osnovne oskrbe, kjer ni zahtevane časovne vezave za obdobje dobave ali izpolnjevanja drugih pogojev, odjemalec pa lahko kadarkoli zamenja dobavitelja brez plačila pogodbene kazni. Ne glede na dejstvo, da so cene zemeljskega plina na veleprodajnih trgih v letu 2023 padale in se v posameznih mesecih znižale tudi za več kot 50 %, se to ni bistveno odrazilo v ponudbah o dobavi plina gospodinjiskim in malim poslovnim odjemalcem. Do novembra 2023 je le eden od dobaviteljev znižal cene dobave za 10 %, medtem ko so preostali ohranili navzgor omejeno

ceno dobave plina. Razpoložljivih akcijskih ponudb, ki bi lahko zagotavljale ugodnejše pogoje dobave in so morebiti omejene na določen krog odjemalcev, vezavo oskrbe na določeno časovno obdobje in izpolnjevanje drugih posebnih pogojev, na maloprodajnem trgu ni bilo. V oktobru je vlada z novo Uredbo o določitvi cene zemeljskega plina iz plinskega sistema določila nove vrednosti navzgor omejenih cen dobave plina, ki so se začele uporabljati s 1. januarjem 2024. Le dva od dobaviteljev sta že z novembrom ponudila dobavo po novi znižani ceni, ki je bila malenkost nižja od z vladno uredbo določene cene za gospodinjiski odjem za obdobje prvega štirimesečja leta 2024.

Ob koncu leta 2023 so imeli gospodinjiski odjemalci le malo možnosti, da bi z izbiro novega dobavitelja lahko bistveno znižali stroške dobave zemeljskega plina, ker je treba upoštevati še čas za izvedbo zamenjave dobavitelja, ki ne sme presegati 21 dni od dneva popolnosti vloge. V letu 2023 so bile na podlagi razpoložljivih nakupnih cen plina obstoječim in potencialnim novim dobaviteljem zemeljskega plina ponujene številne priložnosti, vendar so ti ostali zadržani bodisi zaradi nestabilnih razmer in s tem povezanih tveganj ter morda tudi zanašanjem na pasivnost odjemalcev pri zamenjavah dobavitelja zaradi razpoložljivih ugodnejših ponudb. Posledično lahko zaključimo, da leto 2023 ni minilo v značilnosti dobrodelujočega konkurenčnega trga oskrbe z zemeljskim plinom, ki bi odjemalce dovolj intenzivno spodbujal k zamenjavam dobaviteljev in s tem doseganju prihrankov.

Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu

Spremljanje cen na maloprodajnem trgu se izvaja na podlagi javnih podatkov ter podatkov iz ponudb za gospodinjiske in male poslovne odjemalce, pridobljenih od dobaviteljev v okviru primerjalnih storitev agencije.

Maloprodajne cene plina v ponudbah o dobavi so v obdobju stabilnega delovanja trgov odvisne predvsem od gibanja cen na veleprodajnih trgih, pogojev nabave, ki si jih dobavitelji zagotovijo pri trgovanju, in od poslovnih odločitev posameznega dobavitelja. Na višino nakupne cene, ki jo plača dobavitelj, vpliva več dejavnikov. Tako so cene zemeljskega plina odvisne od geopolitičnih razmer, značilnosti sklenjenih pogodb za nakup plina, gibanja cen nafte in naftnih derivatov, premoga in emisijskih kuponov, gibanja tečajev tujih valut, vremenskih vplivov, ponudbe in povpraševanja na mednarodnih borzah in od konkurence na trgu. V letu 2023 je bila korelacija med navedenimi dejavniki

in višino ponujenih maloprodajnih cen precej slaba. Vzrokov za to je zelo verjetno več in se pri posameznih dobaviteljih lahko razlikujejo. Eden izmed glavnih razlogov je bil verjetno to, da so bile v začetku leta ponujene maloprodajne cene zemeljskega plina za gospodinjiske in male poslovne odjemalce pri vseh dobaviteljih enake, kar je bila posledica določb Uredbe o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema, ki je navzgor omejila najvišjo dovoljeno ceno dobave za te skupine odjemalcev. Nadalje, ker začetek leta predstavlja drugo polovico kurilne sezone 2022/2023, so bili številni dobavitelji v obdobju nestabilnih razmer in visokih cen plina v letu 2022 zelo verjetno primorani kupiti ustrezne količine plina že v letu 2022 po visokih cenah z namenom zanesljive oskrbe svojih odjemalcev, bistveno nižja veleprodajna cena plina pa jim kasneje morda ni koristila pri znižanju stroškov, ker dodatnih količin za obdobje prve tretjine leta ni bilo treba kupiti.

¹⁴⁵ Po ukititvi definicije rednega cenika iz EZ-1 so to ponudbe, ki so dostopne vsem odjemalcem in ne vsebujejo zahtev po izpolnjevanju posebnih pogojev (vezave, penali ipd.).



Razlika med višino maloprodajnih cen dobave zemeljskega plina in povprečno borzno ceno za dan vnaprej (CEGHIX) je bila v januarju 2023 še relativno majhna, kasneje pa so se borzne cene precej znižale. V januarju je bila borzna cena za dan vnaprej na dunajski borzi 9 % nižja od regulirane cene za gospodinjski odjem, v februarju že četrtno, v marcu in aprilu med 38 in 39 %, v preostalem delu leta pa kar v šestih od osmih mesecev za več kot 50 % nižja (julija kar 57 %). V drugem polletju je bila cena najvišja v oktobru in novembru, še vedno pa je bila 42 % nižja od višine regulirane maloprodajne cene za gospodinjski odjem. Najmanj 8 % višje maloprodajne cene od cen za gospodinjski odjem so plačevali mali poslovni odjemalci, osnovne socialne službe in posamezne velikostne skupine drugih poslovnih odjemalcev, ki z letno porabo presegajo 100.000 kWh.

Maloprodajni indeks cen

Agencija v okviru spremljanja zadevnega trga določa maloprodajni indeks cen (MPI). MPI temelji na najcenejši, vsem odjemalcem dostopni ponudbi na trgu, ki odjemalcu omogoča časovno neomejeno zamenjavo dobavitelja brez pogodbenih kazni. Odraža izključno cenovni potencial, ne pa tudi realizirane cene na podlagi sklenjenih pogodb.

Slika 202 prikazuje trend gibanja naslednjih cen za značilnega gospodinjskega odjemalca:

- omejena najnižja cena (ponujena le v določenih lokalnih skupnostih),
- najnižja cena na trgu,
- povprečna cena vseh ponudb na trgu in
- najvišja cena na trgu.

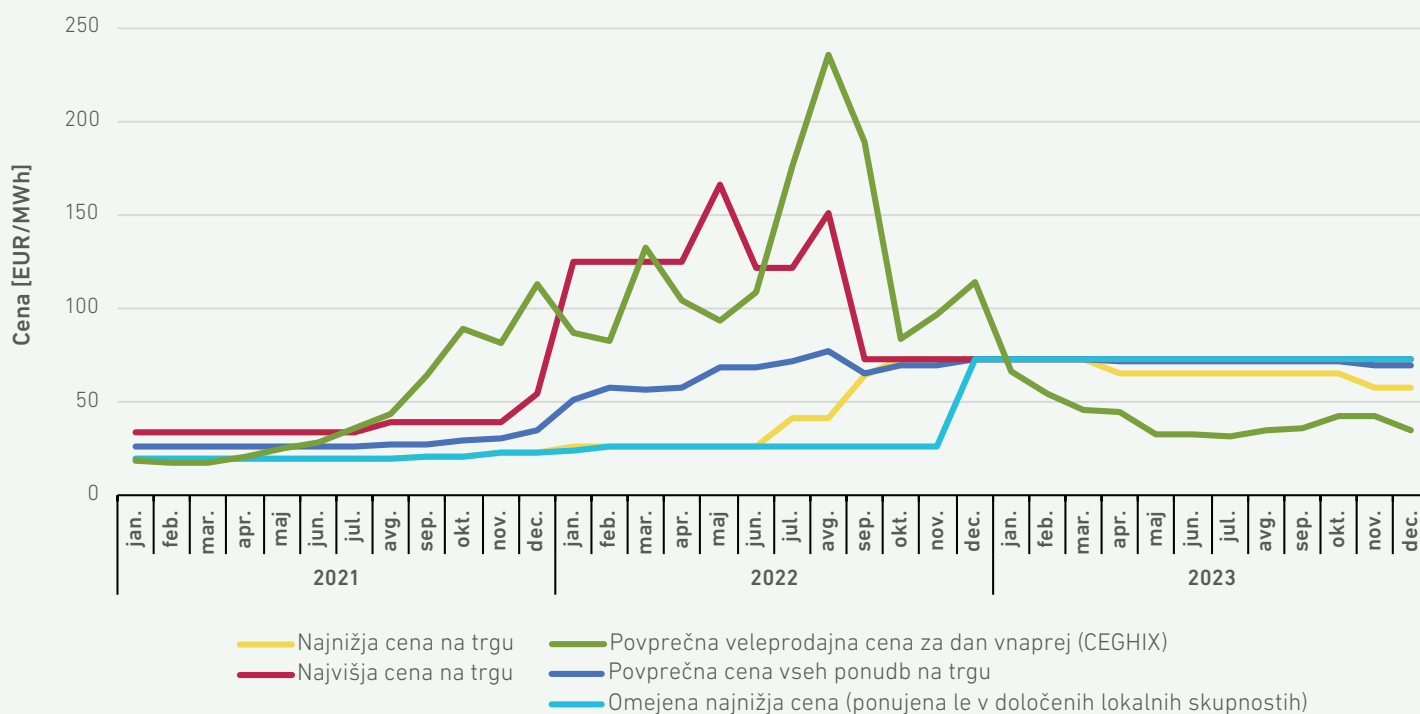
V prvem trimesečju leta 2023 so bile najnižje cene zemeljskega plina za gospodinjske odjemalce na maloprodajnem trgu izenačene z najvišjimi, saj nobeden od dobaviteljev ni ponujal dobave plina gospodinjskim odjemalcem po ceni, ki bi bila nižja od navzgor omejene z vladno Uredbo o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema (73 EUR/MWh). Z aprilom je dobavitelj Adriaplin kot prvi od dobaviteljev ponudil gospodinjskim odjemalcem dobavo plina po ceni, ki je bila 10 % nižja od regulirane na podlagi vladne uredbe. Naslednje znižanje cen se je zgodilo v novembru, ko sta dobavitelja GEN-I in Elektro energija ceno plina znižala na 58,4 EUR/MWh oziroma na 58,5 EUR/MWh, le malenkost višjo ceno pa je v paketni ponudbi za kratek čas ponudil tudi dobavitelj Adriaplin. Ne glede na pozitivne premike v smeri razpoložljivosti ugodnejših ponudb dobave plina je 12 od 15 dobaviteljev ob koncu decembra gospodinjskim odjemalcem še vedno ponujalo plin po 73 EUR/MWh, medtem ko je bila na dunajski

Najvišja dovoljena cena plina za gospodinjski odjem v letu 2023 je bila 56 % nižja od najvišje cene, ki so jo plačevali posamezni odjemalci v letu 2022

borzi povprečna borzna cena za dan vnaprej (CEGHIX) v decembru 35,2 EUR/MWh. Ob koncu leta je bila najnižja cena na trgu 20 % nižja kot ob začetku leta oziroma od navzgor omejene cene plina za gospodinjski odjem v letu 2023. Najnižje ponujene cene dobave so bile na voljo na območju vseh lokalnih skupnosti, kar je ob dejstvu, da sta november in december že del obdobja ogrevalne sezone, odjemalcem omogočalo, da z izbiro ugodnejših pogojev dobave dosežejo določen prihranek pri stroških oskrbe. Ne glede na tržne razmere pa je dobavitelj Energetika Ljubljana vsem prizadetim v avgustovskih poplavih, ki so bili v skladu z interventnim zakonom uvrščeni na seznam upravičencev, omogočil oskrbo s plinom po simbolični ceni 1 EUR/MWh.

Znižanje maloprodajnih cen pri treh dobaviteljih je bilo verjetno posledica prepoznanih priložnosti, da posamezen dobavitelj plina pridobi nove odjemalce, poveča tržni delež in z njihovo oskrbo ustvari precej dodane vrednosti glede na sorazmerno veliko razliko med maloprodajnimi cenami na trgu in borznimi cenami na trgovalnih vozliščih. Ob koncu leta 2023 je znašala veleprodajna cena zemeljskega plina za dan vnaprej na avstrijski borzi CEGH le malo nad 30 EUR/MWh, medtem ko je 26. avgusta 2022 ob koncu trgovalnega dne dosegla rekordno vrednost 312,6 EUR/MWh. Veleprodajne cene se na maloprodajni trg običajno prenašajo z okoli šestmesečnim zamikom, kar pa za leto 2023 ne drži preveč, saj je večina dobaviteljev vztrajala pri višini cen dobave, kot so bile najvišje dovoljene z uredbo vlade. Gibanje maloprodajnih in veleprodajnih cen zemeljskega plina v obdobju 2021–2023 prikazuje slika 202.

SLIKA 202: MALOPRODAJNI INDEKS CEN IN NEKATERE ZNAČILNE CENE ZEMELJSKEGA PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE BREZ OMREŽNINE, DAJATEV IN DDV V OBDOBJU 2021–2023



VIR: AGENCIJA

Povprečna mesečna cena dobave plina na podlagi vseh razpoložljivih ponudb na trgu je bila večino leta 2023 nad povprečjem cen v letu 2022. Najnižja je bila v zadnjih dveh mesecih leta, ko je bila nižja za 3,7 % v primerjavi z decembrom 2022. S koncem leta 2023 so se cene dobave gospodinjskim odjemalcem ponovno skoraj povsem izenačile s tem, ko je nova Uredba o določitvi cene zemeljskega plina iz plinskega sistema na novo določila navzgor omejeno ceno gospodinjskim odjemalcem v obdobju od 1. januarja 2024 do 30. aprila 2024 (59,9 EUR/MWh), kar je le 2,5 % nad najnižjo ponujeno ceno ob koncu decembra.

Postopno zniževanje povprečne mesečne cene dobave zemeljskega plina, ki je ob koncu leta bila 3,7 % nižja kot decembra 2022

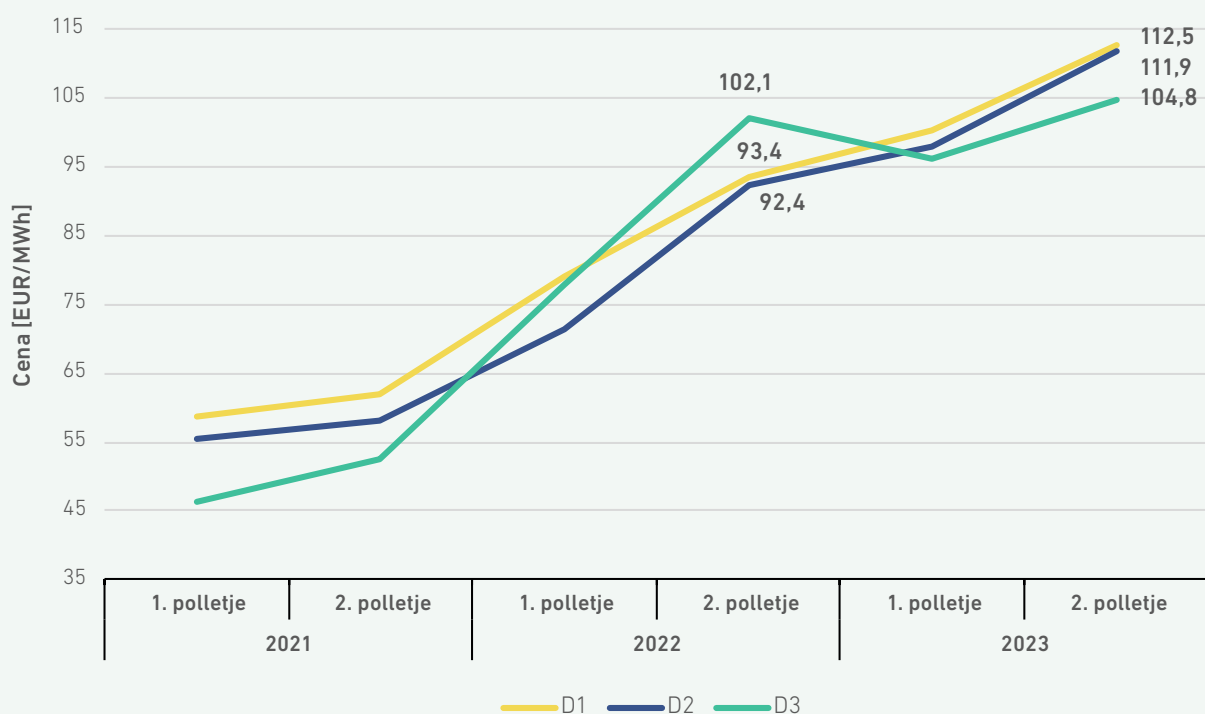
Končne cene zemeljskega plina

Gibanje cene zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za gospodinjske odjemalce v obdobju 2021–2023 prikazuje slika 203. V primerjavi z drugim polletjem 2022 so se cene za skupini gospodinjskih odjemalcev D1 in D2 v prvem polletju 2023 zvišale, za skupino D3 pa znižale za slabih 6 %. V drugem polletju je sledilo zvišanje končnih cen za vse skupine gospodinjskih odjemalcev. Pri skupini D3 so bile cene višje za 8,9 %, pri D2 14,2 %, medtem ko je bilo povišanje pri skupini D1 12,2 % v primerjavi s 1. polletjem. V skupini velikih

gospodinjskih odjemalcev iz porabniške skupine D3, ki zadeva predvsem odjemna mesta za oskrbo skupnih kotlovnih večstanovanjskih stavb, je bila končna cena zemeljskega plina v 2. polletju leta 2023 2,6 % višja od cene v istem obdobju leto prej. Mali in srednje veliki gospodinjski odjemalci v skupinah D1 in D2 so bili v drugem polletju deležni 20 oziroma 21 % višjih cen kot leto prej. Navedenim skupinam odjemalcev D1, D2 in D3 se je končna cena zemeljskega plina na MWh v primerjavi z letom 2021 povišala v razponu od 76 do 103 %.



SLIKA 203: KONČNE CENE ZEMELJSKEGA PLINA ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE V SLOVENIJI Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI V OBDOBJU 2021–2023



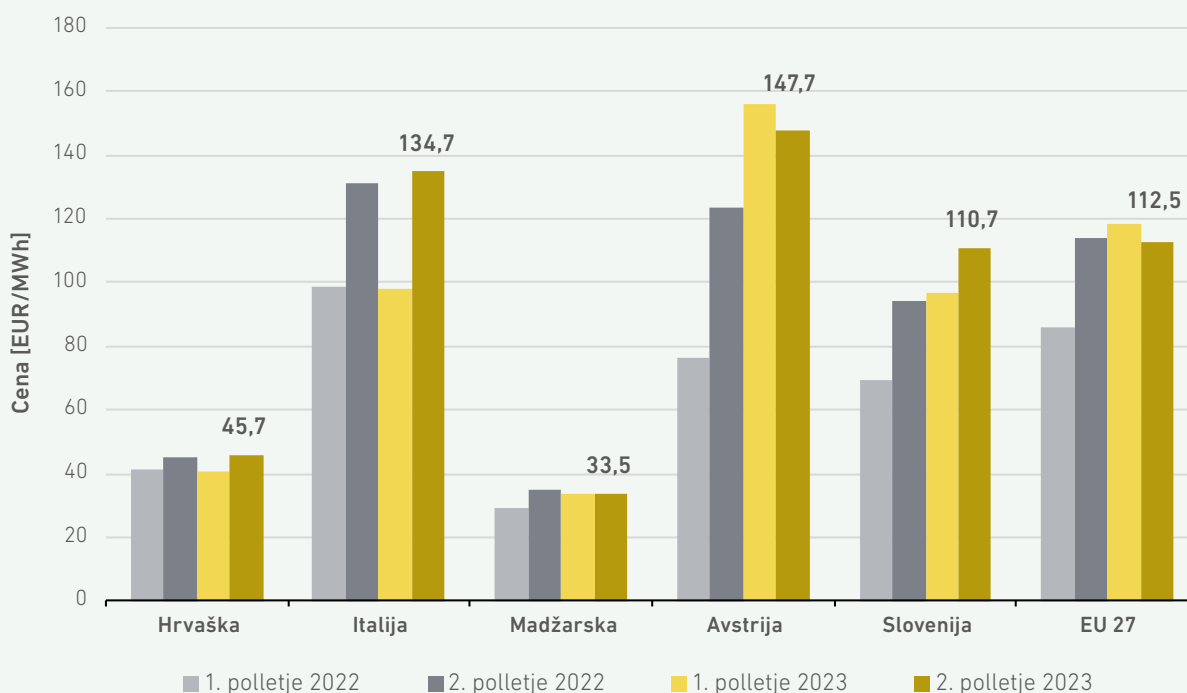
VIR: SURS

Slika 204 prikazuje gibanje končnih cen zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami v letih 2022 in 2023 za značilnega gospodinjstvenega odjemalca zemeljskega plina D2 v Sloveniji in sosednjih državah. Končne cene zemeljskega plina v Sloveniji so se v letu 2023 v primerjavi z letom pred tem na letni ravni povečale za 27,3 %. Pogled po polletjih razkriva, da so se končne cene zemeljskega plina v prvem polletju v primerjavi z drugim polletjem leta 2022 povišale za dobre 3 %, medtem ko so se končne cene zemeljskega plina v drugem polletju v primerjavi s prvim polletjem 2023 zvišale za 14 %. Končne cene zemeljskega plina za značilne gospodinjstvene odjemalce Sloveniji še naprej ostajajo pod povprečjem cen v EU. Enako kot v Sloveniji so se cene zemeljskega plina na letni ravni zvišale tudi v vseh sosednjih državah. Največje zvišanje cen je bilo zabeleženo v Avstriji, kjer se je cena v primerjavi z letom 2022 na letni ravni zvišala za

Končna cena zemeljskega plina za značilnega gospodinjstvenega odjemalca ostaja pod povprečjem cen EU-27

51,7 %, najmanjše zvišanje pa je bilo zabeleženo na Hrvaškem, in sicer 0,6 %. Tako kot v letu 2022 so se tudi v letu 2023 končne cene zemeljskega plina med državami EU v nekoliko večji meri razlikovale tudi zaradi različnih ukrepov, ki so jih države članice EU sprejemale z namenom blaženja energetske draginje.

SLIKA 204: KONČNE CENE ZEMELJSKEGA PLINA ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA D2 Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI ZA SLOVENIJO IN SOSEDNJE DRŽAVE V LETIH 2022 IN 2023



VIR: EUROSTAT

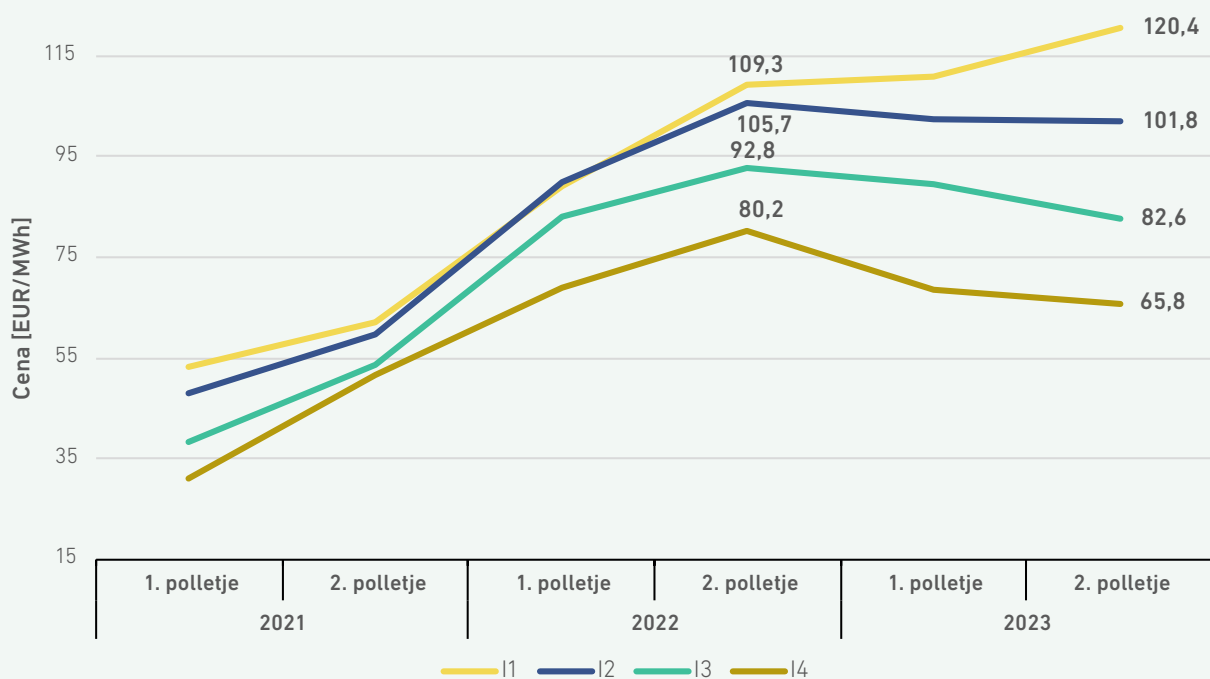
Medtem ko so se končne cene plina za poslovne odjemalce v Sloveniji v letu 2022 zelo povišale v primerjavi s prejšnjim obdobjem, pa so se končne cene plina za poslovne odjemalce v letu 2023 pri nekaterih skupinah tudi znižale. Le najmanjšim poslovnim odjemalcem v skupini I1 se je končna cena plina v drugem polletju 2023 glede na drugo polletje 2022 povišala, in sicer za 10,1 %. Ostalim uporabniškim skupinam se je končna cena plina v drugem polletju 2023 v primerjavi z drugim polletjem 2022 znižala, in sicer uporabniški skupini I2 za 3,7 %, I3 za 11,0 % in I4 za 18 %. Iz navedenega lahko zaključimo, da končna cena plina pri večjih poslovnih odjemalcih veliko bolj sledi spremembam na trgu. Gibanje končne cene

10,1-% dvig končne cene plina v drugem polletju za najmanjše poslovne odjemalce iz skupine I1, ostalim poslovnim odjemalcem so se cene znižale

zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za poslovne odjemalce v obdobju 2021–2023 prikazuje slika 205.



SLIKA 205: KONČNE CENE ZEMELJSKEGA PLINA ZA POSLOVNE ODJEMALCE V SLOVENIJI Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI V OBDOBJU 2021–2023



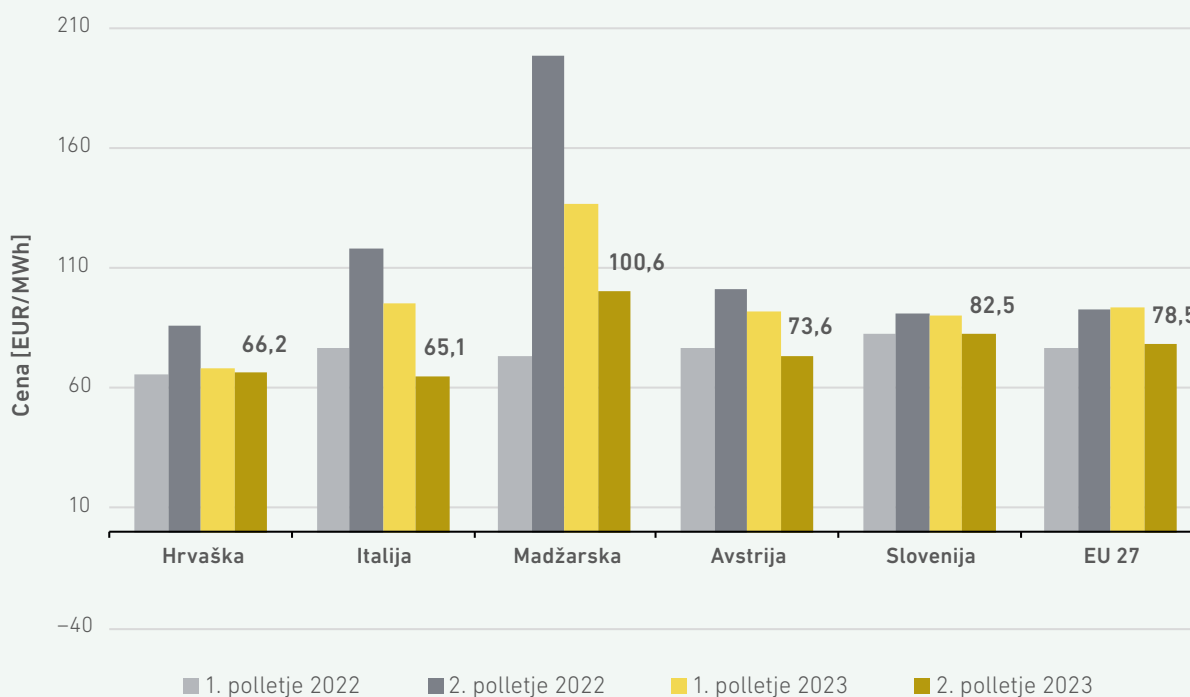
VIR: SURS

Slika 206 prikazuje končne cene plina za značilne poslovne odjemalce zemeljskega plina I3 v Sloveniji in sosednjih državah. Za te odjemalce se je v Sloveniji končna cena zemeljskega plina na letni ravni znižala za 0,7 %, medtem ko je polletni upad cen v drugi polovici leta v primerjavi s prvo polovico leta znašal 9,4 %. Končna cena zemeljskega plina za značilne poslovne odjemalce je bila 0,5 % nad povprečjem EU. V primerjavi z letom prej so bile končne cene nižje tudi v vseh sosednjih državah. Končne cene zemeljskega plina so se na letni ravni najbolj znižale v Italiji, in sicer za 17,8 %, kar je tudi najvišji polletni upad cen, končne cene so se v drugi polovici leta v primerjavi s prvo polovico

Končna cena zemeljskega plina za poslovne odjemalce je bila 0,5 % nad povprečjem cen EU-27

leta znižale za 31,7 %. Najmanjše znižanje cen med vsemi sosednjimi državami pa so občutili prav poslovni odjemalci v Sloveniji.

SLIKA 206: KONČNE CENE ZEMELJSKEGA PLINA ZA ZNAČILNEGA POSLOVNEGA ODJEMALCA I3 Z VSEMI DAVKI IN DAJATVAMI ZA SLOVENIJO IN SOSEDNJE DRŽAVE V LETIH 2022 IN 2023

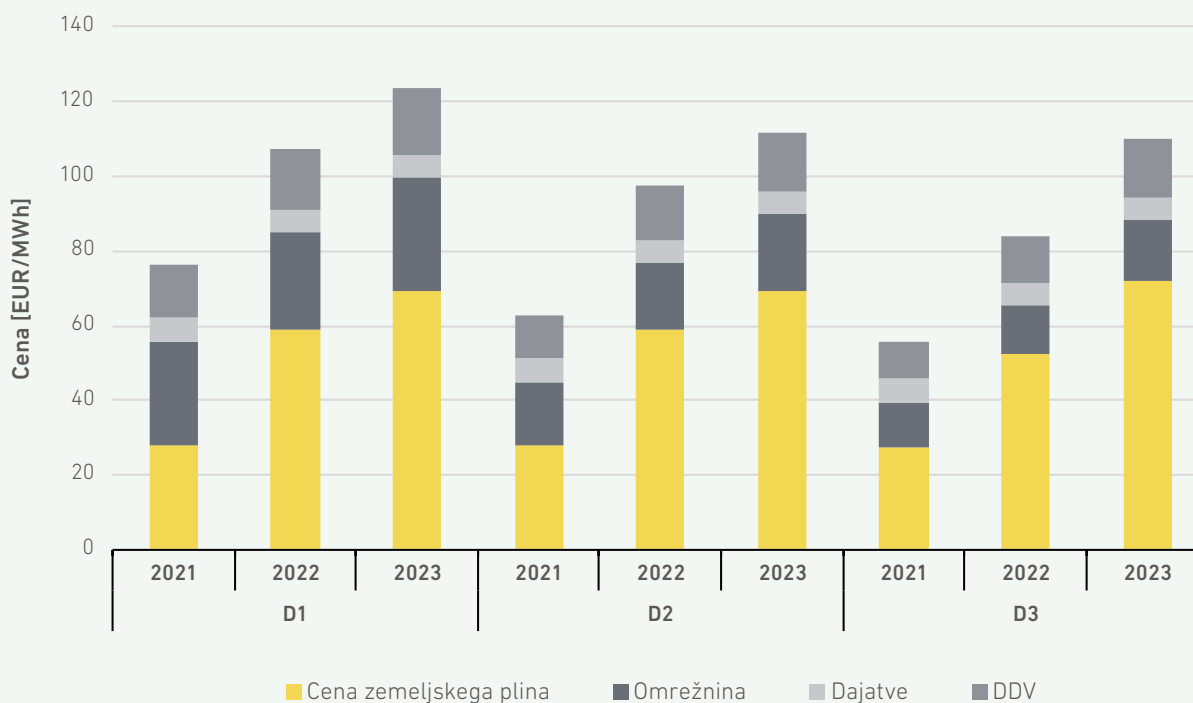


VIR: EUROSTAT

Na slikah 207 in 208 je prikazana struktura končne cene za značilne gospodinske in poslovne

odjemalce, priključene na distribucijske sisteme v obdobju 2021–2023.

SLIKA 207: STRUKTURA KONČNE CENE ZEMELJSKEGA PLINA ZA GOSPODINSKE ODJEMALCE V OBDOBJU 2021–2023



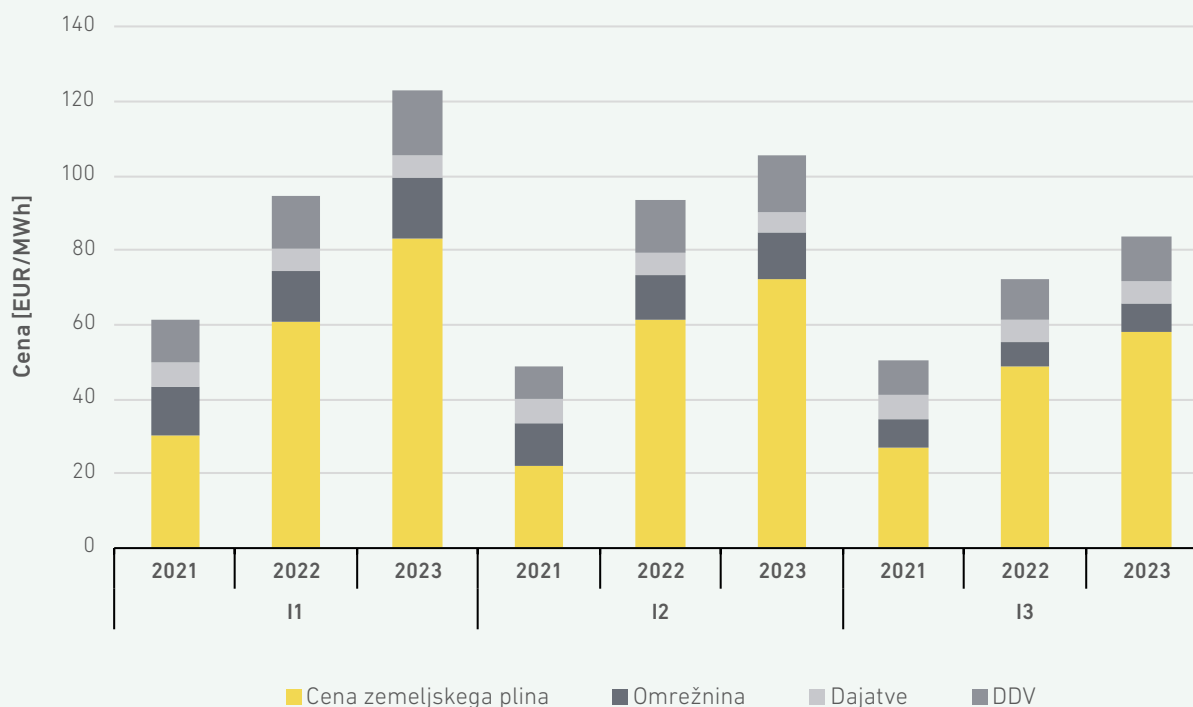
VIRI: DOBAVITELJI



V strukturi končne cene zemeljskega plina za gospodinjstva se je v letu 2023 v primerjavi z letom prej v vseh porabniških skupinah drugo leto zapored zvišal odstotek komponente cene energije. Zvišanje je bilo najizrazitejše v porabniški skupini D3, kjer je znašalo 3,3 odstotne točke, medtem ko je bilo zvišanje najmanjše v porabniški skupini D1, kjer je znašalo eno odstotno točko. V porabniških skupinah D1 in D2 se je odstotek komponente omrežnine v končni ceni povišal za pol odstotne točke, medtem ko se je v porabniški skupini D3 znižal za 0,9 odstotne točke. V vseh porabniških skupinah je bila zaznana tudi sprememba deleža komponente dajatev v končni ceni. V porabniški

skupini D3 se je delež dajatev v končni ceni zemeljskega plina zmanjšal za 1,7 odstotne točke, v porabniški skupini D2 in D1 pa se je znižal 0,8 odstotne točke. V vseh porabniških skupinah se je znižal tudi delež DDV, in sicer za okoli 0,7 odstotne točke. Ne glede na znižano stopnjo DDV v višini 9,5 %, ki se je uporabljala do 31. maja 2023, in nekoliko manjši delež DDV v končni ceni, pa je bil DDV v strošku oskrbe tipičnih porabniških skupin precej višji kot v preteklih dveh letih. DDV za strošek oskrbe s plinom se je zaradi bistveno višjih cen v primerjavi z letom prej povišal med 9 in 24 %, v primerjavi z letom 2021 pa od 29 do 57 %.

SLIKA 208: STRUKTURA KONČNE CENE ZEMELJSKEGA PLINA ZA POSLOVNE ODJEMALCE V OBDOBJU 2021–2023



VIRI: DOBAVITELJI

V strukturi končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce se je v letu 2023 v primerjavi z letom prej za vse porabniške skupine zvišal odstotek komponente cene energije. Zvišanje je znašalo 3,8 odstotne točke za skupino I1, 2,9 odstotne točke za skupino I2 in 1,7 odstotne točke za skupino I3. Na drugi strani pa se je v strukturi končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce za porabniške skupine I1 in I2 v primerjavi z letom prej znižal delež omrežnine, in sicer je znižanje znašalo 1,5 odstotne točke za porabniško skupino I1, 1,4 odstotne točke za I2, pri I3 pa se je delež povišal za 0,2 odstotne točke. V strukturi končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce so se

znižali tudi deleži dajatev v končni ceni. Znižanje je znašalo 1,5 odstotne točke za porabniško skupino I1, 1,8 odstotne točke za I2 in 1,2 odstotne točke za porabniško skupino I3. V vseh porabniških skupinah se je znižal tudi delež DDV, in sicer za 0,7 odstotne točke. Zneski DDV za strošek oskrbe s plinom so se ob znižani stopnji (9,5 %) do 1. junija 2023 zaradi višjih maloprodajnih cen plina v primerjavi z letom prej povišali med 7 in 23 %, v primerjavi z letom 2021 pa od 32 do 73 %.

Delež stroška za energijo v končni ceni oskrbe z zemeljskim plinom se je povišal v vseh porabniških skupinah gospodinjstev in poslovnih odjemalcev,

kar je vplivalo, da so se drugo leto zapored precej povišale končne cene zemeljskega plina. Primerjava končnih cen v EUR/MWh, ki so jih bile deležne posamezne porabniške skupine odjemalcev v letu 2023, pokaže v primerjavi z letom prej povišanje za 15 % v porabniški skupini D1 in D2 ter za 31 % v porabniški skupini D3. Primerjava z letom 2021 kaže na povišanje cen v porabniški skupini D1 za

62 %, pri D2 za 78 % in 96 % pri D3. Podobno je bilo tudi v segmentu poslovnega odjema. V primerjavi z letom 2022 so se cene oskrbe s plinom povišale v porabniški skupini I1 za 30 %, pri I2 za 13 % in 16 % pri I3. Glede na leto 2021 pa so bile cene višje v porabniški skupini I1 za 102 %, pri I2 za 117 % in 66 % pri I3.

Preglednost trga

V nadaljevanju predstavljeni rezultati monitoriranja učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga z zemeljskim plinom temeljijo na podlagi

kontinuirane obdelave podatkov, ki jih agenciji pošiljajo zavezanci za poročanje (dobavitelji).

Finančna preglednost dobaviteljev in preglednost računov

Na podlagi Zakona o gospodarskih družbah (ZGD-1) so dobavitelji zemeljskega plina dolžni pripraviti letna poročila, kar zagotavlja ustrezno finančno preglednost na področju izvajanja dejavnosti dobave zemeljskega plina. Konsolidirana letna poročila morajo prikazovati resničen in pošten prikaz finančnega stanja in poslovnega izida skupine družb in so revidirana s strani neodvisnih revizorjev ter predložena AJ PES za potrebe javne objave. Preglednost računov je sistemsko regulirana na

podlagi veljavne zakonodaje. Na računu za dobavljen zemeljski plin so tako ločeno prikazani zneski za porabljen zemeljski plin, omrežnina (znesek za distribucijo in znesek za meritve) ter prispevek za energetske učinkovitost, prispevek za OVE in SPTE, okoljska dajatev (taksa za CO₂), trošarina in DDV. Ker na področju maloprodajnega trga z zemeljskim plinom ni inovativnih ponudb, veljavna zakonodaja zagotavlja ustrezno raven preglednosti obračuna stroškov oskrbe.

Obveznost javne objave ponudb

Dobavitelji morajo gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem zagotoviti pregledne informacije o svojih ponudbah za dobavo zemeljskega plina in

z njimi povezanimi veljavnimi ceniki ter tudi splošne pogodbene pogoje za storitev dobave.

Dejavnosti agencije za zagotavljanje preglednosti

Agencija redno izvaja monitoring delovanja maloprodajnega trga z zemeljskim plinom, pri čemer spremlja tudi število in lastnosti objavljenih ponudb s poudarkom na hitrem ukrepanju v primeru ugotovljenih spornih praks. Podatke o aktualnih ponudbah in morebitnih spremembah značilnosti teh ponudb zavezanci mesečno predložijo agenciji, ki jih v okviru skupne kontaktne točke uporabi za elektronske storitve v skladu z ZOP. Za zagotavljanje preglednosti na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom so na spletni strani agencije uporabnikom na voljo primerjalne e-storitve, med katerimi je ključna spletna aplikacija Primerjalnik stroškov oskrbe z zemeljskim plinom (v nadaljevanju primerjalnik stroškov). Ta omogoča izračun in primerjavo zneskov za oskrbo z zemeljskim plinom za posamezni profil odjema na podlagi ponudb, ki jih v spletno aplikacijo vnašajo dobavitelji. Agencija zagotavlja tudi e-storitev »Preveri račun«, s katero lahko uporabniki preverijo pravilnost izstavljenega računa za dobavljeni plin glede na izbrano ponudbo in profil odjema. Izračun na mesečni ravni je prikazan ločeno po obračunskih komponentah.

Uporabniki primerjalnih storitev so imeli dostop do vseh cenikov oziroma do osnovnih informacij o vseh ponudbah dobaviteljev. Uporabniki primerjalnika stroškov imajo med drugim možnost, da prek seznama dobaviteljev oziroma ponudb v primerjavi hitro dostopajo do posameznih cenikov in splošnih pogodbenih pogojev dobaviteljev.

Podrobnejša analiza uporabe primerjalnih storitev na področju dobave zemeljskega plina je prikazana v poglavju Zagotavljanje preglednosti maloprodajnega trga z električno energijo. Analiza števila opravljenih primerjav in preverjanj računov

Najnižje število primerjalnih izračunov stroškov dobave zemeljskega plina od popolnega odprtja trga



potrjuje izrazito zmanjšano zanimanje uporabnikov glede izbire dobavitelja oziroma produkta dobave, saj se je število opravljenih primerjalnih izračunov v primerjavi z letom 2022 zmanjšalo za 91 %, pri

čemer se je število uporabnikov, ki so izvajali primerjalne izračune, zmanjšalo za 87 %. Primerljiv upad zanimanja beležimo na področju e-storitve, ki omogoča preverjanje izdanih računov.

Učinkovitost trga

Tržni deleži in koncentracija na maloprodajnih trgih

Dobava zemeljskega plina končnim odjemalcem

Tabela 42 prikazuje v letu 2023 dosežene tržne deleže dobaviteljev vsem končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom v Sloveniji.

TABELA 42: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV VSEM KONČNIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU Z ZEMELJSKIM PLINOM

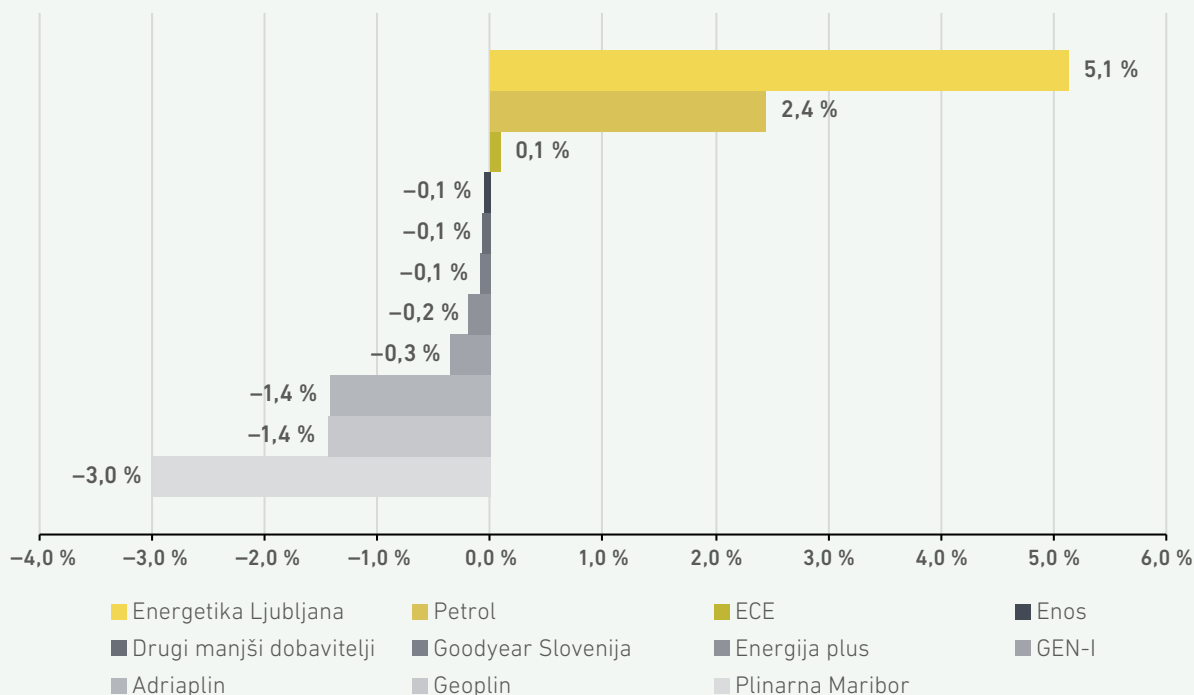
Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Geoplin	4.014	45,8 %
Energetika Ljubljana	1.187	13,5 %
Petrol	1.164	13,3 %
GEN-I	826	9,4 %
Adriaplin	669	7,6 %
Plinarna Maribor	292	3,3 %
Goodyear Slovenija	142	1,6 %
ECE	123	1,4 %
Energija plus	92	1,0 %
Enos	89	1,0 %
Drugi manjši dobavitelji	170	1,9 %
Skupaj	8.768	100,0 %¹⁴⁶
HHI maloprodajnega trga		2.624

VIR: AGENCIJA

Vrednost HHI kaže, da maloprodajni trg ostaja visoko koncentriran (HHI je več kot 2.000) in da se je vrednost HHI v primerjavi z letom 2022 znižala le za 23, kar kaže na bolj ali manj nespremenjeno stanje trga in s tem ohranitev relativno nizke konkurenčnosti maloprodajnega trga. Če obravnavamo količine dobave vsem odjemalcem, sta v letu 2023 tržni delež najbolj povečala dobavitelja Energetika Ljubljana in Petrol, največ pa so izgubili Adriaplin, Geoplin in Plinarna Maribor. Medletne spremembe tržnih deležev dobaviteljev končnim odjemalcem prikazuje slika 209.

Maloprodajni trg zemeljskega plina ostaja visoko koncentriran

146 Razlika med skupno vsoto in seštevki tržnih deležev dobaviteljev je posledica zaokroževanja na eno decimalno mesto.

SLIKA 209: SPREMEMBE TRŽNIH DELEŽEV NA TRGU ZA KONČNE ODJEMALCE V LETU 2023 GLEDE NA LETO 2022¹⁴⁷

VIR: AGENCIJA

Manjše presenečenje je znižanje tržnega deleža Adriaplina, ki je edini od dobaviteljev ponudil odjemalcem široke potrošnje ponudbe s ceno, ki je bila 10 % pod regulirano ceno s strani vlade že z aprilom. Z novembrom je nato ponudil dobavo plina istim skupinam odjemalcev po 20 % nižji ceni od regulirane, ob tem ko sta to ponudila tudi dobavitelja GEN-I in Elektro energija. Navedeni dobavitelji s ponujenimi nižjimi cenami v zadnjih dveh mesecih leta pa niso bili glavni razlog za spremembo tržnih deležev dobave, saj je glavnina dobave oskrba poslovnih odjemalcev, za katere cena plina ni bila regulirana. Stanje na maloprodajnem trgu v letu 2023 je bilo precej daleč od dobro delujočega konkurenčnega trga. Krizne razmere s tveganjem premalo dobav plina in nestabilni mednarodni veleprodajni trg, na katerem so začele cene plina rasti že od druge polovice leta 2021, so bili vzrok za rekordno visoke cene plina. Posledica tega je bila regulacija cen zemeljskega plina za gospodinjstva

in druge skupine ranljivih odjemalcev. Ob reguliranih cenah pa je bilo priložnosti odjemalcev, da z zamenjavo dobavitelja ustvarijo znatne prihranke, bolj malo, zato tudi skromno število zamenjav dobavitelja v letu 2023. Nekaj več priložnosti je bilo morebiti na voljo poslovnim odjemalcem z neregulirano ceno. Posamezni od njih so morda tvegali ali pa so bili celo prisiljeni skleniti pogodbo krajšo od leta in v teh primerih so imeli tudi več prožnosti pri iskanju ugodnejše oskrbe v letu 2023, ko so se veleprodajne cene že precej znižale. Pri ponudbah za večje poslovne odjemalce je težje oceniti razpoložljivo konkurenco na trgu na podlagi različnih cen, ker te ponudbe v večini primerov niso javno objavljene, cene dobave pa so lahko tudi dogovorjene na podlagi pogajanj in morebiti vezane na indeks veleprodajnih cen. Tržni deleži posameznih dobaviteljev ob koncu leta 2023 v precejšnji meri odražajo manjšo (slabšo) konkurenco med dobavitelji zaradi pomanjkanja zanimivih ponudb.

147 Spremembe tržnih deležev so zaokrožene na eno decimalno mesto.



Dobava zemeljskega plina poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev zemeljskega plina, ki so v letu 2023 dobavljali poslovnim končnim odjemalcem, prikazuje tabela 43.

TABELA 43: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU Z ZEMELJSKIM PLINOM

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Geoplin	4.014	52,5 %
Petrol	997	13,0 %
Energetika Ljubljana	881	11,5 %
GEN-I	559	7,3 %
Adriaplin	545	7,1 %
Goodyear Slovenija	142	1,9 %
Plinarna Maribor	133	1,7 %
ECE	92	1,2 %
Enos	89	1,2 %
Energija plus	79	1,0 %
Drugi manjši dobavitelji	120	1,6 %
Skupna	7.651	100,0 %
HHI maloprodajnega trga		3.171

VIR: AGENCIJA

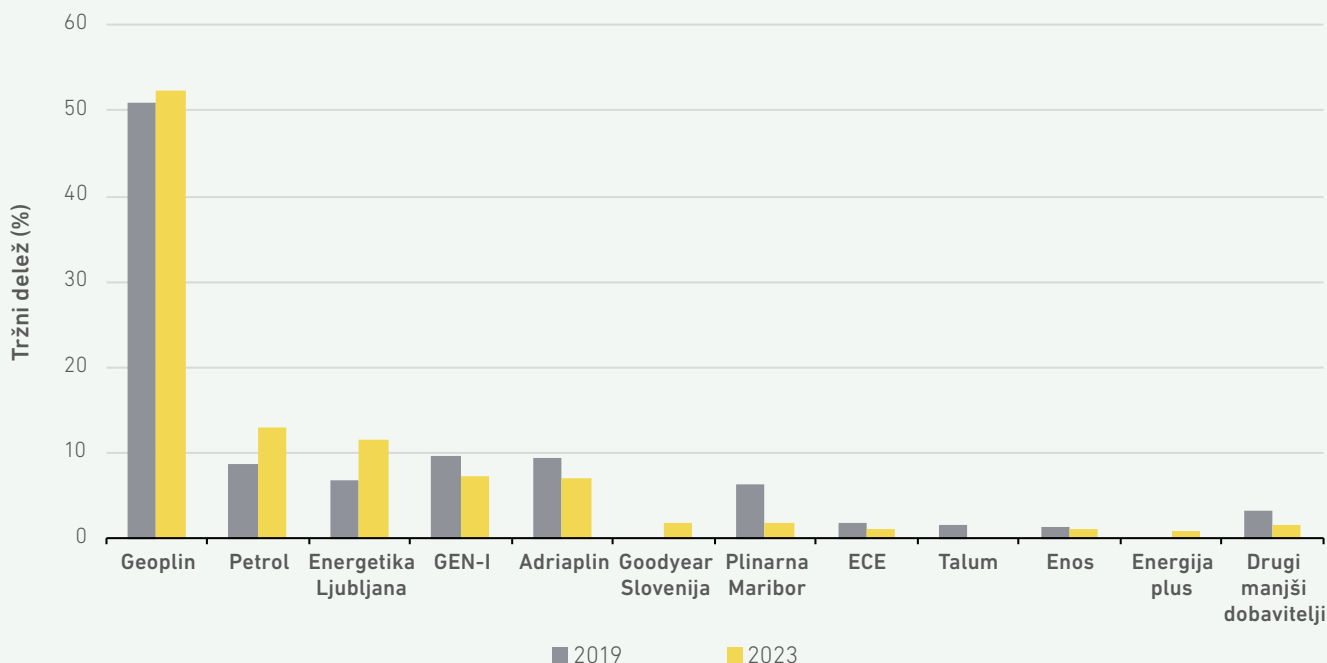
Sprememba vrednosti HHI v primerjavi z letom prej je bila sorazmerno majhna. V letu 2023 se je HHI znižal le za 88 na 3.171, kar kaže, da je maloprodajni trg ostal visoko koncentriran (HHI je več kot 2.000). Tudi na trgu dobave poslovnim odjemalcem sta podobno kot v segmentu dobave vsem odjemalcem največji delež pridobila Energetika Ljubljana in Petrol, kar je pričakovano ob dejstvu, da dobava poslovnim odjemalcem predstavlja 87,3 % celotnega odjema. Energetika Ljubljana je tržni delež povečala za 5,8 odstotne točke, medtem ko je Petrol tržni delež povečal za 2,7 odstotne točke. Preostali dobavitelji so tržne deleže izgubili. Največji del tržnega deleža so izgubili Plinarna Maribor v višini -3,7 %, Adriaplin -1,8 % in Geoplin -1,7 %.

Iz primerjave tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letih 2019 in 2023, ki jo prikazuje slika 210, je razvidno, da so v petletnem obdobju svoj delež povečali Energetika Ljubljana (+4,7 odstotne točke), Petrol (+4,4 odstotne točke), Geoplin (+1,6 odstotne točke) in Energija plus (za odstotno točko), znižanje pa je bilo najizrazitejše pri Plinarni Maribor (-4,7 odstotne točke), Adriaplinu (-2,4 odstotne točke), GEN-I (-2,2 odstotne točke)

in skupini manjših dobaviteljev (-1,7 odstotne točke). Deleži dobave zemeljskega plina poslovnim odjemalcem kažejo na zmanjšanje konkurenčnosti trga za odjemalce, saj so po količinah dobave največji trije dobavitelji svoje deleže okrepili s skupnih 70 % na 77 %. Na dogajanje je verjetno še vedno vplivala zadržanost manjših dobaviteljev pri sklepanju pogodb o dobavi z novimi odjemalci glede na slabe izkušnje na trgu iz leta prej, ko so bile razmere na trgu nestabilne in cene zemeljskega plina zelo nihajne. Ena izmed večjih ovir za bolj konkurenčen trg je bistveno višje finančno tveganje na strani manjših dobaviteljev, ki so v obdobju negotovosti precej bolj izpostavljeni in odjemalci posledično iščejo varnost in zanesljivost oskrbe pri večjih in uveljavljenih dobaviteljih.

**Največji dobavitelji poslovnim odjemalcem
še povečali skupni tržni delež**

SLIKA 210: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV POSLOVNIM ODJEMALCEM V LETIH 2019 IN 2023



VIR: AGENCIJA

Dobava zemeljskega plina gospodinjskim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev zemeljskega plina na tržnem segmentu maloprodajnega trga gospodinjskih odjemalcev v letu 2023 prikazuje tabela 44.

TABELA 44: TRŽNI DELEŽI IN HHI DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM NA MALOPRODAJNEM TRGU Z ZEMELJSKIM PLINOM

Dobavitelj	Dobavljena energija [GWh]	Tržni delež
Energetika Ljubljana	307	27,5 %
Gen-I	266	23,9 %
Petrol	167	15,0 %
Plinarna Maribor	159	14,2 %
Adriaplin	124	11,1 %
ECE	31	2,7 %
Istrabenz plini	25	2,2 %
Energija plus	13	1,1 %
Drugi manjši dobavitelji	26	2,3 %
Skupna	1.117¹⁴⁸	100 %
HHI maloprodajnega trga		1.892

VIR: AGENCIJA

148 Razlika med skupno vsoto in seštevki dobavljene energije dobaviteljev je posledica zaokroževanja števil.



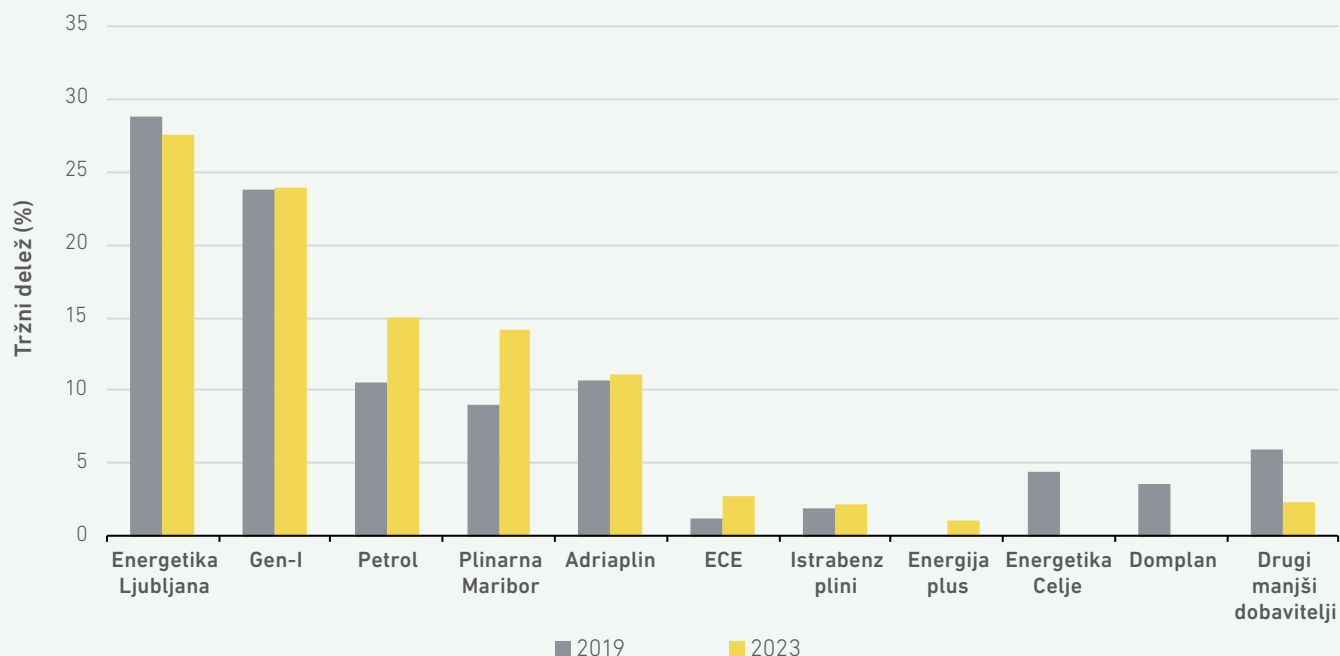
Vrednost HHI kaže, da je maloprodajni trg dobave gospodinjstvom ostal zmerno koncentriran (HHI je manjši od 2.000), čeprav se je vrednost HHI že drugo leto zapored povišala. V primerjavi z letoma 2021 in 2022, ko je HHI znašal 1.657 oziroma 1.731, se je HHI v letu 2023 povečal za 161. Tržni delež treh največjih dobaviteljev (CR3) je znašal dobrih 66,3 %, kar je 2,2 % več kot leto prej. Navedeni delež so si razdelili isti trije največji dobavitelji kot v letu 2022. Med preostalimi dobavitelji z deležem dobave nad odstotkom vseh dobavljenih količin gospodinjstvom sta izpadla Domplan, ki je prenehal z dejavnostjo dobave, in Energetika Celje, ki je sprva nameravala prenehati z izvajanjem dobave, nato pa so ostali na trgu z bistveno nižjim deležem dobave. Delež dobave Domplana in Energetike Celje je rezultiral spremembe v deležih preostalih dobaviteljev.

V letu 2023 je v primerjavi z letom prej za 2,2 odstotne točke uspelo tržni delež povečati Plinarski Maribor, za 1,3 odstotne točke Adriaplino in za odstotno točko GEN-I. Tržne deleže so povečali še Petrol, ECE ter Energetika Ljubljana, in sicer za 0,7 %, 0,6 % in 0,4 %. Na drugi strani sta za največje zmanjšanje tržnega deleža v segmentu gospodinjstvom odgovorna Domplan, ki je z dobavo prenehal v letu 2022, in Energetika Celje, ki je ob napovedi prenehanja dobave zmanjšala delež dobavljenih količin za 86 % glede na leto 2022. Delež dobave se je zmanjšal še Energiji plus, Istrabenz plinom in drugim manjšim dobaviteljem. Pri prvih dveh je bil delež nižji za 0,3 odstotne točke, pri drugih manjših dobaviteljih pa se je tržni delež zmanjšal za 1,2 odstotne točke. Pri navedenih spremembah tržnih deležev so vzroki sprememb mešane narave, od že navedenega prenehanja oziroma napovedi prenehanja dobave posameznega dobavitelja do nepripravljenosti posameznih dobaviteljev za sklepanje novih pogodb o dobavi zaradi še vedno nepredvidljivih razmer na plinskem trgu.

Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjstvom v petletnem obdobju prikazuje slika 211. Tržni delež sta najbolj povečala Plinarska Maribor (+5,2 odstotne točke) in Petrol (4,4 odstotne točke). Tržni delež se je na drugi strani v teh letih najbolj znižal Energetiki Celje (-4,5 odstotne točke), Energetiki Ljubljana (-1,3 odstotne točke) in drugim manjšim dobaviteljem (-3,7 odstotne točke).

Maloprodajni trg dobave gospodinjstvom ostaja zmerno koncentriran

SLIKA 211: PRIMERJAVA TRŽNIH DELEŽEV DOBAVITELJEV GOSPODINJSKIM ODJEMALCEM V LETIH 2019 IN 2023



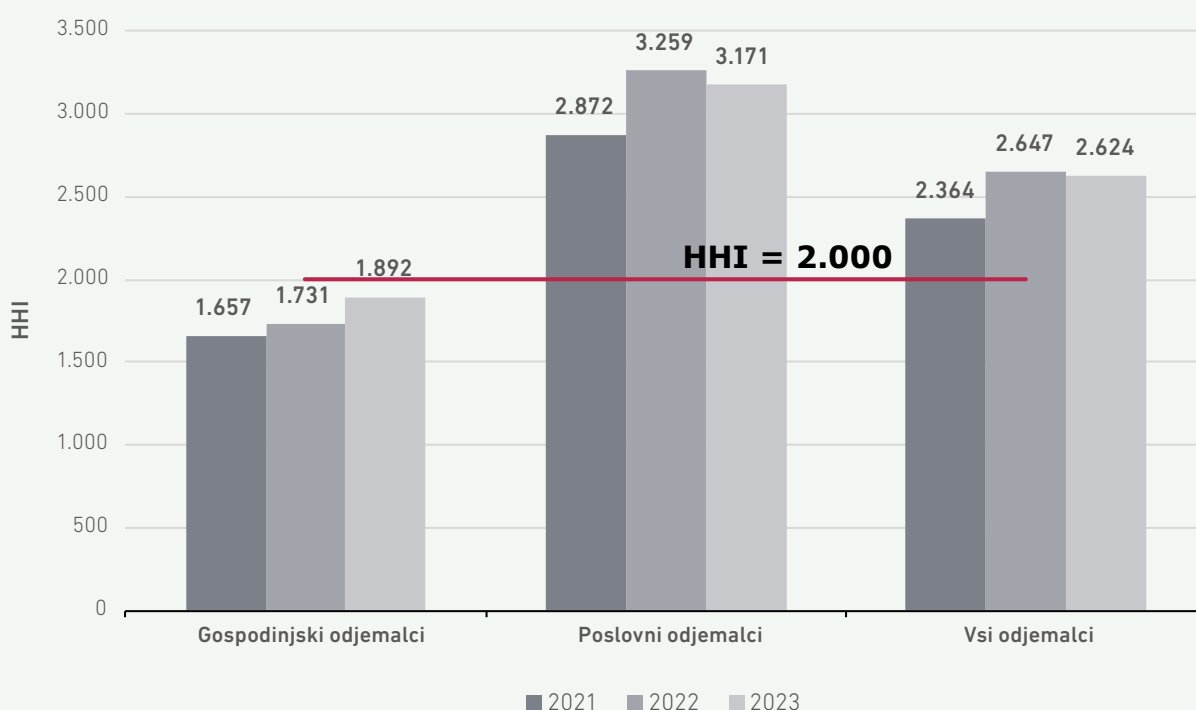
VIR: AGENCIJA

Primerjava koncentracij na zadevnih trgih

V letu 2023 se je vrednost HHI povečala v segmentu dobave na maloprodajnem trgu gospodinjskih odjemalcev, pri poslovnih odjemalcih pa je bilo evidentirano manjše znižanje. Manjše znižanje vrednosti HHI je bilo tudi v opazovanem segmentu vseh odjemalcev. Vrednosti HHI za triletno obdobje prikazuje slika 212. Obstoječe stanje maloprodajnega trga

ne odraža zelenega stanja konkurenčnega trga. Segment gospodinjskih odjemalcev ostaja edini opazovani trg z zmerno koncentracijo, vendar se je v zadnjih treh letih približal mejni vrednosti. Trg poslovnih odjemalcev je glede na vrednost HHI visoko koncentriran trg, kjer ni opaziti bistvenega izboljšanja.

SLIKA 212: GIBANJE HHI NA MALOPRODAJNIH TRGIH V OBDOBJU 2021–2023



VIRI: DOBAVITELJI

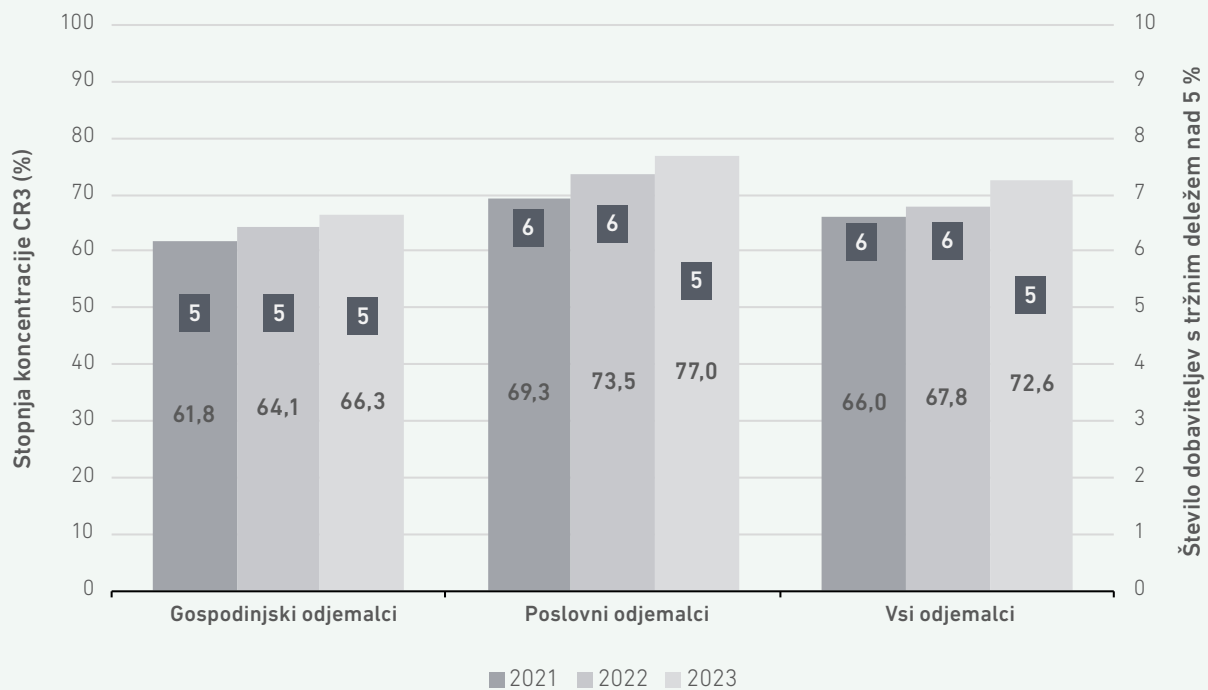
Slika 213 prikazuje indeks stopnje koncentracije treh CR3¹⁴⁹ na posameznih segmentih trga v zadnjih treh letih. Vrednosti CR3 so na segmentih dobave poslovnim odjemalcem in vsem odjemalcem v letu 2023 presegle mejo visoke stopnje koncentracije (70 %). Negativen trend povečevanja stopnje koncentracije v letu 2023 v primerjavi z letoma 2021 in 2022 je moč opaziti tako pri dobavi gospodinjskim kot tudi poslovnim odjemalcem.

Negativni trendi so predvsem odraz zaostrenih in nestabilnih razmer na trgu z zemeljskim plinom, zaradi česar so v letu 2022 štirje dobavitelji prenehali z dobavo zemeljskega plina, v letu 2023 pa so dobavitelji ostali precej zadržani in na podlagi precej nižjih veleprodajnih cen plina večini odjemalcev široke potrošnje niso ponudili bistveno nižjih cen od reguliranih.

149 Skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu.



SLIKA 213: STOPNJA KONCENTRACIJE CR3 IN ŠTEVILO DOBAVITELJEV S TRŽNIM DELEŽEM, VEČJIM OD 5 %, V OBDOBJU 2021–2023



VIRI: DOBAVITELJI

Menjave dobavitelja

Število menjav dobavitelja je eden izmed ključnih kazalnikov dobro delujočega maloprodajnega trga. V letu 2023 težko govorimo o dobro delujočem trgu, ker je bilo obdobje z namenom zaščite gospodinjstvih in drugih skupin ranljivih odjemalcev zaznamovano z oskrbo s plinom po regulirani navzgor omejeni ceni in odjemalci niso imeli na razpolago večje raznolikosti ponudb. V začetku leta so vsi dobavitelji ponujali dobavo plina po enaki ceni v višini navzgor omejene cene z vladno Uredbo o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema. Od aprila do novembra, ko pri večini gospodinjstvih odjemalcev skrb za strošek ogrevanja ni v ospredju zaradi konca kurilne sezone in manjše porabe, je le eden od dobaviteljev ponujal ceno dobave, ki je bila 10 % nižja od regulirane cene. Z novembrom so nato trije dobavitelji ponujali dobavo po ceni, ki

je bila približno 20 % nižja od regulirane, vendar glede na reakcijski čas odjemalcev in čas potreben za zamenjavo dobavitelja, število izvedenih zamenjav ni bilo visoko. Na to pa je zelo verjetno vplival tudi ukrep vlade, ki je ob koncu oktobra z uredbo na novo zamejila ceno plina v obdobju od 1. januarja 2024 do 30. aprila 2024 na vrednost, skoraj izenačeno s ponodbami treh najugodnejših dobaviteljev za obdobje zadnjih dveh mesecev leta 2023. Posledično so vsi gospodinjstvi odjemalci spet prešli na oskrbo po enotni regulirani ceni. Na podlagi evidentiranega števila odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja, lahko domnevamo, da večji del odjemalcev, ki so v preteklosti že bili aktivni pri iskanju ugodnejših ponudb, ni bilo posebej aktivnih, med preostalimi pa se jih precej verjetno še vedno ne zaveda možnosti menjave dobavitelja.

Na podlagi navedenega lahko zaključimo, da je bil maloprodajni trg zemeljskega plina v letu 2023 precej statičen, kar je razvidno iz statistike zamenjav dobavitelja. Število zamenjav dobavitelja je bilo daleč najnižje v obdobju od leta 2012, ko je maloprodajni trg z zemeljskim plinom z vstopom takrat novega dobavitelja GEN-I resnično zaživel. Dobavitelja zemeljskega plina je zamenjalo le 2.082 odjemalcev, priključenih na distribucijsko omrežje, in sicer 1.324 gospodinjstvih in 758 poslovnih

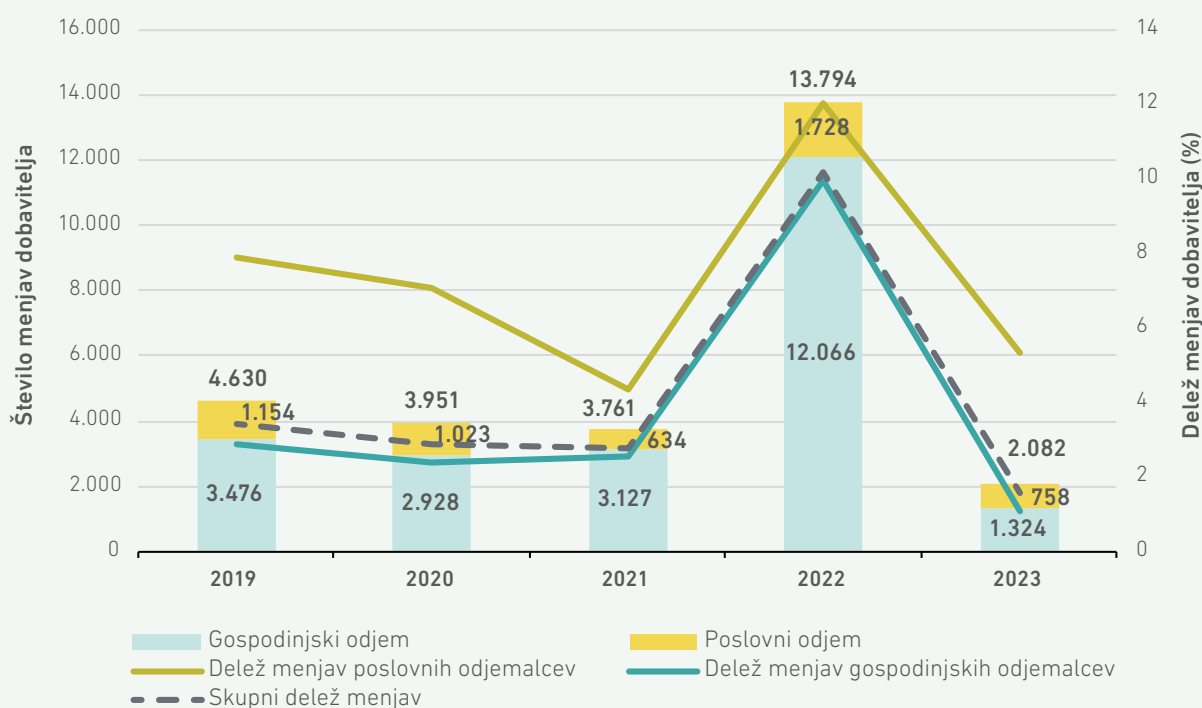
Najnižje število zamenjav dobavitelja v obdobju od odprtja trga z zemeljskim plinom

odjemalcev. Pri gospodinjstvih odjemalcih je bilo zaznati večje število menjav dobavitelja v prvem trimesečju leta, kar je verjetno delno pogojeno s prenehanjem izvajanja dejavnosti distribucije zemeljskega plina Komunalnega podjetja Vrhnika in napovedi o prenehanje dobave. Drugi val povečane intenzivnosti je bil v juniju in juliju, kar bi lahko bil odziv na ponujeno nižjo ceno dobavitelja AdriaPlin, tretji odklon navzgor pa je bil ob koncu leta, največ v decembru. V primerjavi z letom 2022 je skupno število menjav upadlo za kar 85 %, 89 % pri gospodinjstvih in 56 % pri poslovnih odjemalcih.

Če izvajamo leto 2022, ko je zaradi prehoda odjemalcev na drugega dobavitelja zaradi prenehanja opravljanja te dejavnosti bilo število menjav dobavitelja visoko, je razviden trend zniževanja števila zamenjav dobavitelja že od leta 2015. Število zamenjav dobavitelja v letu 2023 je bilo kar 75 % nižje od števila menjav v letu 2015 oziroma skoraj 70 % nižje od povprečja v obdobju 2012–2022.

Trend gibanja skupnega števila menjav in deleža menjav glede na tip odjema v obdobju 2019–2023 je prikazan na sliki 214.

SLIKA 214: GIBANJE ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

Delež menjav dobavitelja je pri gospodinjstvih odjemalcih v letu 2023 dosegel le dober odstotek, kar kaže na neaktivnost odjemalcev, ki pa je med drugim posledica že navedenih pogojev dobave, ki so bolj ali manj izenačeni pri vseh dobaviteljih. Nekoliko boljše je bilo pri poslovnih odjemalcih, kjer je delež zamenjav dosegel 5,3 %. Rezultat višjega deleža menjav lahko razumemo kot povečan interes za iskanje ugodnejših pogojev dobave pri odjemalcih, ki so v letu 2022 plačevali rekordno visoke cene za dobavo plina, zniževanje veleprodajnih cen v letu 2023 pa je posameznim skupinam večjih odjemalcev, ki niso bili pogodbeno vezani

Gospodinjstvi odjemalci zemeljskega plina so se le malo odzivali na nižjo ceno plina od regulirane

na daljši rok, že ponujalo možnost sklepanja novih pogodb o dobavi po nižjih cenah.



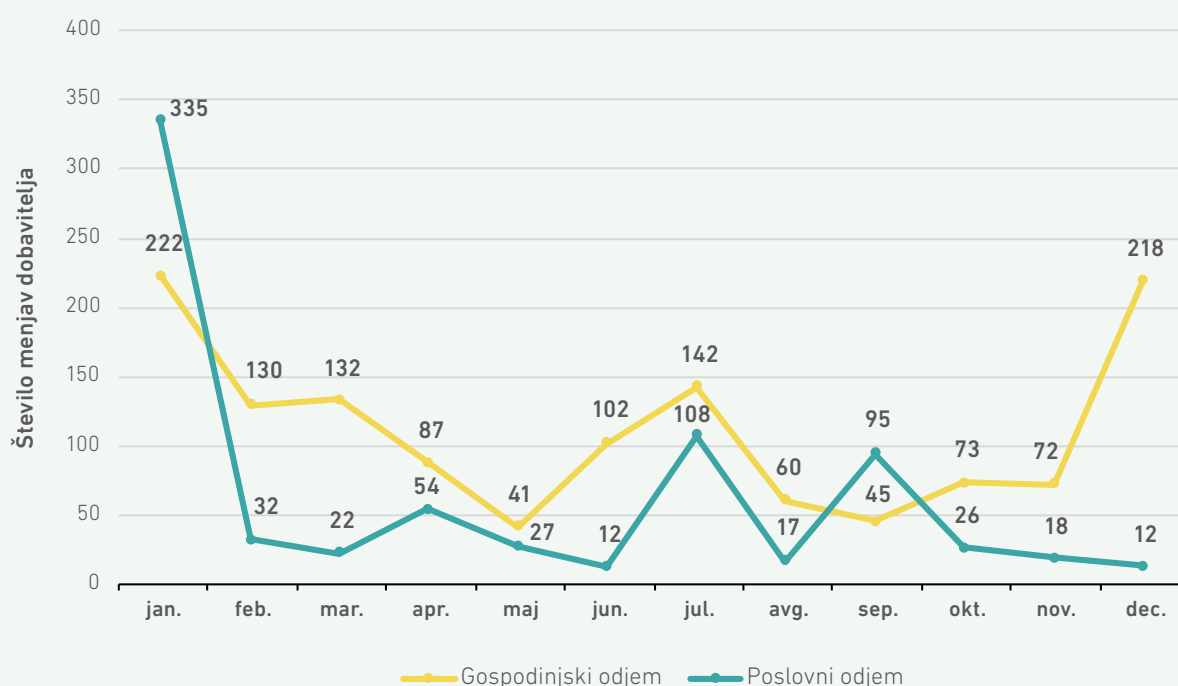
V preteklih letih je bil najvišji delež menjav¹⁵⁰ dobavitelja v EU na podlagi merilnih mest z več kot 26 % zabeležen na Nizozemskem in v Belgiji. Omenjeni državi sta na letni ravni edini presegle vrednost 20 %, kar je tudi meja najbolj razvitih oz. aktivnih trgov.

V letu 2023 je bilo pri poslovnih odjemalcih moč opaziti povečano število menjav dobavitelja v začetku leta, kar je običajno posledica potekov sklenjenih pogodb o dobavi za določen čas, ki so pogosto sklenjene za obdobje koledarskega leta. V nadaljevanju je opaziti še povečano število zamenjav v juliju in septembru, ko so veleprodajne cene dosegle nivoje blizu najnižjih vrednosti v letu 2023. Poslovni odjemalci so več kot 44 % vseh menjav

Največ, kar 44,2 % menjav dobavitelja pri poslovnih odjemalcev je bilo izvedenih januarja 2023

opravili v januarju, medtem ko je delež menjav v januarju, juliju in septembru, ko je bilo menjav največ, predstavljal kar 71 % vseh v letu izvedenih menjav. Število menjav dobavitelja pri gospodinskih in poslovnih odjemalcih po posameznih mesecih prikazuje slika 215.

SLIKA 215: DINAMIKA ŠTEVILA MENJAV DOBAVITELJA GLEDE NA TIP ODJEMA



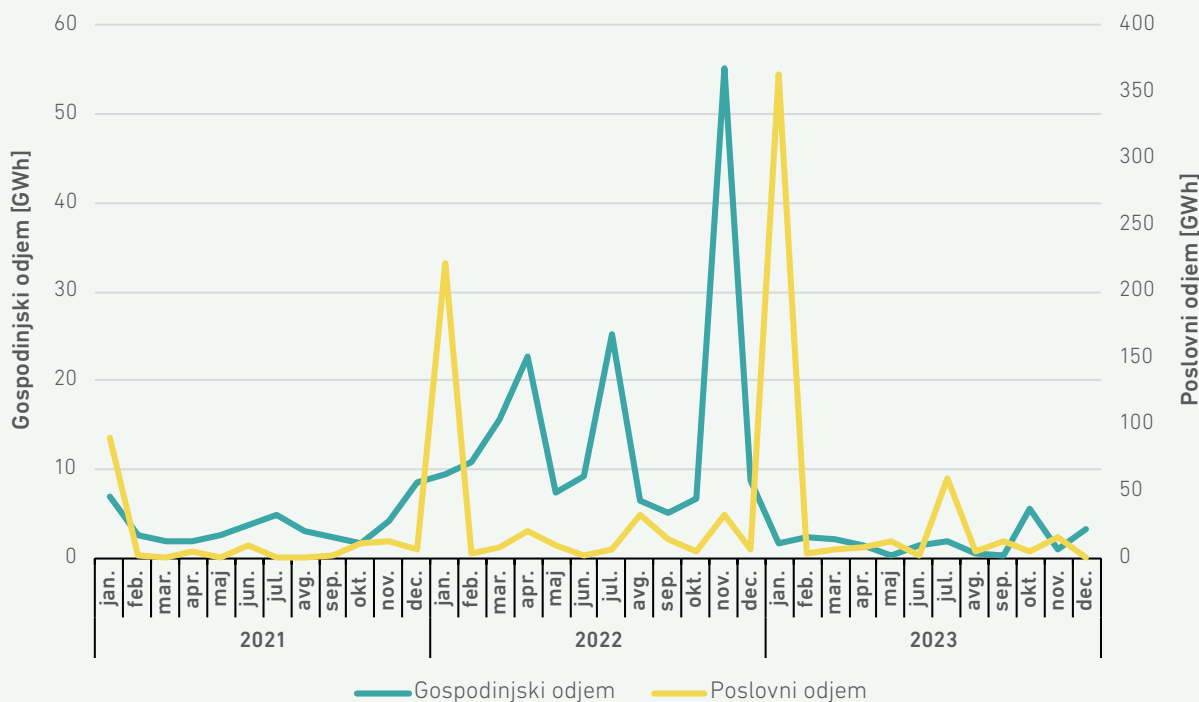
VIR: AGENCIJA

Zamenjana količina energije je predvidena letna poraba zemeljskega plina odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja. Pri poslovnih odjemalcih je bila na letni ravni evidentirana rast v višini 36 %. Samo v januarju je bila količina predvidene letne porabe plina odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja, praktično izenačena z zamenjano količino energije

v celotnem letu 2022. Povsem drugače je bilo pri gospodinskih odjemalcih, kjer se je v letu 2023 zamenjana količina energije znižala za 88 %. Trend gibanja količine zamenjanega zemeljskega plina po mesecih v obdobju 2021–2023 prikazuje slika 216.

150 ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021 – Energy Retail and Consumer Protection Volume, oktober 2022, slika 17.

SLIKA 216: KOLIČINE ZAMENJANEGA PLINA GLEDE NA TIP ODJEMA



VIR: AGENCIJA

Količina zamenjanega plina na segmentu gospodinjskega odjema je bila najvišja v oktobru pred začetkom kurilne sezone, v zadnjih treh mesecih leta pa je bil delež letno zamenjanih količin skoraj 45 %. Na segmentu poslovnega odjema je bila zamenjana količina zemeljskega plina najvišja v januarju, ko je bilo zamenjanih dobrih 73 % letno

zamenjanih količin. Večji delež zamenjanih količin je bil evidentiran tudi v juliju, ko je ta delež znašal dobrih 12 %. Sprememba vzorca je predvsem posledica relativno statičnih razmer maloprodajnega trga za gospodinjske odjemalce, medtem ko so poslovni odjemalci že imeli več možnosti za prestop na oskrbo pod ugodnejšimi pogoji.

Ocena potencialnih koristi pri menjavi dobavitelja

Za dobro delujoč maloprodajni trg so značilne raznolike ponudbe o dobavi, ki odjemalcem ponujajo možnosti oskrbe pod raznolikimi pogoji in tudi možnost doseganja prihrankov, če sledijo aktualnim ponudbam dobaviteljev in izbirajo za njih najugodnejše. Z menjavo dobavitelja lahko vsako gospodinjstvo ali pravna oseba zmanjša svoj letni strošek oskrbe z zemeljskim plinom, vpliva na plačilne pogoje in druge določbe pogodbenega razmerja z dobaviteljem oziroma pridobi dodatne ugodnosti, vezane na posamezno ponudbo, vendar le pod pogojem, ko je na trgu dovolj konkurence, ki si prizadeva pridobiti nove odjemalce in povečati delež oskrbe. Vse to pa žal ne odraža značilnosti slovenskega maloprodajnega trga v letu 2023, ko so bile v veljavi navzgor omejene regulirane cene za gospodinjske in posamezne skupine negospodinjskih odjemalcev. Mesečna poraba zemeljskega plina je pri večini gospodinjskih odjemalcev povezana

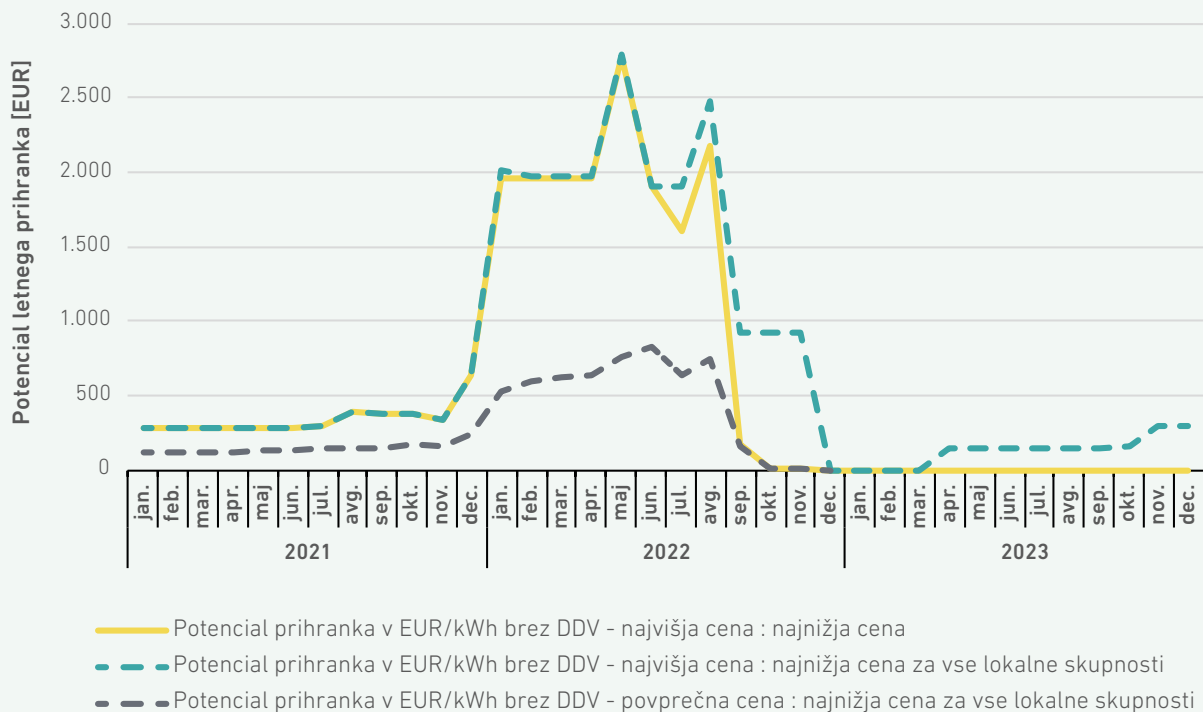
Potencialni prihranki ob zamenjavi dobavitelja niso bili dovolj spodbudni za večje število menjav dobavitelja

z obdobjem kurilne sezone, zato imajo odjemalci v hladnejših mesecih, ko je poraba praviloma največja, možnost ustvarjanja prihrankov, če so oskrbovani na podlagi cenovno najugodnejših ponudb.

Potencialne prihranke za značilnega gospodinjskega odjemalca z letnim odjemom 20.000 kWh prikazuje slika 217.



SLIKA 217: POTENCIALNI PRIHRANEK LETNIH STROŠKOV OSKRBE V PRIMERU MENJAVE DOBAVITELJA ZA ZNAČILNEGA GOSPODINJSKEGA ODJEMALCA V OBDOBJU 2021–2023



VIR: AGENCIJA

V posameznem mesecu prikazan potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja z najvišjo ceno dobave z dobaviteljem z najnižjo ceno dobave je izračunan ob predpostavki, da oskrba pod nespremenjenimi pogoji traja neprekinjeno 12 mesecev. Glede na precej spremenljive pogoje pri oskrbi s plinom na mednarodnih trgih, ki smo jim priča že od sredine leta 2021, so nespremenljivi pogoji oskrbe na daljši rok manj verjetni, prikazan znesek potencialnega prihranka 292 evrov pa zgolj teoretične narave. Prikaz potencialnih prihrankov v letu 2023 v primeru razlik med povprečno ceno in najnižjo ceno plina za vse lokalne skupnosti nima vrednosti, ker o povprečnih cenah težko govorimo, če ima večina odjemalcev regulirano ceno, manjši delež pa ponudbo z nekoliko nižano ceno, zato je ta prikaz v letu 2023 izločen.

V prvih treh mesecih leta je bil vsem gospodinjskim odjemalcem omogočen dostop le do ponudb po enotni regulirani ceni 0,073 EUR/kWh in možnosti za prihranke v primeru zamenjave dobavitelja ni bilo. V nadaljevanju leta je dobavitelj Adriaplin do novembra kot edini ponujal dobavo po ceni 10 % pod regulirano ceno. S pristopom k tej ponudbi so gospodinjski odjemalci lahko na mesečni ravni prihranili nekaj manj kot evro na vsako porabljeno kWh plina. Če bi to razliko v ceni lahko koristili za celotno

obdobje 12 mesecev, bi v primeru porabe 20.000 kWh lahko prihranili okoli 178 evrov. Glede na razpoložljivost ponudbe v obdobju manjše porabe je bil ta prihranek bistveno nižji. V novembru in decembru so trije dobavitelji ponudili dobavo po ceni, ki je bila malenkost nižja od nove vrednosti regulirane cene za obdobje od 1. januarja 2024 do 30. aprila 2024. V novembru in decembru predstavlja poraba pri gospodinjskem odjemalcu, ki uporablja plin med drugim tudi za ogrevanje bivalnih prostorov, približno 30-odstotni delež letne porabe odjemalca. Ob upoštevanju tega so lahko odjemalci v teh dveh mesecih prihranili do 87 evrov, če so uspeli dovolj hitro zamenjati dobavitelja in če jih je nov dobavitelj po novi nižji ceni oskrboval od 1. novembra 2023 naprej. S koncem leta oziroma začetkom leta 2024 so se cene dobave za gospodinjske odjemalce ponovno skoraj poenotile s tem, ko so se pričele uporabljati določbe Uredbe o določitvi cene zemeljskega plina iz plinskega sistema (Uradni list RS, št. 107/23), ki določajo, da je najvišja dovoljena drobnoprodajna cena zemeljskega plina za nadomestno in osnovno oskrbo z zemeljskim plinom za gospodinjske odjemalce in skupne gospodinjske odjemalce 0,05990 EUR/kWh, kar je odjemalcem ponovno vzelo možnost doseganja prihrankov na podlagi iskanja ugodnejših ponudb in zamenjav dobavitelja.

Ukrepi za spodbujanje konkurence

Agencija spremlja maloprodajni trg z zemeljskim plinom ter pri tem sodeluje z regulativnimi in nadzornimi organi na državni ravni, na primer s Tržnim inšpektoratom Republike Slovenije, Javno agencijo Republike Slovenije za varstvo konkurence ter po potrebi tudi z neodvisnimi in neprofitnimi potrošniškimi organizacijami. Ukrepi agencije so raznovrstni in izhajajo iz internih analiz agencije, bilateralnega delovanja in iz rezultatov javnih posvetovanj. V okviru spletne skupne kontaktne točke agencija skrbi za ažurnost pomembnih informacij o dogajanju na trgu.

V Sloveniji je bila v letu 2023 določena najvišja dovoljena maloprodajna cena zemeljskega plina za gospodinske in male poslovne odjemalce ter za odjem, kjer se plin uporablja v skupnih kotlovnih (večstanovanjske stavbe, vrtci, šole, osnovne socialne službe, idr.). Najvišja dovoljena maloprodajna cena zemeljskega plina za gospodinske odjemalce in skupne gospodinske odjemalce je znašala 0,073 EUR/kWh, za ostale odjemalce pa 0,079 EUR/kWh. Vlada je tudi za obdobje od 1. januarja 2024 do 30. aprila 2024 določila najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno zemeljskega plina za gospodinske odjemalce ter druge odjemalce, ki plin potrebujejo za proizvodnjo toplote za gospodinske odjemalce toplote, v višini 0,0599 EUR/kWh.

Na trgu z zemeljskim plinom se nadaljujejo dejavnosti za poenotenje najpomembnejših procesov izmenjave podatkov na ravni Slovenije in na regionalni ravni.

V Sloveniji je operater prenosnega sistema nadaljeval razvoj enotnega informacijskega sistema (EIS), ki ga je v letu prej vzpostavil na podlagi Zakona o spremembah in dopolnitvah Zakona o oskrbi s plini (ZOP-A). V letu 2023 je bilo v EIS implementirano standardizirano označevanje merilnih mest v distribucijskih sistemih zemeljskega plina v Sloveniji v skladu z Aktom o identifikaciji entitet v elektronski izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom. EIS je bil tudi nadgrajen z novimi funkcionalnostmi, da bolje podpira izmenjavo podatkov za zanesljivo oskrbo. EIS tako podpira natančnejše razvrščanje odjemnih mest v delu, ki se nanaša na bistvene socialne službe. Poleg tega EIS podpira učinkovito izmenjavo podatkov o odjemnih mestih za potrebe delovanja trga, kar bo vse pomembnejše v prihodnjem razvoju in povezovanju trgov z električno energijo in zemeljskim plinom.



Zanesljivost oskrbe z zemeljskim plinom

Po hitrih in korenitih spremembah razmer glede oskrbe z zemeljskim plinom v letu 2022 so se te v letu 2023 stabilizirale. Zanesljivost oskrbe v letu 2023 ni bila ogrožena niti v Sloveniji niti v drugih državah članicah EU. V tem letu se je nadaljevalo intenzivno sodelovanje med pristojnimi organi držav članic, regulativnimi organi in Evropsko komisijo ter združenji v okviru Koordinacijske skupine za plin pri Evropski komisiji. To sodelovanje je obsegalo redno izmenjavo informacij med člani skupine, ki je bila pripravljena tudi na morebitno usklajeno ukrepanje, če bi bilo to potrebno. Na ravni Slovenije pa se je redno sestajala krizna skupina, v kateri so predstavniki ministrstva, agencije, operaterja prenosnega sistema in dobaviteljev pazljivo spremljali situacijo glede oskrbe in bi po potrebi usklajevali ukrepe na ravni Slovenije. Vse te dejavnosti so močno prispevale k odpornosti celotnega plinskega sistema ter visoki zanesljivosti oskrbe v EU in državah članicah.

Zaradi spremenjenih razmer je vse leto 2023 (do konca marca 2024) veljala prostovoljna omejitev porabe plina. Uvedena je bila že v letu 2022 z Uredbo (EU) 2022/1369¹⁵¹ o koordiniranem zmanjšanju porabe plina, podaljšana in dopolnjena z Uredbo (EU) 2023/706¹⁵². Ciljna raven zmanjšanja je bila 15 % nižja poraba glede na povprečno porabo med 1. aprilom 2017 in 31. marcem 2022. Poraba plina na ravni EU je po poročanju Evropske komisije zmanjšala za okoli 18 % od avgusta 2022 do decembra 2023. V Sloveniji se je poraba plina v obdobju od začetka aprila 2023 do konca marca 2024 zmanjšala za 10,7 %. Odjemalci v Sloveniji in v drugih državah članicah EU so delno zmanjšali porabo energije, del potreb po energiji pa preusmerili na druge vire.

9,3 manjša poraba plina v primerjavi s povprečno porabo referenčnega obdobja (1. april 2017 - 31. marec 2022)

Razmere pri oskrbi s plinom stabilizirane, oskrba nemotena, nadaljuje se usklajevanje in pripravljenost na morebitne ukrepe

Najpomembnejši vir prožnosti pri dobavi plina v EU so skladišča. Ta so bila na ravni EU 1. novembra 2023 napolnjena 99-%, kar presega zahtevano 90-% raven. V zimski sezoni 2023/24, v kateri so bile temperature v večini držav članic EU nadpovprečno visoke, je bila poraba plina iz skladišč zelo nizka in raven napolnjenosti skladišč ob koncu zimske sezone 1. aprila 2024 kar 59 %, to je najvišja doslej.

Prenovljene ocene tveganj na regionalni ravni in v Sloveniji

Del prizadevanj za zanesljivo oskrbo na ravni EU je tudi prenova ocen tveganj, ko jih je za več regij (rizičnih skupin) opravila Evropska komisija. Iz teh ocen je bilo jasno, da je bil najpomembnejši ukrep prostovoljno zmanjšanje porabe za 15 %, ki bi lahko postalo tudi zavezujoče, če bi razmere to zahtevale. Poleg novih ocen tveganj na regionalni ravni je agencija prenovila oceno tveganj, ki vplivajo na zanesljivo oskrbo s plinom v Sloveniji. Tudi ta ocena je pokazala, da se večino tveganj obvlada brez prekinitev dobave, če je poraba prostovoljno zmanjšana za vsaj 15 %, kot je navedeno zgoraj. Slovenija nima lastnih virov niti skladišč plina, zato je izpostavljena spremembam na plinskem trgu in pri zanesljivosti oskrbe, še posebej, če bi prišlo do enostranskih ali drugače neusklajenih ukrepov.

151 Uredba Sveta (EU) 2022/1369 z dne 5. avgusta 2022 o usklajenih ukrepih za zmanjšanje povpraševanja po plinu.

152 Uredba Sveta (EU) 2023/706 z dne 30. marca 2023 o spremembi Uredbe (EU) 2022/1369 glede podaljšanja obdobja zmanjšanja povpraševanja pri ukrepih za zmanjšanje povpraševanja po plinu ter okrepitve poročanja in spremljanja njihovega izvajanja.

Če bi prišlo do največjega pomanjkanja plina, ki bi prizadelo tudi zaščitene odjemalce, bi država lahko zaprosila za solidarnostno pomoč sosednje države. Takšno pomoč urejata meddržavna sporazuma z Italijo iz leta 2022 in s Hrvaško iz leta 2023.

S spremembo Zakona o oskrbi s plini je ministristvo, pristojno za energijo, 1. maja 2023 postalo pristojni organ v skladu z Uredbo (EU) 2017/1938 Evropskega parlamenta in Sveta o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in o razveljavitvi Uredbe (EU) št. 994/2010. Od tega dne agencija opravlja vse podporne naloge in ministristvu zagotavlja potrebne podlage in podatke za sprejemanje odločitev, npr. o morebitni razglasitvi stopnje krize. Spremenjenemu statusu sta sledili tudi prilagoditvi načrta za izredne razmere in načrta preventivnih ukrepov, ki ju je izdalo ministristvo v obliki odredb. Vsebinskih sprememb v načrtu za izredne razmere je bilo le malo, saj je bil akt vsebinsko prenovljen leto prej. V načrtu preventivnih ukrepov je bila upoštevana nova ocena tveganj, pa tudi sicer je bilo stanje posodobljeno.

Obveznost dobaviteljev za izpolnjevanje standarda oskrbe

Pristojni organi enajstih držav članic so že v letu 2022 razglasili prvo od treh stopenj krize, to je stopnja zgodnjega opozarjanja, med njimi je bila julija 2022 tudi Slovenija. Ena država članica je razglasila drugo stopnjo krize, to je stopnja pripravljenosti. V letu 2023 je stanje ostalo nespremenjeno, nobena dodatna država članica ni razglasila stopnje krize, nobena pa tudi ni preklicala že razglašene stopnje, saj niso odpravljene razlogi, zaradi katerih je bila razglašena stopnja krize.

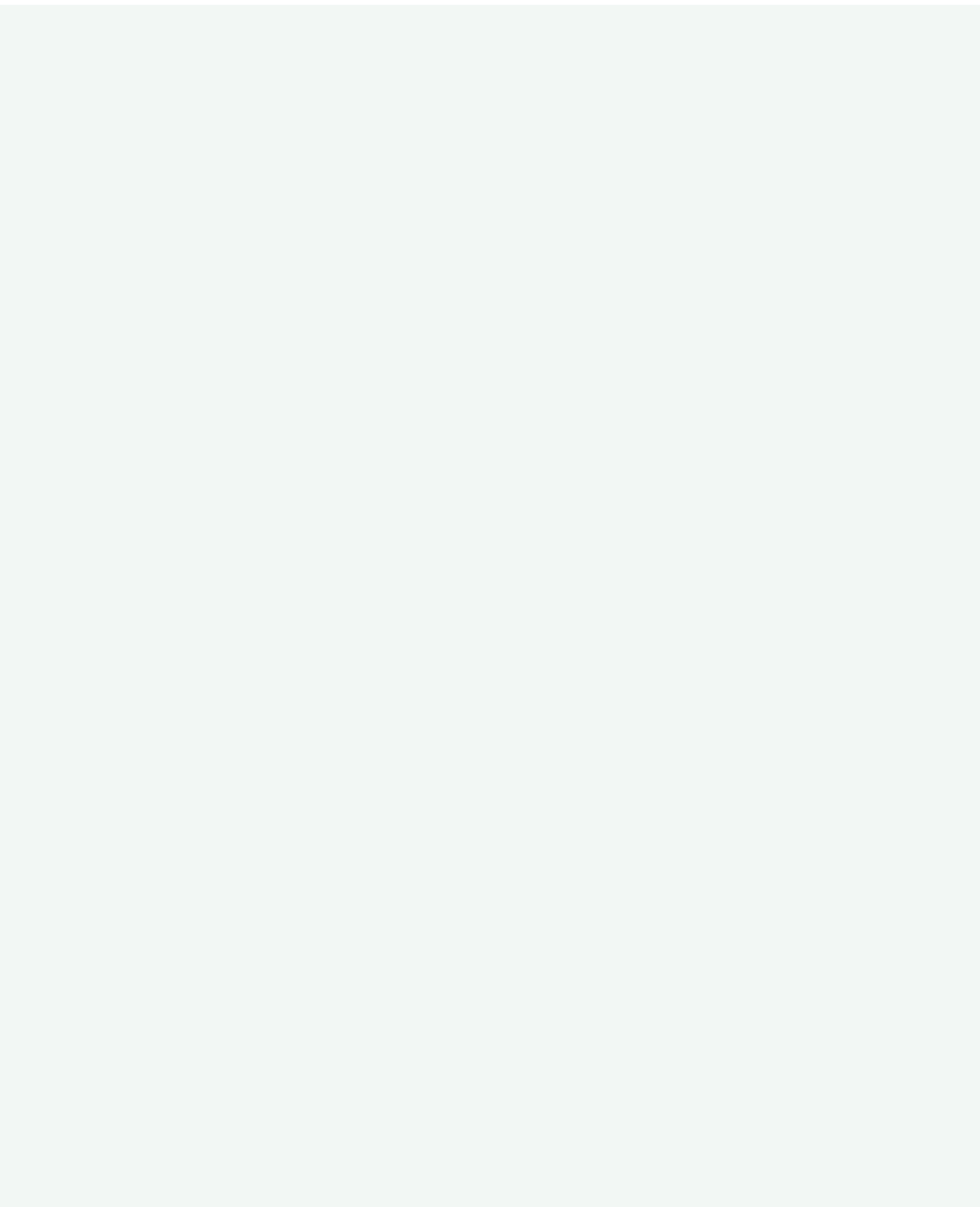
Posodobljena načrt za izredne razmere in načrt preventivnih ukrepov

Odredba o načrtu preventivnih ukrepov pri oskrbi s plinom zahteva, da dobavitelji vsako leto izpolnijo standard oskrbe. To pomeni, da morajo zagotoviti plin za oskrbo zaščitene odjemalcev za tri primere. Za izpolnjevanje standarda oskrbe v obdobju od 1. oktobra 2023 do 30. septembra 2024 znašajo potrebne količine plina za oskrbo zaščitene odjemalcev:

- (a) v sedemdnevem obdobju z najnižjimi temperaturami: 13.575 MWh/dan;
- (b) v tridesetdnevem obdobju s posebno velikim povpraševanjem: skupne 30-dnevne količine 266.246 MWh ali povprečno 8.875 MWh/dan;
- (c) v tridesetdnevem obdobju ob prekinitvi na posamezni največji infrastrukturi: 9.713 MWh/dan.

Dobavitelji zaščitene odjemalce morajo biti sposobni zagotoviti navedene količine plina za primer (a) sedem zaporednih dni, za primera (b) in (c) pa 30 zaporednih dni. Dobavitelji so zagotovili plin iz različnih virov in po različnih prenosnih poteh. Za navedene količine je na voljo dovolj prenosnih zmogljivosti v Slovenijo.

Dobavitelji zaščitene odjemalce zagotavljajo zanesljivo oskrbo tudi z diverzifikacijo virov plina. Velik slovenski dobavitelj dobavlja plin iz Alžirije, količine presegajo porabo zaščitene odjemalcev. Dobavna pogodba je sklenjena za obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2025, na podlagi dodatnega dogovora so od začetka leta 2024 količine po tej pogodbi skoraj podvojene. Prenos zemeljskega plina poteka po plinovodih iz Alžirije po ozemlju Tunizije, pod Sredozemskim morjem, nato po italijanskem prenosnem sistemu in vstopa v slovenski prenosni sistem na točki Gorica–Šempeter.



VARSTVO ODJEMALCEV



ZAGOTOVLJENA NEMOTENA OSKRBA
ZAŠČITENIH SKUPIN ODJEMALCEV:

NIČ UPRAVIČENCEV DO NUJNE OSKRBE Z
ELEKTRIČNO ENERGIJO ALI ZEMELJSKIM
PLINOM

111 ODJEMALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE
DECEMBRA 2023 OSKRBOVANIH POD POGOJI
ZASILNE OSKRBE

NIČ ODJEMALCEV ZEMELJSKEGA PLINA NA
NADOMESTNI OSKRBI

Pravica do zanesljive, kakovostne
in cenovno dostopne energije



NAJPOGOSTEJŠI RAZLOG
ZA ODKLOP ELEKTRIČNE
ENERGIJE JE NEPLAČILO,
ZA ODKLOP ZEMELJSKEGA
PLINA PA ZAHTEVA
KONČNEGA ODJEMALCA

7,6%
VEČ ODKLOPOV

ELEKTRIČNE ENERGIJE

9,2%
MANJ ODKLOPOV

ZEMELJSKEGA PLINA



47.990

VLOG ZA PRIKLJUČITEV NAPRAV
ZA SAMOOSKRBO SO PREJELA
ELEKTRODISTRIBUCIJSKA
PODJETJA

IZDANIH **22.066**
SOGLASIJ ZA PRIKLJUČITEV

8.334 VLOG ZAVRNJENIH

19.443 NEREŠENIH VLOG
*31. 12. 2023

1.177
VSEH PRITOŽB

PRITOŽB ZOPER ODLOČITVE ELEKTROOPERATERJEV
– SKORAJ VSE ZARADI ZAVRNITEV SOGLASIJ ZA
PRIKLJUČITEV SONČNIH ELEKTRARN



15 % MANJ
PRITOŽB
GOSPODINJSKIH
ODJEMALCEV
ELEKTRIČNE
ENERGIJE PRI
DOBAVITELJIH



9,6 % VEČ PRITOŽB
GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV
ZEMELJSKEGA PLINA PRI
DOBAVITELJIH



VEČINA PRITOŽB
GOSPODINJSKIH
ODJEMALCEV PRI
DOBAVITELJIH JE
BILA NEUPRAVIČENA

VARSTVO ODJEMALCEV

Razmere na energetskih trgih so se v letu 2023 začele umirjati, končne cene električne energije in zemeljskega plina za gospodinjstva in nekatere druge skupine odjemalcev pa so bile še vedno zamejene z uredbami Vlade Republike Slovenije. Oskrba z energijo je v javnem interesu in veljavna zakonodaja zagotavlja odjemalcem poleg pravice do zanesljive, varne, kakovostne in trajnostne oskrbe še druge pravice, in sicer:

- pravica do zasilne oskrbe z električno energijo in do nadomestne oskrbe ter osnovne oskrbe z zemeljskim plinom,
- pravica do nujne oskrbe,
- pravica do pritožbe pri dobaviteljih in do izvensodnega reševanja sporov,
- pravica do varstva pravic v okviru upravnega postopka,
- pravica do varnega in zanesljivega obratovanja sistema in kakovostne oskrbe z električno energijo ali zemeljskim plinom po primerni ceni.

Pravica do obveščnosti

Odjemalci so o svojih pravicah, veljavnih predpisih in splošnih aktih za izvrševanje javnih pooblastil ter o metodah za obravnavo pritožb v zvezi z dobavo električne energije in zemeljskega plina obveščeni prek Skupne kontaktne točke na spletni strani agencije, kjer so objavljene za odjemalce vse potrebne informacije. Na spletni strani je omogočen tudi dostop do primerjalnika vseh ponudb za gospodinjstva in male poslovne odjemalce na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom, ki ga upravlja agencija, uveden pa je bil tudi primerjalnik stroškov omrežnine za izračun omrežnine za prenosni in distribucijski sistem električne energije, ki izračuna omrežnino za leto 2024 po sedanjih in novi metodologiji. Tudi v letu 2023 je agencija ažurno posodobljala novice o dogajanjih na maloprodajnem trgu, na dodatni spletni strani (www.uro.si) pa uporabnike seznanjala z vsemi novostmi o novem načinu obračunavanja omrežnine. Odjemalci so lahko o tej temi prek spleta postavljali tudi vprašanja.

Pomembno sredstvo za obveščanje odjemalcev so računi in informacije na računih, za katere izdajo so zadolženi dobavitelji, operaterji oziroma druga elektroenergetska podjetja ter podjetja plinskega gospodarstva. Ti morajo na izdanih računov

odjemalcem redno (periodično) zagotoviti dostop do preglednih, popolnih in razumljivih informacij o njihovi porabi in stroških, podatke o izvoru dobavljene električne energije in značilnostih njihove porabe z namenom, da odjemalci lahko nadzirajo svojo porabo in stroške porabljene energije in so s tem motivirani za varčevanje. Odjemalcem morajo na njihovo zahtevo brezplačno podati tudi pojasnilo o tem, kako je pripravljen njihov račun oziroma končni obračun glede na dejansko porabo. Tako na računu kot tudi na spletni strani dobaviteljev morajo imeti odjemalci zagotovljene jasne in razumljive informacije o obravnavi pritožb ter o tem, kako in kam lahko pritožbo pošljejo.

Prav tako morajo vsi dobavitelji odjemalce električne energije in zemeljskega plina pred sklenitvijo pogodbe o dobavi seznaniti s splošnimi pogoji dobave, ki morajo biti odjemalcem prijazni, jasni in nedvoumni, kar morajo zagotoviti najmanj z objavo na svoji spletni strani. Gospodinjstva in mali poslovni odjemalci zemeljskega plina ter gospodinjstva odjemalci električne energije morajo biti o morebitni spremembi splošnih pogojev dobave, ki se nanašajo na izpolnjevanje pogodbe in vključujejo tudi spremembe cen, ki bi lahko pomenile povišanje plačila oskrbe, na pregleden in razumljiv način



obveščeni pravočasno, to je vsaj en mesec pred njihovo uveljavitvijo, ostali odjemalci električne energije pa v skladu z ZOEE najmanj dva tedna pred njihovo uveljavitvijo. Zaradi spremembe splošnih pogojev dobave lahko gospodinjski ali mali poslovni odjemalci brez odpovednega roka ali obveznosti plačila pogodbene kazni odstopijo od pogodbe o dobavi v roku enega meseca po začetku veljave splošnih pogojev, s to pravico pa jih morajo dobavitelji v obvestilu o spremembi splošnih pogojev še posebej seznaniti. Obvestilo mora biti gospodinjskim odjemalcem poslano brezplačno na način, ki je določen v pogodbi o dobavi.

Učinkovit dostop do podatkov o porabi morajo končnim odjemalcem omogočiti tudi operaterji distribucijskega sistema električne energije in zemeljskega plina, ki morajo odjemalce pred priključitvijo na sistem obvestiti, da lahko svojega dobavitelja izbirajo prosto na trgu. Za lažjo izbiro dobavitelja je na spletni strani agencije dostopen primerjalnik stroškov oskrbe, ki vsebuje informacije o paketnih

in akcijskih ponudbah dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina ter cenike. Primerjalnik je namenjen gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem ter jim omogoča, da lahko preverijo mesečni obračun dobavljene električne energije ali zemeljskega plina ter izračun stroška za uporabo omrežja. Opisan je tudi postopek menjave dobavitelja po korakih. Na spletni strani agencije je objavljen tudi seznam dobaviteljev nadomestne oskrbe z zemeljskim plinom po posameznih distribucijskih sistemih plina, ki jih odjemalcem, ki so upravičeni do nadomestne oskrbe, zagotovi eden od petih dobaviteljev, ki so bili določeni za obdobje do 31. avgusta 2024.

Agencija je v skladu s svojimi pristojnostmi v letu 2023 med drugim preverjala ustreznost odzivnosti dobavitelja pri pripravi nove pogodbe; zaračunavanje fiksnih stroškov poslovanja za skupna odjemna mesta ter izdaje računa dobaviteljev, pri čemer kršitev določb veljavne zakonodaje ni ugotovila.

Pravica do zasilne, nadomestne, osnovne in nujne oskrbe

Pravica do zasilne oskrbe za odjemalce električne energije

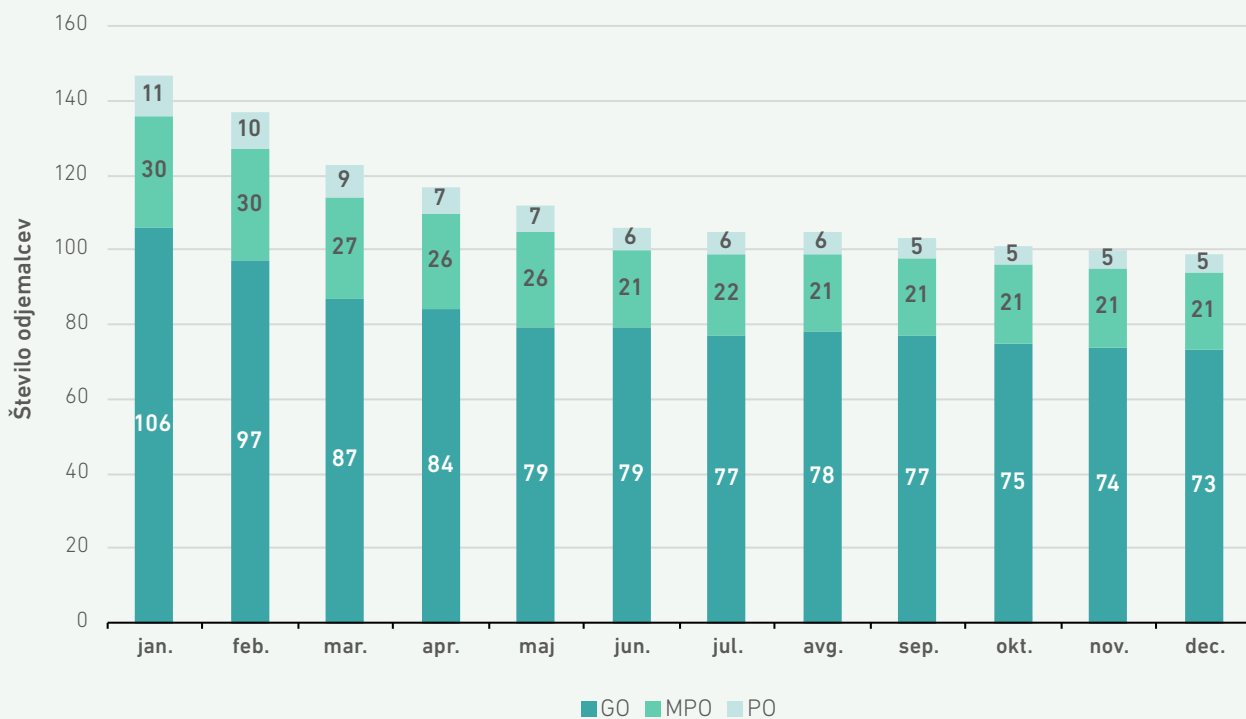
Zasilno oskrbo z električno energijo zagotavlja operater distribucijskega sistema električne energije, kadar gospodinjskim ali malim poslovnim odjemalcem preneha veljavnost pogodbe o dobavi zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti dobavitelja oziroma če dobavitelj izgubi status člana bilančne sheme, ali pa tudi na izrecno zahtevo gospodinjskih in malih poslovnih odjemalcev električne energije, o čemer morajo biti ustrezno obveščeni. ZOEE izvajanje zasilne oskrbe časovno ne omejuje, zasilna oskrba na zahtevo gospodinjskih in malih poslovnih odjemalcev električne energije pa se lahko v skladu s SONDSEE izvaja za nedoločen čas, če so poravnane vse zapadle obveznosti iz naslova izvajanja zasilne oskrbe. Ker dobavo električne energije za zasilno oskrbo izvaja operater distribucijskega sistema električne energije, ki sicer ne izvaja dejavnosti dobave električne energije, je cena za zasilno oskrbo regulirana. Cena električne energije za zasilno oskrbo na podlagi določb ZOEE določi operater distribucijskega sistema električne energije in jo javno objavi. Cena mora biti višja od tržne cene za dobavo primerljivemu odjemalcu, ne sme pa je presežati za več kot 25 %. Na ta način se poleg varstva pravic odjemalcev zagotavlja tudi njihova aktivnost, da

hitreje poiščejo novega dobavitelja in si zagotovijo ugodnejše pogoje za oskrbo z električno energijo.

V decembru 2023 je tako bilo pod pogoji zasilne oskrbe zaradi razlogov na strani dobavitelja oskrbovanih 73 gospodinjskih odjemalcev, 21 malih poslovnih odjemalcev ter pet poslovnih odjemalcev, na zahtevo pa pet gospodinjskih odjemalcev in sedem malih poslovnih odjemalcev, skupno 111 končnih odjemalcev. Slike v nadaljevanju prikazujejo število odjemalcev, oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe zaradi razlogov na strani dobavitelja po posameznih mesecih v letu 2023, in primerjavo oskrbe gospodinjskih odjemalcev s preteklim letom.

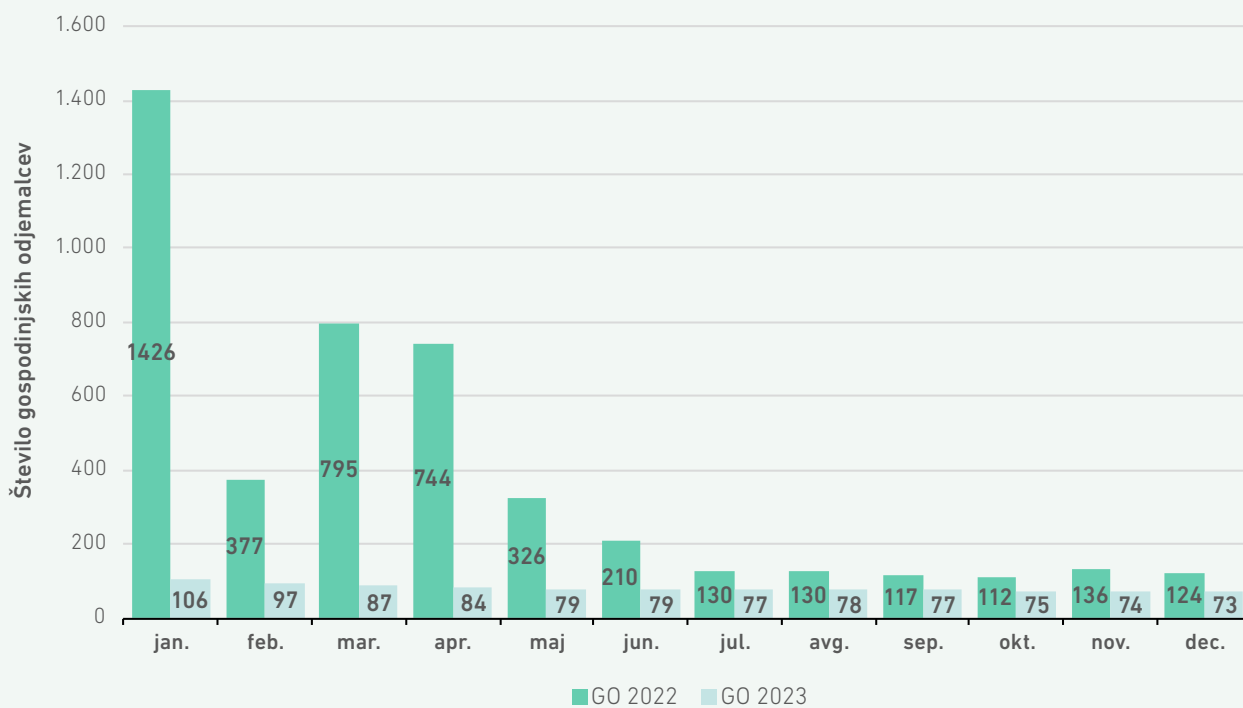
**Decembra 2023 je bilo
111 končnih odjemalcev oskrbovanih
pod pogoji zasilne oskrbe**

SLIKA 218: ZASILNA OSKRBA ZARADI RAZLOGOV NA STRANI DOBAVITELJA PO POSAMEZNIH MESECIH V LETU 2023



VIRI: AGENCIJA, EDP

SLIKA 219: ŠTEVILO GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV, OSKRBOVANIH POD POGOJI ZASILNE OSKRBE ZARADI RAZLOGOV NA STRANI DOBAVITELJA, V POSAMEZNEM MESECU PRETEKLIH DVEH LET



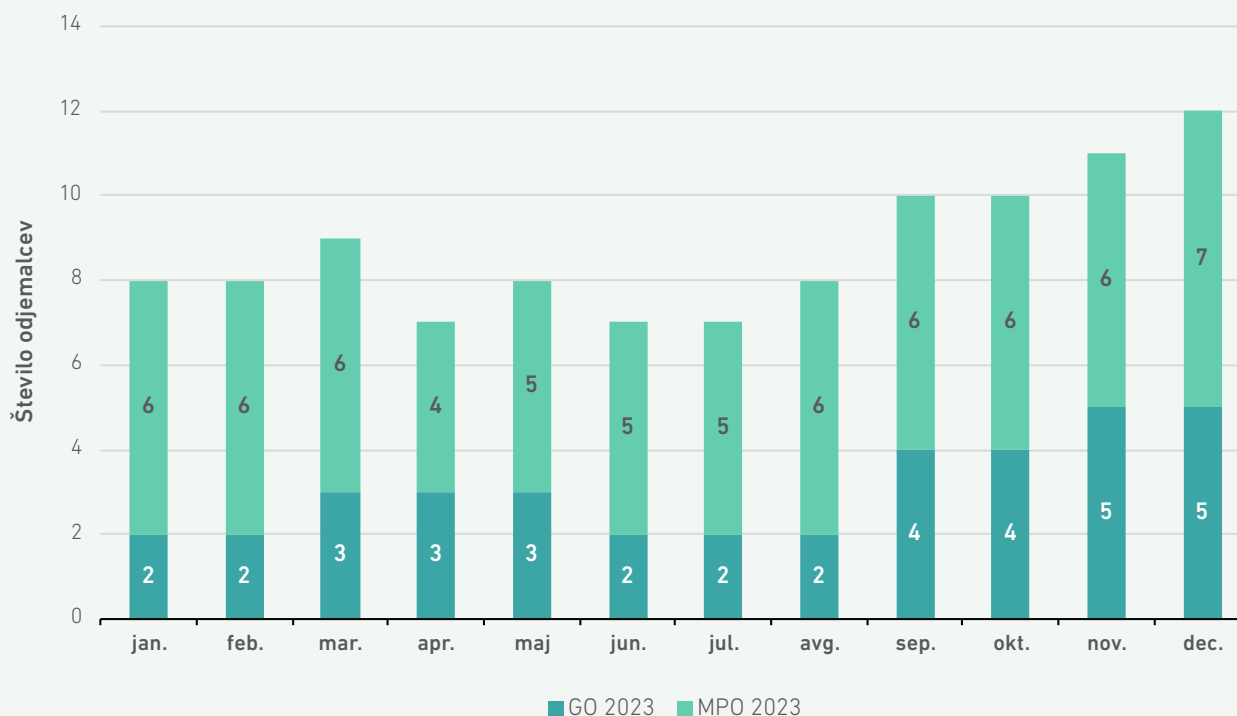
VIRI: AGENCIJA, EDP



Na izrecno zahtevo gospodinjstev in malih poslovnih odjemalcev električne energije je operater distribucijskega sistema električne energije tudi v letu 2023 oskrboval gospodinjstva in male poslovne odjemalce.

Zasilna oskrba na zahtevo odjemalca po mesecih v letu 2023 je razvidna z naslednje slike.

SLIKA 220: ŠTEVILO ODJEMALCEV, OSKRBOVANIH POD POGOJI ZASILNE OSKRBE NA LASTNO ZAHTEVO V POSAMEZNEM MESECU LETA 2023



VIRI: AGENCIJA, EDP

Pravica do nadomestne oskrbe za odjemalce zemeljskega plina

Medtem ko zasilno oskrbo na področju električne energije izvaja operater distribucijskega sistema električne energije, nadomestno oskrbo z zemeljskim plinom izvajajo dobavitelji plina, ki jih imenuje agencija. Do te oskrbe so upravičeni gospodinjstvi, mali poslovni odjemalci, skupni gospodinjstvi in zaščiteni odjemalci¹⁵³, ki so priključeni na distribucijski sistem, če jim preneha veljavnost pogodbe o dobavi zemeljskega plina zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti dobavitelja, ali če iz drugega razloga dobavitelj izgubi status člana bilančne sheme.

Cena zemeljskega plina za nadomestno oskrbo je lahko višja od tržne cene za dobavo plina primerljivemu odjemalcu, ne sme pa presegati mejne nakupne cene plina na izravnalnem trgu, ki jo objavi operater prenosnega sistema plina, povečane za 25 %. Ceno plina za nadomestno oskrbo določi dobavitelj nadomestne oskrbe in jo objavi najmanj na svoji spletni strani ter o tem obvesti agencijo.

153 Definicija zaščitenega odjemalca zajema poleg gospodinjstev, skupnih gospodinjstev, vrtcev, osnovnih šol in zdravstvenih domov, ki so priključeni na distribucijski sistem, tudi:

- distributerje toplote za daljinsko ogrevanje v napravah, ki ne morejo preiti na drugo gorivo ali vir toplote kot plin, v obsegu, kolikor dobavljajo toploto gospodinjstvom in osnovnim socialnim službam, razen izobraževalnim ali javnoupornim službam;
- osnovne socialne službe, ki so priključene na distribucijski ali prenosni sistem in niso izobraževalne ali javnoupornne službe.

Do 31. 8. 2024 so dolžni nadomestno oskrbo izvajati dobavitelji nadomestne oskrbe, ki jih je določila agencija v letu 2022 (Adriaplin, Energetika Ljubljana, GEN-I, Petrol in Plinarna Maribor). Vlada je z namenom, da zaščiti vse odjemalce tega energenta, do 1. 8. 2023 in nato do 31. 12. 2023 ceno nadomestne oskrbe zamejila z najvišjo dovoljeno maloprodajno ceno.

Nadomestna oskrba se po poročanju dobaviteljev zemeljskega plina v letu 2023 ni izvajala.

Nadomestne oskrbe ni bilo

Pravica do osnovne oskrbe z zemeljskim plinom

Vsi dobavitelji zemeljskega plina morajo odjemalcem, ki nimajo sklenjene pogodbe o dobavi zemeljskega plina, na njihovo zahtevo zagotoviti oskrbo s tem energentom oziroma tem odjemalcem ne smejo zavrni sklenitve pogodbe. Ceno osnovne oskrbe določijo dobavitelji, pri čemer je cena zemeljskega plina za osnovno oskrbo lahko višja od tržne cene zemeljskega plina za primerljive nove odjemalce dobavitelja, vendar največ za 20 EUR/MWh. Če odjemalci, ki so sklenili pogodbo o dobavi pod pogoji osnovne oskrbe, kršijo določbe te pogodbe ali dobavnih pogojev (npr. neporavnane obveznosti), jim lahko dobavitelj odpove pogodbo o dobavi v skladu z objavljenimi splošnimi pogoji o dobavi in sklenjenimi pogodbami o dobavi.

Cena zemeljskega plina je bila v letu 2023 za gospodinjske odjemalce, za končne odjemalce plina, ki oskrbujejo s toploto več gospodinjstev preko skupne kurilne naprave v lasti ali solasti teh gospodinjstev (v nadaljnjem besedilu skupni gospodinjski odjemalec), za osnovne socialne službe, kot jih določa druga alineja prvega odstavka 117. člena ZOP, vrtce, osnovne šole, zdravstvene domove, ki so priključeni na distribucijski sistem, in za

odjemalce, ki so na dan uveljavitve te uredbe mali poslovni odjemalci, kot jih določa ZOP, ter za izvajalce gospodarske javne službe distribucije toplote, ki izvajajo distribucijo toplote v skladu z določbami ZOTDS, ter za druge proizvajalce toplote za delež zemeljskega plina za proizvodnjo toplote za gospodinjske odjemalce, osnovne socialne službe, vrtce, osnovne šole in zdravstvene domove omejena z uredbama vlade o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema.¹⁵⁴ Uredbi sta se uporabljali tudi za nadomestno in osnovno oskrbo z zemeljskim plinom.

V letu 2023 so štiri dobavitelji zemeljskega plina oskrbovali svoje odjemalce pod pogoji osnovne oskrbe, pri čemer so trije dobavitelji pod temi pogoji oskrbovali gospodinjske odjemalce, štiri male poslovne odjemalce, eden skupne gospodinjske odjemalce ter dva zaščitene odjemalce. Pod pogoji osnovne oskrbe je bilo v letu 2023 skupaj oskrbovanih 8.315 odjemalcev (6.732 gospodinjskih odjemalcev, 1.347 malih poslovnih odjemalcev, 120 skupnih gospodinjskih odjemalcev in 116 zaščitnih odjemalcev).

¹⁵⁴ Uredba o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema (Uradni list RS, št. 98/22, 138/22 in 12/23, omejitev do 31. 8. 2023) in Uredba o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema (Uradni list RS, št. 45/23, omejitev do 31. 12. 2023).



Pravica do nujne oskrbe

Če odjemalec zaradi slabega premoženjskega stanja ne zmore plačevati stroškov oskrbe z električno energijo ali zemeljskim plinom ter je zaradi posebnih okoliščin, npr. letnega časa, temperatur, kraja bivanja, zdravstvenega stanja in drugih podobnih okoliščin ogroženo njegovo življenje in zdravje ali življenje in zdravje oseb, ki z njim prebivajo, lahko zaprosi za preložitvev odklopa in uveljavlja pravico do nujne oskrbe.

Med ranljive odjemalce, ki so definirani v ZOEE in v ZOP, sodijo gospodinjstvi odjemalci, ki si zaradi premoženjskih razmer, deleža izdatkov za energijo od razpoložljivega dohodka in drugih socialnih okoliščin ne morejo zagotoviti drugega vira energije za gospodinjstvo oziroma ogrevanje, ki bi jim povzročil enake ali manjše stroške za najnujnejšo gospodinjstvo oziroma ogrevanje stanovanjskih prostorov. Gospodinjstvi odjemalec lahko izkaže status ranljivega odjemalca in s tem upravičenost do nujne oskrbe s potrdilom Centra za socialno delo (CSD), iz katerega mora biti razvidno, da je gospodinjstvi odjemalec oddal vlogo za dodelitev redne denarne socialne pomoči pred prejemom obvestila operaterja distribucijskega sistema električne energije ali zemeljskega plina o nameravanem odklopu in pri CSD postopek odločitve še ni zaključen.

Vsi operaterji distribucijskega sistema morajo z obvestilom o nameravanem odklopu gospodinjstve odjemalce obvestiti o pravici in pogojih nujne oskrbe ter rokih za predložitev dokazil.

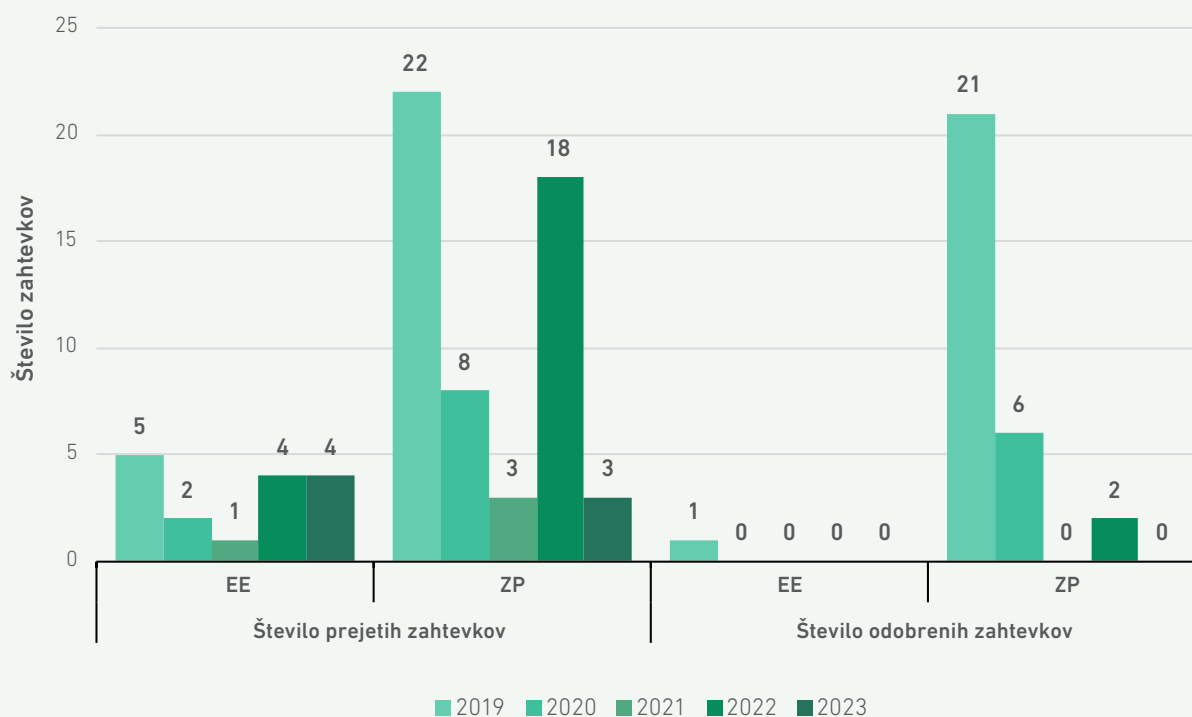
V letu 2023 ni bilo upravičencev do nujne oskrbe z električno energijo ali zemeljskim plinom

Strošek nujne oskrbe na področju električne energije je upravičen strošek operaterja distribucijskega sistema električne energije, na področju plina pa strošek nujne oskrbe nosi operater distribucijskega sistema zemeljskega plina do takrat, ko ga plača ranljivi odjemalec.

Upravičenost do nujne oskrbe presoja operater distribucijskega sistema električne energije po postopku, določenem v SONDSEE in v skladu s pravili in kriteriji, ki jih je agencija določila v Aktu o kriterijih in pravilih za zagotavljanje nujne oskrbe z električno energijo, operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina pa po postopku, določenem v njihovih sistemskih obratovalnih navodilih.

Operater distribucijskega sistema električne energije je tako kot leto prej tudi v letu 2023 prejel štiri zahteve za odobritev nujne oskrbe, ki niso bile odobrene. Eden od vlagateljev zahteve za nujno oskrbo je bil v letu 2023 tudi dejansko odklopljen. Na področju zemeljskega plina je v letu 2023 samo en operater distribucijskega sistema zemeljskega plina skupaj prejel tri zahteve, ki niso bile ugodene, vendar ti odjemalci niso bili odklopljeni. Primerjava vloženih in odobrenih zahtevkov za preložitvev odklopa in uveljavitev pravice do nujne oskrbe v zadnjih petih letih izhaja z naslednje slike.

SLIKA 221: PRIMERJAVA PREJETIH IN ODOBRENIH ZAHTEV ZA PRELOŽITEV ODKLOPOV IN UVELJAVITEV PRAVICE DO NUJNE OSKRBE



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Če vloga za nujno oskrbo ni odobrena in odjemalec računa za oskrbo z energijo ne poravna, sledi odklop. Glede na to, da stroške nujne oskrbe z omrežnino plačajo vsi ostali odjemalci električne energije, so kriteriji za upravičenost do nujne oskrbe zelo strogi. Navedeno je v skladu z usmeritvami

evropske zakonodaje, da naj države članice ukrepe za zaščito ranljivih odjemalcev zagotavljajo predvsem s splošnimi ukrepi socialne politike in drugimi ukrepi, ki pa niso povezani zgolj z odlogom ali neplačevanjem računov za električno energijo.

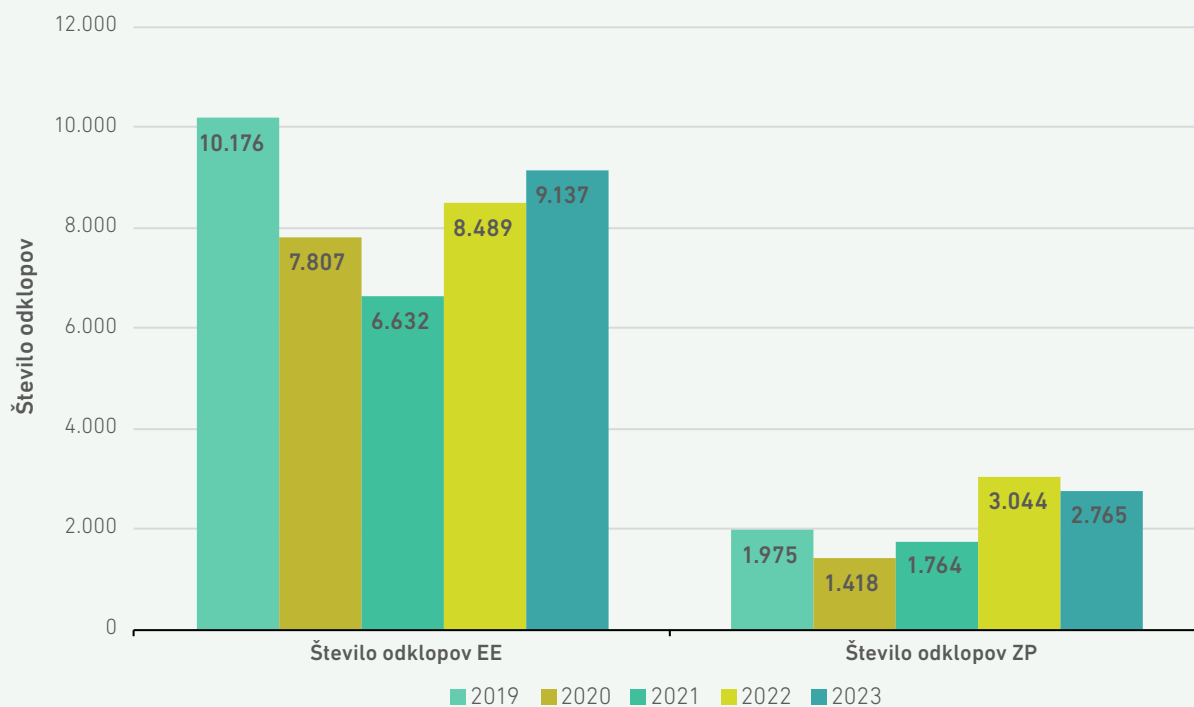
Odklopi odjemalcev

Odklop odjemalca je eden izmed skrajnih načinov odprave kršitev, ki jih je s svojimi ravnanji povzročil oziroma jih povzroča odjemalec. Operater distribucijskega sistema električne energije ali zemeljskega plina lahko odklopi odjemalca zaradi odpovedi pogodbe o dobavi, ki jo odpove dobavitelj energije (največkrat zaradi neplačila), ali zaradi drugih razlogov (kršitev), ki so taksativno naštet v ZOEE in ZOP. Glede na vrsto kršitve se postopek odklopa izvede s predhodnim obvestilom ali brez predhodnega obvestila, odjemalca pa se lahko odklopi tudi na njegovo zahtevo.

Število odklopov električne energije je v letu 2023 nekoliko poraslo (9.137 odklopov oziroma 7,6 % več odklopov), vendar ni doseglo števila odklopov iz leta 2019. Na področju zemeljskega plina beležimo v letu 2023 rahel upad odklopov v primerjavi s preteklim letom (2.765 oziroma 9,2 % manj). Tako na področju električne energije kot na področju zemeljskega plina so še vedno najbolj pogosti odklopi gospodinjstev odjemalcev (6.968 na področju električne energije in 2.430 na področju zemeljskega plina). Primerjava števila odklopov vseh končnih odjemalcev v zadnjih petih letih izhaja z naslednje slike.



SLIKA 222: PRIMERJAVA ŠTEVILA ODKLOPOV KONČNIH ODJEMALCEV



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Najpogostejši vzrok za odklop odjemalca električne energije je neplačilo in s tem odpoved pogodbe o dobavi (odklop po predhodnem obvestilu, 5.706), medtem ko je na področju zemeljskega plina bilo največ odklopov opravljenih na zahtevo končnega odjemalca (2.453).

Na podlagi ZOEE in ZOP morajo operaterji distribucijskih sistemov električne energije in zemeljskega plina gospodinskega odjemalca o nameravanim odklopu s predhodnim opozorilom obvestiti vsaj 10 dni pred nameravanim odklopom, poslovne odjemalce pa vsaj osem dni pred nameravanim odklopom. V tem času lahko odjemalci odpravijo razloge, zaradi katerih jim grozi odklop, gospodinski odjemalci pa lahko uveljavijo morebitno pravico do nujne oskrbe. Gospodinski odjemalci električne energije in mali poslovni odjemalci električne energije

Najpogostejši razlog za odklop električne energije neplačilo, za odklop zemeljskega plina pa zahteva končnega odjemalca

lahko v tem primeru od operaterja distribucijskega sistema električne energije zahtevajo tudi, da jim zagotovi zasilno oskrbo.

Tabela 45 prikazuje številčno razporeditev posameznih postopkov odklopa končnih odjemalcev.

TABELA 45: PREGLED ODKLOPA KONČNIH ODJEMALCEV

	EE	ZP
Odklop brez predhodnega obvestila	209	17
Postopek odklopa po predhodnem obvestilu	5.706	295
Odklop na zahtevo odjemalca	3.222	2.453
Vsi odklopi	9.137	2.765

VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI, DOBAVITELJI

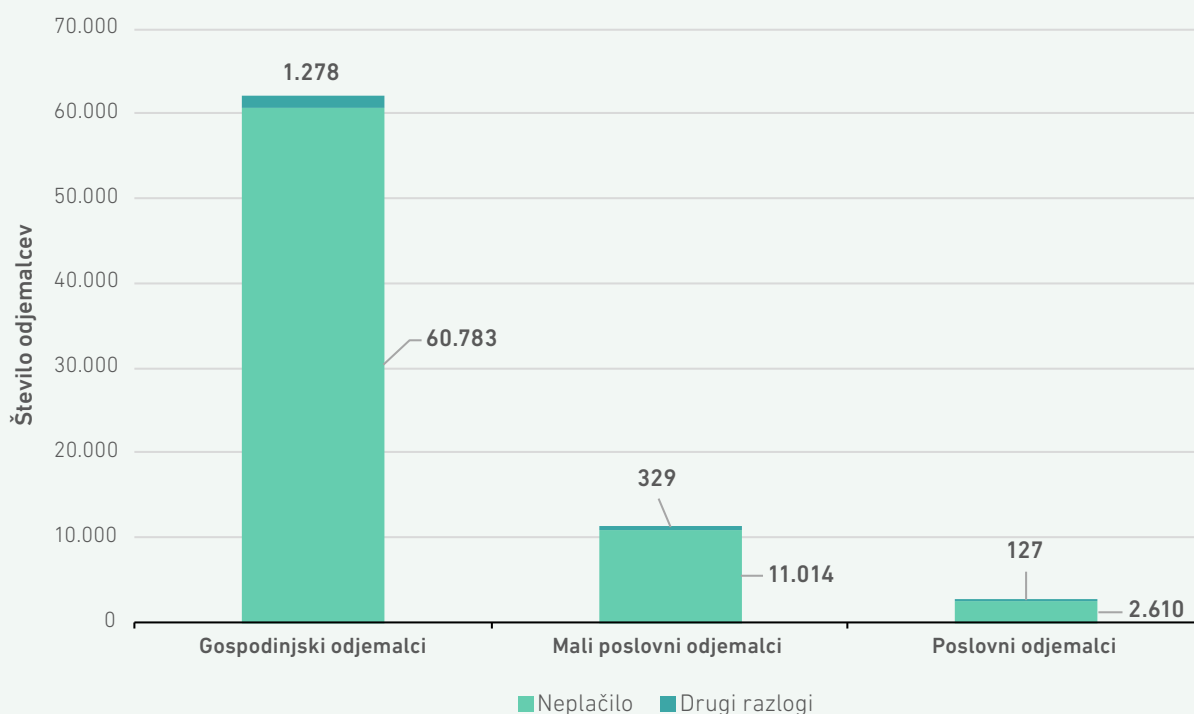
V letu 2023 je bilo 90 % vseh odpovedi pogodb o dobavi električne energije gospodinjstvom zaradi takojšnjega plačila dolga, na področju zemeljskega plina pa je 75,3 % odjemalcev takoj poravnalo svoje obveznosti.

Če odjemalec dolga ne poplača, sledi odklop. Zaradi neplačila je bilo v letu 2023 s sistema

električne energije v postopkih s predhodnim obvestilom odklopljenih 5.706, s sistema zemeljskega plina pa 295 končnih odjemalcev.

Naslednji dve sliki prikazujeta število odpovedi pogodb o dobavi električne energije ali zemeljskega plina glede na velikost odjemalca in razlog odklopa.

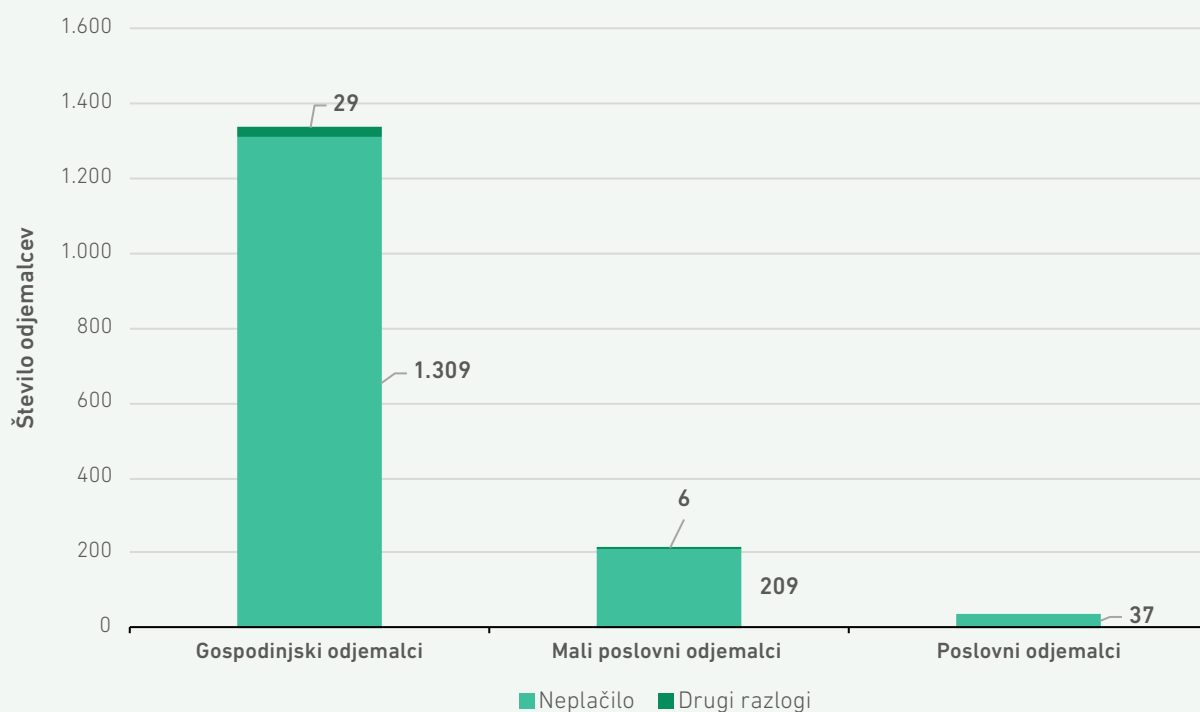
SLIKA 223: ŠTEVILO ODPOVEDI POGODB O DOBAVI ELEKTRIČNE ENERGIJE GLEDE NA RAZLOG



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI



SLIKA 224: ŠTEVILO ODPOVEDI POGODB O DOBAVI ZEMELJSKEGA PLINA GLEDE NA RAZLOG



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Na zaprtih distribucijskih sistemih v letu 2023 ni bilo odklopov. Eden izmed operaterjev zaprtega distribucijskega sistema na področju električne energije je izdal eno obvestilo o nameravanim

odklopu, na podlagi katerega je bil s tem malim poslovnim odjemalcem sprejet dogovor glede načina poplačila dolga, ki je bil tudi poravnán. Zato do dejanskega odklopa ni prišlo.

Pravica odjemalcev do pritožbe in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih

Pritožbe odjemalcev in izvensodno reševanje potrošniških sporov pri dobaviteljih energije

Pravico do pritožbe pri dobavitelju energije imajo vsi odjemalci. Spori med malimi ali velikimi poslovnimi odjemalci na eni strani in dobavitelji energije na drugi strani se rešujejo najprej pri posameznem dobavitelju in nato pred pristojnim sodiščem. Za končne odjemalce, ki niso gospodinjstvi odjemalci, se postopek obravnave pritožb zagotavlja v izvensodnem postopku v skladu z zakonom, ki ureja mediacijo v civilnih in gospodarskih zadevah, za gospodinjstve odjemalce pa je v zakonodaji posebej urejeno tudi izvensodno reševanje sporov z dobavitelji energije.

Število pritožb gospodinjstvih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina se je v primerjavi s preteklim letom na področju električne energije znižalo za 15 %, skupaj 7.458 pritožb, na področju zemeljskega plina pa zvišalo za 9,6 %, skupaj je bilo vloženi 1.761 pritožb.

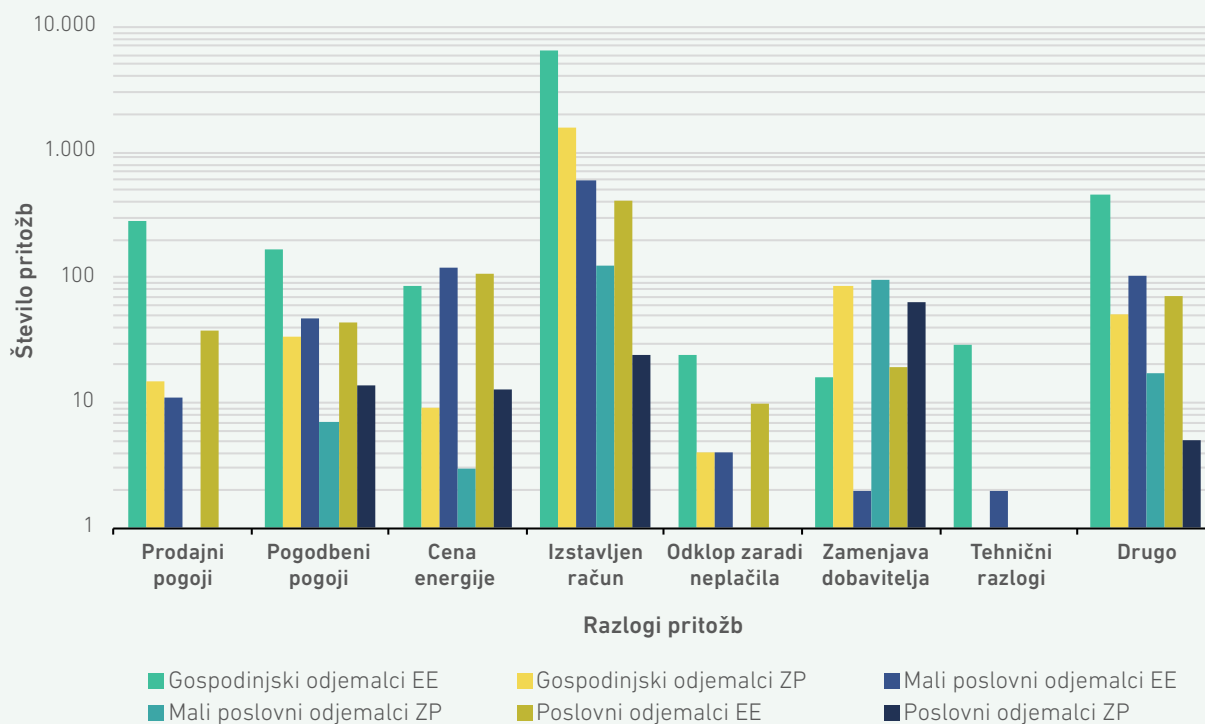
Največ pritožb so ponovno vložili gospodinjstvi odjemalci, pri čemer je glede na delež vseh gospodinjstvih

odjemalcev na področju električne energije pritožbo podalo 0,86 % gospodinjstvih odjemalcev, na področju zemeljskega plina pa 1,47 % gospodinjstvih odjemalcev. Večina vseh pritožb odjemalcev se je vsebinsko nanašala na izstavljene račune dobavitelja energije. Tako se je od 7.458 pritožb gospodinjstvih odjemalcev električne energije na izstavljen račun nanašalo 6.400 (85,8 %) pritožb ter od 1.761 pritožb gospodinjstvih odjemalcev zemeljskega plina 1.562 (88,7 %) pritožb.

Naslednja slika prikazuje število pritožb odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zoper dobavitelje energije v letu 2023 po vsebinskih razlogih.

15 % manj pritožb gospodinjstvih odjemalcev električne energije

SLIKA 225: PRITOŽBE ODJEMALCEV ZOPER DOBAVITELJE PO VSEBINSKIH RAZLOGIH



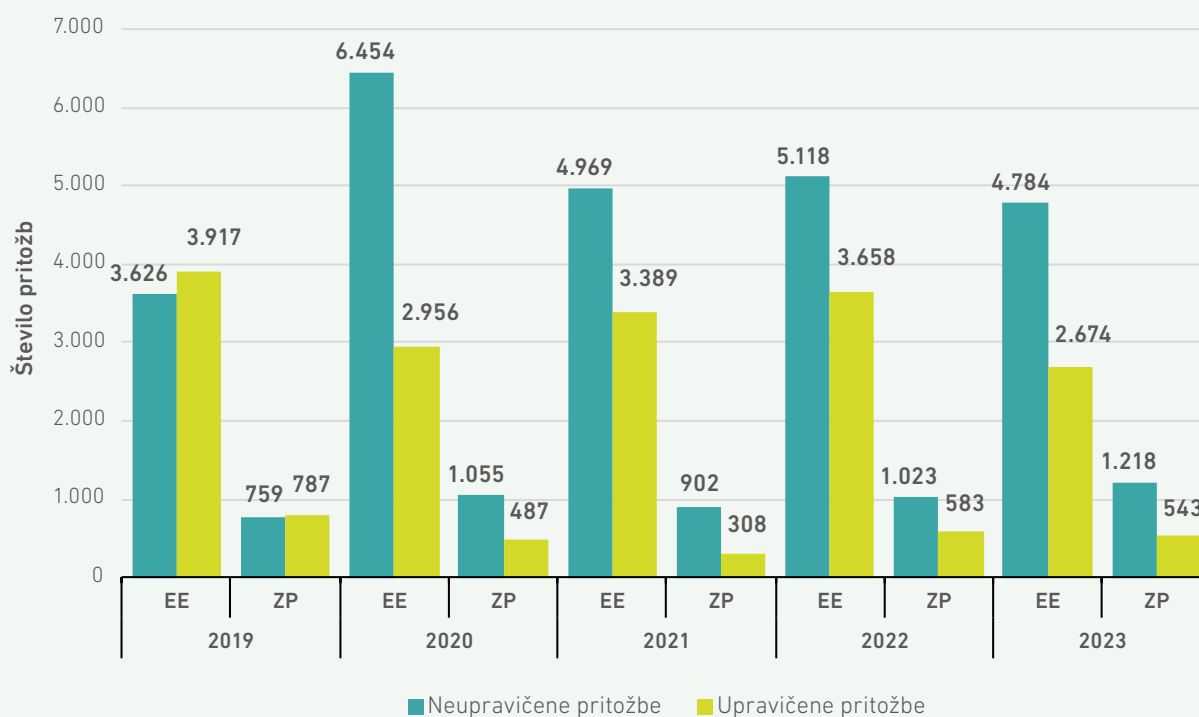
VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI



Na področju električne energije je bilo 64,1 % vseh prejetih pritožb neupravičenih, na področju zemeljskega plina pa je bilo takšnih pritožb 69,2 %. Naslednja slika prikazuje odločitve dobaviteljev energije o pritožbah gospodinjskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina glede na upravičenost pritožbe.

Več kot 60 % pritožb gospodinjskih odjemalcev neupravičenih

SLIKA 226: ODLOČITVE DOBAVITELJEV O UPRAVIČENOSTI PRITOŽB GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV V OBDOBJU 2019–2023



VIRI: AGENCIJA, DOBAVITELJI

Po poročanju dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina gospodinjski odjemalci električne energije in zemeljskega plina v letu 2023 niso nadaljevali postopkov pritožb pri izvajalcu izvensodnega reševanja potrošniških sporov. Čeprav so odjemalci električne energije in zemeljskega plina s to možnostjo reševanja sporov seznanjeni, je kljub visokemu deležu zavrženih zahtevkov ne uporabljajo.

Agencija na podlagi določb ZOEE in ZOP izvaja nadzor nad nepoštenimi poslovnimi praksami, ki se nanašajo na:

- neresnično ali zavajajočo predstavitev družbe, ki jo oseba, ki nagovarja končnega odjemalca, zastopa, oziroma v imenu in za račun katere deluje;
- zavajajočo predstavitev ponudbe dobavitelja končnemu odjemalcu;
- navajanje neresničnih razlogov za obisk končnega odjemalca;
- neresnične ali zavajajoče navedbe v zvezi s pogodbenim razmerjem.

Morebitne kršitve splošnih pravil varstva potrošnikov v Sloveniji nadzoruje in sankcionira tudi Tržni inšpektorat, s sprejetjem ZSROVE in ZURE pa nekatera področja (merjenje in obračunavanje porabljene energije, zagotavljanje informacij o merjenju in porabi) nadzira tudi Inšpektorat RS za okolje in energijo, Inšpekcija za energijo.

Gospodinjski odjemalci pritožb pri izvajalcu izvensodnega reševanja potrošniških sporov niso reševali

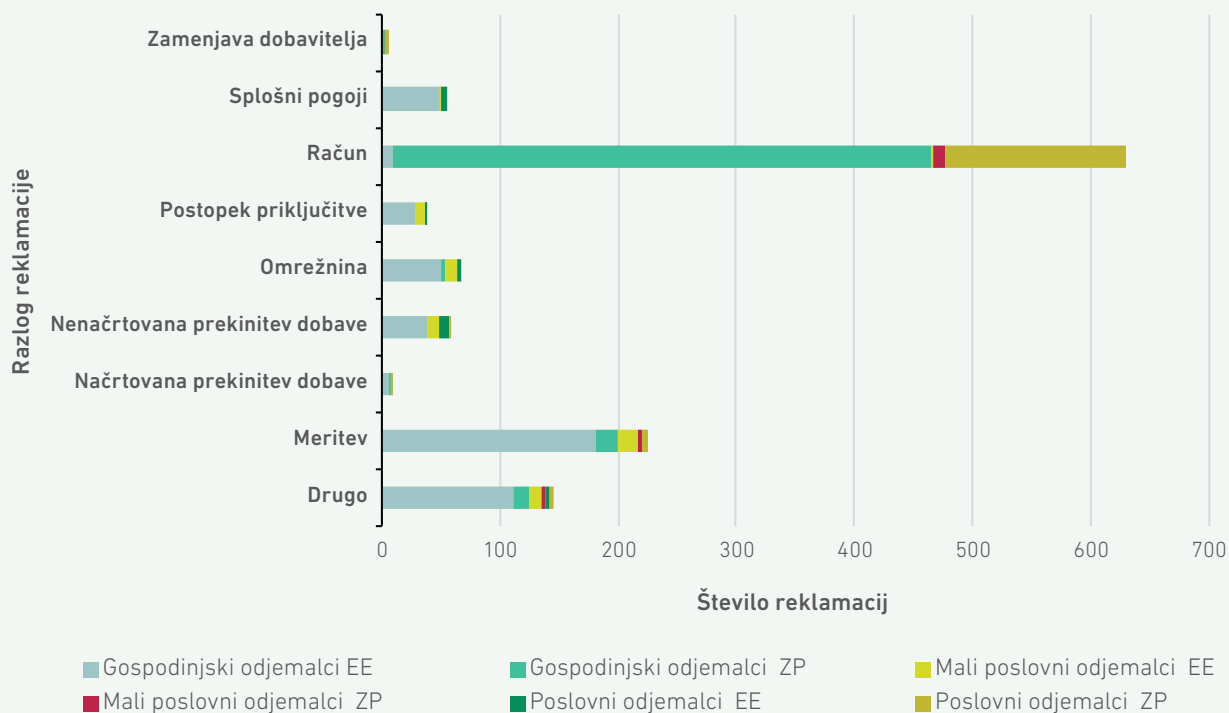
Pritožbe odjemalcev pri operaterjih distribucijskih sistemov električne energije in zemeljskega plina

Odjemalci imajo v primeru nestrinjanja z operaterjem v zvezi z računom, meritvami, omrežnino, prekinitvami dobave, postopkom priključitve, zamenjavo dobavitelja itd. pravico vložiti reklamacijo tudi neposredno na operaterja distribucijskega sistema električne energije ali zemeljskega plina. Kadar odjemalcem ne uspe rešiti reklamacij neposredno z operaterji distribucijskih sistemov električne energije ali zemeljskega plina, spore rešuje agencija po postopkih, podrobneje opisanih v naslednjem poglavju.

Neposredno na operaterja distribucijskega sistema električne energije je bilo v letu 2023 skupaj

vloženih 554 reklamacij odjemalcev električne energije (69 več kot v preteklem letu), na operaterje distribucijskih sistemov zemeljskega plina pa 678 reklamacij (167 manj kot v preteklem letu). Največ reklamacij so na operaterje distribucijskih sistemov električne energije in zemeljskega plina naslovili gospodinjski odjemalci (472 odjemalcev električne energije in 493 zemeljskega plina), večina reklamacij se je na področju električne energije tudi v letu 2023 nanašala na meritve, na področju zemeljskega plina pa na izdane račune.

SLIKA 227: ŠTEVILO REKLAMACIJ ODJEMALCEV PRI OPERATERJIH PO VSEBINI



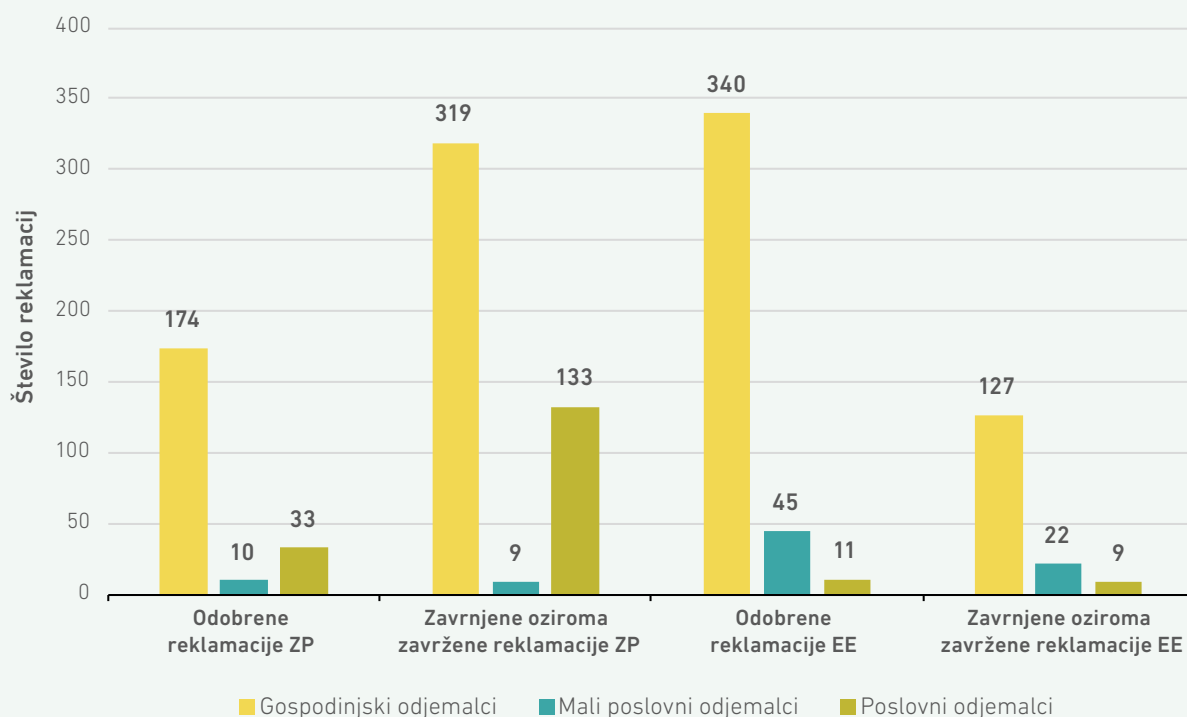
VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI



Spodnja slika prikazuje število odobrenih in zavrnjenih reklamacij zoper operaterje distribucijskih sistemov električne energije in zemeljskega plina. Od skupaj 554 vloženih reklamacij vseh odjemalcev električne energije jih je bilo odobrenih 71,5 % oz. 396, ostale so bile zavrnjene oziroma zavržene

(158). Na področju zemeljskega plina je ponovno opaziti obraten trend – večina reklamacij je bila zavrnjenih oziroma zavrženih, operaterji so ugodili le 32 % vloženim reklamacijam oz. 217, ostale so bile zavrnjene oz. niso bile obravnavane (461).

SLIKA 228: ŠTEVILO OBRAVNAVANIH REKLAMACIJ PRI OPERATERJIH



VIRI: AGENCIJA, OPERATERJI

Na področju zaprtih distribucijskih sistemov električne energije in zemeljskega plina v letu 2023 operaterji zaprtih distribucijskih sistemov niso prejeli reklamacij.

Pravica do varstva v upravnem postopku

Zahtevo za reševanje spora pred agencijo lahko poleg odjemalcev električne energije oziroma zemeljskega plina podajo tudi dobavitelji električne energije oziroma zemeljskega plina. Gre za spore, ki jih upravičeni subjekti uveljavljajo pred agencijo v razmerju do operaterjev prenosnega sistema električne energije in zemeljskega plina, operaterjev distribucijskega sistema električne energije in zemeljskega plina, oziroma pred operaterjem trga z električno energijo, pri čemer morajo pred podajo zahteve za odločanje na agencijo predhodno izvesti postopek, kot ga določa EZ-1.

Agencija odloča predvsem v sporih, ki izvirajo iz dostopa do sistema, obračunanih zneskov za uporabo sistema, v sporih v zvezi s kršitvami sistemskih obratovalnih navodil, v zvezi z ugotovljenimi odstopanji in zneski za pokrivanje stroškov izravnave odstopanj ter kršitvami splošnih aktov, ki urejajo odstopanja in njihovo izravnavo, spori v zvezi s kršitvami predpisov s področja samooskrbe, ter odloča o pravici do nadomestila zaradi kršitve zajamčenega standarda kakovosti električne energije.

1.177 pritožb zoper odločitve elektrooperaterjev – skoraj vse iz naslova zavrnitev soglasja za priključitev sončnih elektrarn

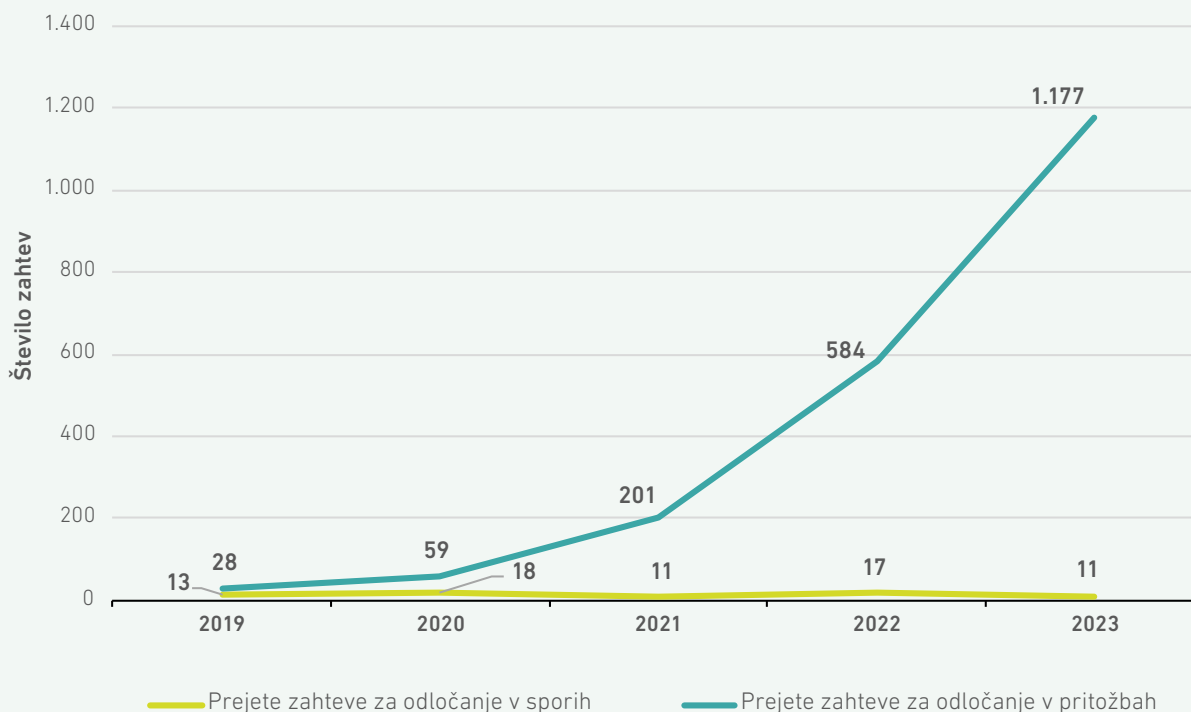
Upravni postopki pred agencijo so hitri in brezplačni. O zahtevi za reševanje sporov se odloči v dveh do štirih mesecih.

V letu 2023 je agencija obravnavala 1.188 posamičnih zadev, in sicer 11 zahtev na prvi stopnji in 1.177 zadev na drugi stopnji.

Število pritožb zoper izdana soglasja za priključitev se je od leta 2020 povečalo za skoraj 20-krat, kot izhaja s spodnje slike.

Večina pritožb se je nanašala na zavrnitev soglasja za priključitev naprave za samooskrbo na distribucijski sistem električne energije.

SLIKA 229: ODLOČANJE AGENCIJE V SPORIH IN PRITOŽBAH V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA



Od leta 2021 je zaznati občutno povečevanje števila prejetih pritožb, ki se je v letu 2023 še dodatno skokovito povečalo, kar je posledica številnih zavrnitev izdaj soglasja za priključitev naprav za samooskrbo. Takšno število pritožb je posledica izrazitega povečanja vlog končnih odjemalcev za izdajo soglasja za priključitev naprav za samooskrbo, za katere velja letni obračun električne energije.

Na podlagi določb EZ-1 so v shemo letnega netiranja proizvedene in porabljene električne energije lahko vstopili le še končni odjemalci, ki so vlogo za priključitev naprave za samooskrbo oddali do 31. decembra 2023. Zaradi izteka roka za podajo vloge za pridobitev soglasja za priključitev naprav za samooskrbo je bilo samo v decembru 2023 na elektrodistribucijska podjetja naslovljenih 11.909 vlog za priključitev naprave za samooskrbo. Elektrodistribucijska podjetja so v letu 2023 skupno prejela 47.990 vlog za priključitev naprav za samooskrbo, od tega največ na območju Elektra Ljubljana. V letu 2023 je bilo skupaj izdanih 22.066 soglasij za priključitev, 8.334 vlog je bilo zavrnenih, največji delež zavrnenih vlog je bil na območju Elektra Ljubljana (39 % zavrnenih vlog v primerjavi s številom vlog, katerih obravnava je bila zaključena). 31. decembra 2023 je bilo pri

elektrodistribucijskih podjetjih skupaj nerešenih 19.443 vlog za izdajo soglasij za priključitev naprav za samooskrbo.

ZSROVE določa za priključevanje naprave za samooskrbo posebno pravico. Postopek izdaje soglasja za priključitev mora potekati hitro, postopek spremembe soglasja za priključitev, ki je potreben v primeru spremembe na obstoječem prevzemno-predajnem mestu, mora biti končan v 15 dneh, kadar je potreben poseben ugotovitveni postopek pa najkasneje v 30 dneh. Če distribucijski operater vloge za priključitev naprave za samooskrbo do 20 kW ne zavrne v enem mesecu, se šteje, da je končni odjemalec s samooskrbo pridobil pravico do priključitve v omrežje uporabnika sistema za števecem. Priključitev naprave za samooskrbo do 20 kW se lahko izvede v skladu z merili v sistemskih obratovalnih navodilih oziroma predpisi, ki določajo tehnične in druge pogoje za priključitev na distribucijski sistem.

Za večje naprave za samooskrbo (od 20 do 50 kW) ZSROVE določa, da morajo pridobiti soglasje za priključitev v dveh mesecih, drugače se tudi pri njih šteje, da je pravica do priključitve v omrežje uporabnika za števecem pridobljena.

Pravica do varnega in zanesljivega obratovanja sistema in kakovostne oskrbe

Vsi odjemalci imajo pravico do varnega in zanesljivega obratovanja sistema ter kakovostne oskrbe z električno energijo in zemeljskim plinom, ki jo zagotavljajo operaterji sistemov električne energije in zemeljskega plina v skladu s sistemskimi obratovalnimi navodili, h katerim agencija daje soglasje.

Na sistemski ravni se z reguliranjem s kakovostjo oskrbe skuša z optimalnimi stroški izboljševati ali ohranjati že doseženo raven. Pri obravnavi kakovosti oskrbe z električno energijo se izvajajo različne dejavnosti, kot so spremljanje, poročanje in analiza podatkov naslednjih opazovanih dimenzij: neprekinjenost napajanja, komercialna kakovost in kakovost napetosti. Agencija poleg navedenega izvaja reguliranje s kakovostjo oskrbe tudi z objavo

podatkov in analiz, ki jih javno objavi v poročilu o kakovosti oskrbe z električno energijo. Več o tem je zapisano v poglavju o kakovosti napetosti na področju električne energije.

Zanesljivo in varno obratovanje za nemoteno in kakovostno oskrbo so operaterji distribucijskega sistema zemeljskega plina tudi v letu 2023 zagotavljali z izvajanjem rednih in izrednih vzdrževalnih del.

Več o tem je zapisano v poglavju o kakovosti oskrbe z električno energijo in v poglavju o varnem in zanesljivem obratovanju ter kakovosti oskrbe z zemeljskim plinom.

UČINKOVITA RABA ENERGIJE

**Nižji stroški, manj onesnaževanja,
večja zanesljivost oskrbe z energijo**

Z UKREPI URE

DOSEŽENIH
2.845 GWh
PRIHRANKOV

ALTERNATIVNI
UKREP

DOSEŽENIH
549 GWh
PRIHRANKOV

OBVEZNO DOSEGANJE
PRIHRANKOV

**2.296
GWh**
PRIHRANKOV
ENERGIJE

V OKVIRU PROGRAMA
UKREPOV ENERGETSKE
UČINKOVITOSTI PRI
EKO SKLADU

SO DOSEGLI DOBAVITELJI
ENERGENTOV, KAR JE
1.984 GWh VEČ KOT V
LETU 2022



ZMANJŠANJE LETNIH
IZPUSTOV CO₂ ZA



**510
GWh**

PRIHRANKOV

DOSEŽENIH Z DODELJEVANJEM
NEPOVRATNIH SREDSTEV
– NAJVEČ S SOFINANCIRANJEM
NAKUPA TOPLOTNIH ČRPALK IN
NAPRAV ZA SAMOOSKRBO

**381.147
TON**

NAJVEČ V SEKTORJU
PRETVORBE, DISTRIBUCIJE
IN PRENOSA ENERGIJE

**2.023,9
GWh**

VSEH PRIHRANKOV
ENERGIJE

DOSEŽENIH Z UKREPOM
SISTEMI SOPROIZVODNJE
TOPLOTE IN ELEKTRIČNE
ENERGIJE

97,7%

VSEH VELIKIH
GOSPODARSKIH
DRUŽB

IZPOLNJUJE
OBVEZNOST
ENERGETSKIH
PREGLEDOV

V CELOTNEM OBDOBJU POROČANJA O
DOSEŽENIH PRIHRANKIH ENERGIJE JE
BILO NAJVEČ PRIHRANKOV DOSEŽENIH
V INDUSTRIJI, NAJMANJ PA V ZASEBNEM
IN JAVNEM SEKTORJU.

UČINKOVITA RABA ENERGIJE

Učinkovita raba energije je eden izmed ključnih ukrepov razvojne in energetske politike, s katero se povečujeta tako konkurenčnost kot tudi razogljičenje slovenske industrije in družbe. Energetska učinkovitost temelji na povečanju kakovosti energetskih storitev ob manjšem vložku energije in predstavlja enega od temeljev prehoda v podnebno nevtralno družbo, saj zmanjšuje odvisnost od uvoza energentov in hkrati povečuje zanesljivost oskrbe z energijo.

V skladu s posodobljenim NEPN končna raba energije v Sloveniji ob sistematičnem izvajanju sprejetih politik in ukrepov do leta 2030 naj ne bi presegla 51 TWh (4.426 ktoe). Slednje preračunano na raven primarne energije pomeni zavezo Slovenije, da raba primarne energije glede na osnovni scenarij iz leta 2007 ne bo presegla 70 TWh (6.026 ktoe) ter se bo posledično energetska učinkovitost povečala

vsaj za 35 %. Na ravni EU je sicer določeno ciljno povečanje za 32,5 %.

Zastavljeni cilji politike energetske učinkovitosti se v Sloveniji izvajajo z ukrepi spodbujanja učinkovite rabe energije v vseh sektorjih porabe končne energije ter tudi v sektorjih pretvorbe, distribucije in prenosa energije, vključno z omrežji za učinkovito daljinsko ogrevanje in hlajenje.

Slovenija večino prihrankov energije, s katerimi uresničuje zastavljene cilje energetske učinkovitosti, doseže z izvajanjem ukrepov v sistemu obveznega doseganja prihrankov energije, ki zavezuje dobavitelje energentov končnim odjemalcem, in z alternativnim ukrepom, tj. programom ukrepov za izboljšanje energetske učinkovitosti, ki ga izvaja Eko sklad.

Sistem obveznega doseganja prihrankov energije in alternativni ukrep

V okviru sistema obveznega doseganja prihrankov energije mora Slovenija na letni ravni dosegati 0,8-odstotni prihranek končne porabe energije. S koriščenjem prehodnega obdobja je dobaviteljem tekočih goriv omogočeno postopno letno večanje doseženih prihrankov do leta 2026, ko bodo tudi ti zavezanci morali doseči letni prihranek končne porabe energije v obsegu 0,8 % glede na obseg prodaje v preteklem letu. V letu 2023 so slednji morali doseči 0,5-odstotni prihranek glede na prodane količine energentov v letu 2022.

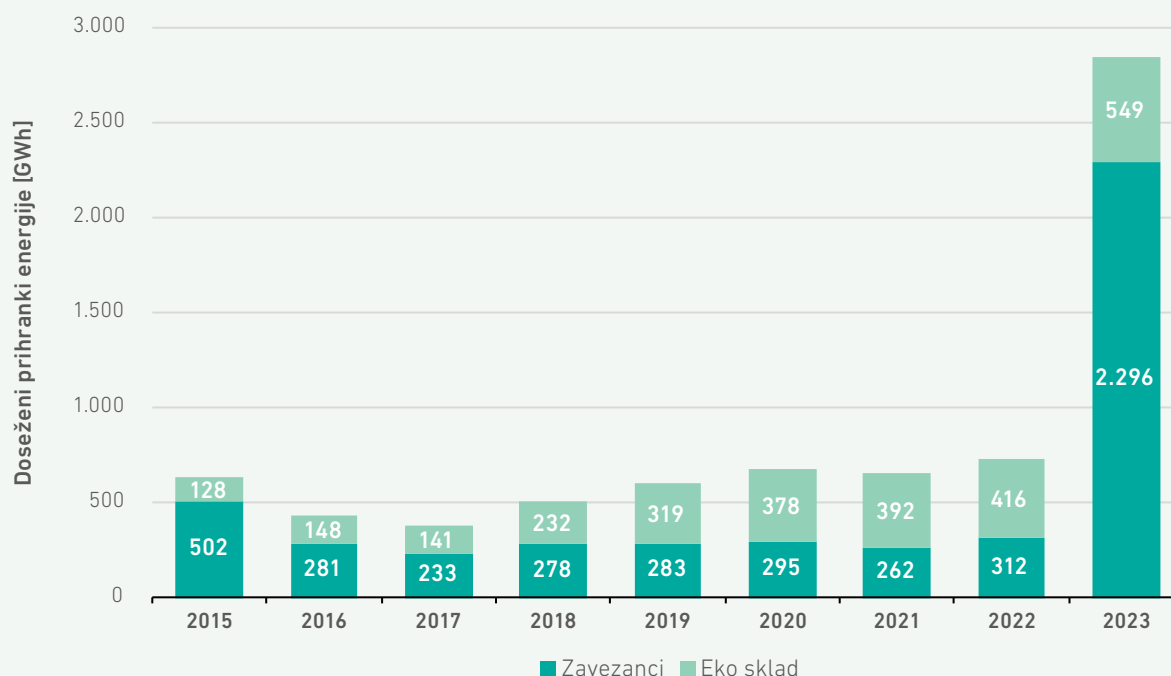
Alternativni ukrep, s katerim Slovenija prav tako dosega prihranke energije, se izvaja v okviru programa energetske učinkovitosti Eko sklada, ki se financira s sredstvi, zbranimi pri končnih odjemalcih energentov v okviru prispevka za učinkovito rabo energije.

Z navedenima ukrepoma je Slovenija v letu 2023 skupaj ustvarila 2.845 GWh prihrankov, kar je za 2.117 GWh več, kot je bilo doseženih prihrankov v letu 2022. Izrazita porast prihrankov je posledica večjega projekta zavezanca, ki je z izgradnjo plinske toplarne v letu 2023 ustvaril kar 1.863,9 GWh prihranka in si ga je med seboj razdelilo sedem zavezancev. Od 2.845 GWh prihrankov je bilo s sistemom obveznega doseganja prihrankov realiziranih 2.296 GWh, kar je 1.984 GWh več kot leto prej, medtem ko je bilo z nakazili finančnih sredstev Eko sklada realiziranih 549 GWh prihrankov, kar je 133 GWh več kot v letu 2022.

**V letu 2023 z ukrepi URE doseženih
2.845 GWh prihrankov**



SLIKA 230: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE V OBDOBJU 2015–2023



VIRA: AGENCIJA, EKO SKLAD

Ciljni prihranki energije zavezancev

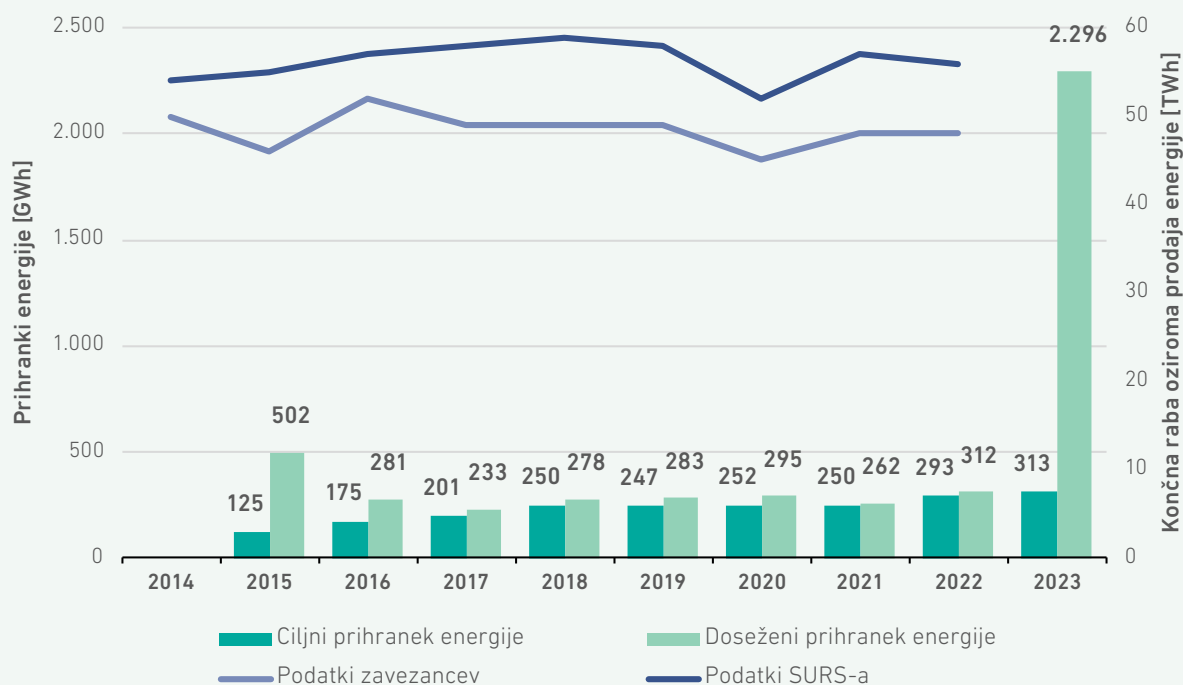
Politika energetske učinkovitosti v Sloveniji med zavezanca za doseganje prihrankov energije vključuje dobavitelje električne energije, toplote, zemeljskega plina ter tekočih in trdnih goriv končnim odjemalcem. Ti so morali z različnimi načini doseganja prihrankov energije v letu 2023 na letni ravni zagotoviti 0,8 % prihranka energije od prodanih količin energije končnim odjemalcem v letu 2022. Iz te obveze so izvzeti dobavitelji tekočih goriv, ki so morali v letu 2023 doseči prihranke v obsegu 0,5 % prodanega motornega bencina in dizelskega goriva. Iz sistema obveznega doseganja prihrankov pa so od leta 2020 izvzeti dobavitelji trdnih goriv končnim odjemalcem, ki dobavijo letno manj kot 100 MWh energije (v letu 2023 je bilo 23 takih zavezancev).

Dobavitelji energentov so glede na poročane podatke v letu 2022 končnim odjemalcem prodali 47.723 GWh energije. Od tega je bilo prodanih

23.096 GWh motornega bencina in dizelskega goriva. Tako je 0,5-odstotni ciljni obseg prihrankov od prodaje tekočih goriv za leto 2023 znašal 116 GWh. Ciljni 0,8-odstotni prihranek od prodaje električne energije, toplote, zemeljskega plina ter tekočih in trdnih goriv končnim odjemalcem v letu 2023 (24.627 GWh) pa je bil za leto 2023 določen v obsegu 197 GWh. Skupni ciljni prihranek za leto 2023 je tako znašal 313 GWh, kar je 20 GWh več, kot je znašal ciljni prihranek za leto 2022. Zvišanje ciljnega prihranka napram prejšnjemu letu je posledica povečane prodaje energentov, in sicer za 71 GWh, ter zvišanje deleža ciljnega prihranka za tekoča goriva z 0,4 % v letu 2022 na 0,5 % v letu 2023.

Slika 231 prikazuje obseg prodanih energentov končnim odjemalcem in primerjavo s podatki SURS o končni porabi energije ter ciljne in dosežene prihranke energije v obdobju 2015–2023.

SLIKA 231: PRIMERJAVA KONČNE RABE OZIROMA PRODAJE ENERGIJE MED PODATKI ZAVEZANCEV IN SURS V OBDOBJU 2014–2022 TER CILJNIMI IN DOSEŽENIMI PRIHRANKI ENERGIJE ZAVEZANCEV V OBDOBJU 2015–2023



VIRA: AGENCIJA, SURS

Dobavitelji so s svojim prispevkom k izvedbi ukrepov učinkovite rabe energije v letu 2023 dosegli 2.296 GWh prihrankov energije. Izrazito zvišanje doseženih prihrankov energije v letu 2023 je posledica izvedbe ukrepa zavezanca, ki je z izgradnjo plinske parne enote toplarne dosegel 1.863,9 GWh

prihranka energije, ki ga je nato delil še s šestimi zavezanci. Preostalih 238 zavezancev pa je skupaj doseglo 432 GWh prihrankov. Tako je bil tudi v letu 2023 kot že v preteklih letih z realiziranimi številnimi ukrepi učinkovite rabe energije ciljni prihranek energije presežen.

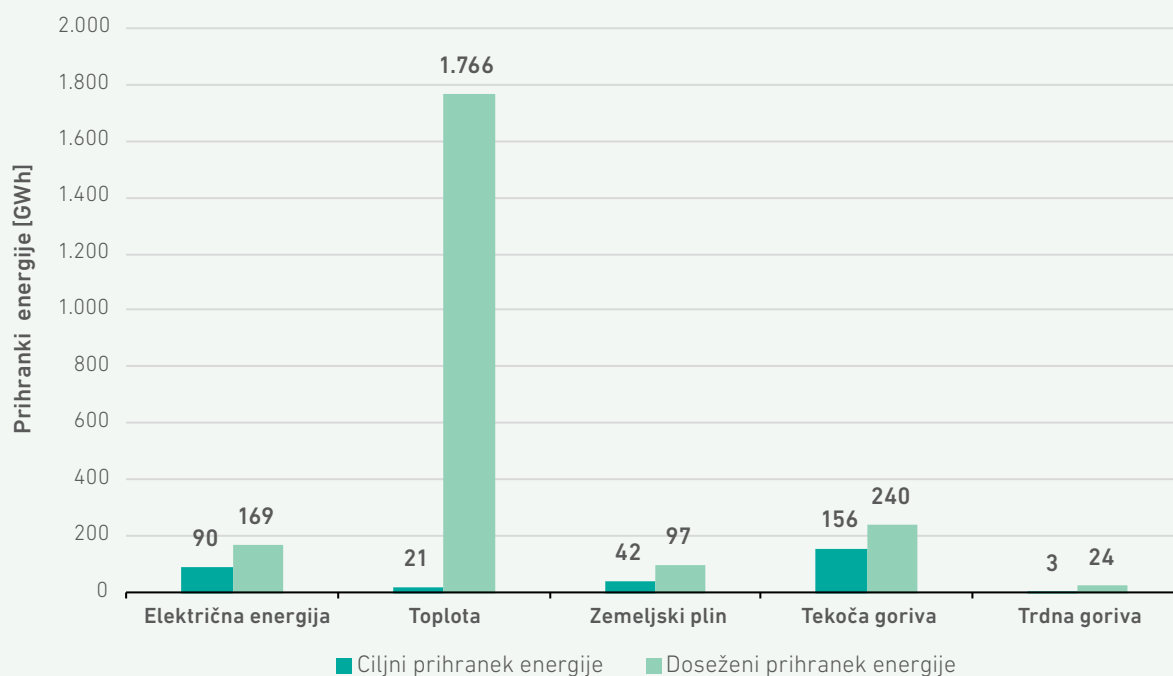
Dejavnosti dobaviteljev pri doseganju ciljnega prihranka energije

Večina dobaviteljev je v letu 2023 s svojim prispevkom (s soudeležbo pri izvedbi ukrepov, z lastnim prispevkom k izvajanju ukrepov ipd.) prispevala k izvedbi ukrepov učinkovite rabe, s katerimi so ciljni prihranki za leto 2023 preseženi. Dobavitelji, ki s svojim prispevkom k izvedbi ukrepov učinkovite rabe energije ciljnih prihrankov energije ne uspejo zagotoviti, lahko svojo obveznost za vsako megavatno uro nedoseženih prihrankov energije izpolnijo s plačilom finančnega nadomestila Eko sklada. Višino finančnega nadomestila določi Eko sklad in je za leto 2023 znašala 190,80 EUR/MWh.

S slike 232 je razvidno, da so največ prihrankov ustvarili dobavitelji toplote, ki so dosegli kar 1.766 GWh prihrankov, kar je posledica izgradnje plinske parne enote toplarne. Veliko prihrankov, 240 GWh, so dosegli dobavitelji tekočih goriv, sledijo pa jim dobavitelji električne energije, ki so dosegli 169 GWh prihrankov. Dobavitelji plina so dosegli 97 GWh in dobavitelji trdnih goriv 24 GWh prihrankov. V letu 2023 so vsi zavezanci presegli svoje ciljne prihranke.



SLIKA 232: CILJNI IN DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE GLEDE NA VRSTO DOBAVITELJA ENERGENTA



VIR: AGENCIJA

Doseženi prihranki energije s posameznimi ukrepi

Dobavitelji so prihranke energije dosegli s sodelovanjem in prispevkom pri izvedbi ukrepov pri končnih odjemalcih v javnem, storitvenem in industrijskem sektorju. Prav tako lahko dosega prihranke z dodatnimi ukrepi v stanovanjskih objektih ter v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije. Doseženi prihranki so izračunani v skladu z metodologijami izračuna prihrankov za

posamezni ukrep, ki so določene v Pravilniku o metodah za določanje prihrankov energije. Prihranke lahko zavezanci dosegajo tudi z ukrepi, ki niso opredeljeni v metodologiji, vendar jih je treba dokazovati z izvedenim energetske pregledom, v okviru katerega se doseženi prihranki za vsak posamezen ukrep izmerijo.

TABELA 46: PRIHRANKI ENERGIJE Z UKREPI V OBDOBJU 2015–2023

Ukrep	2015 [GWh]	2016 [GWh]	2017 [GWh]	2018 [GWh]	2019 [GWh]	2020 [GWh]	2021 [GWh]	2022 [GWh]	2023 [GWh]
Celovita prenova stavb	0,0	0,6	0,1	15,9	7,0	7,7	4,0	3,4	5,8
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	7,6	13,6	20,8	14,8	13,5	15,6	16,8	9,9	7,7
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na lesno biomaso	1,6	2,4	0,8	1,5	2,9	20,5	5,6	6,8	1,8
Vgradnja naprednih merilnih sistemov in obračunavanja energije v gospodinjstvih in storitvenem sektorju	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,0	45,9
Vgradnja toplotnih črpalk za ogrevanje stavb	2,7	0,3	1,7	3,5	6,1	2,8	9,7	4,1	16,4
Celovita prenova toplotne postaje	73,6	3,1	0,8	1,7	0,5	1,9	2,7	1,8	0,4
Priklop stavbe na sistem daljinskega ogrevanja	2,3	4,7	5,8	2,6	2,2	2,3	1,3	2,2	2,4
Obnova distribucijskega omrežja sistema daljinskega ogrevanja	3,9	4,4	2,9	4,5	3,8	1,6	3,0	1,9	2,5
Sistemi za izkoriščanje odpadne toplote v stavbah	0,0	9,2	2,0	0,6	0,0	0,9	7,9	0,0	30,2
Optimizacija tehnoloških procesov, ki temelji na izvedenem energetskega pregledu v MSP	15,3	9,7	3,9	4,8	12,1	2,4	6,0	4,4	1,2
Dodajanje aditiva pogonskemu gorivu	195,6	99,2	41,2	53,4	33,3	27,8	41,9	51,4	46,4
Sistemi soproizvodnje toplote in električne energije (SPTe)	37,7	9,8	11,9	62,2	78,9	62,2	34,0	92,0	2023,9
Energetsko učinkovita razsvetljava v stavbah	14,5	15,5	22,9	42,5	56,8	55,0	44,2	33,6	25,7
Uvajanje sistemov upravljanja z energijo	98,3	92,9	93,8	9,7	29,5	3,4	5,4	2,0	2,7
Izkoriščanje odvečne toplote v industriji in storitvenem sektorju	0,0	0,0	6,0	22,6	0,3	0,0	0,6	3,7	0,4
Samooskrba z električno energijo	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	4,6	24,5	33,1	40,9
Ukrepi, ki se izkazujejo z izvedenimi EP	44,9	12,3	7,5	27,1	27,6	75,4	48,0	30,5	35,9
Drugo	9,8	11,9	19,9	17,8	9,9	14,3	10,5	8,9	5,8

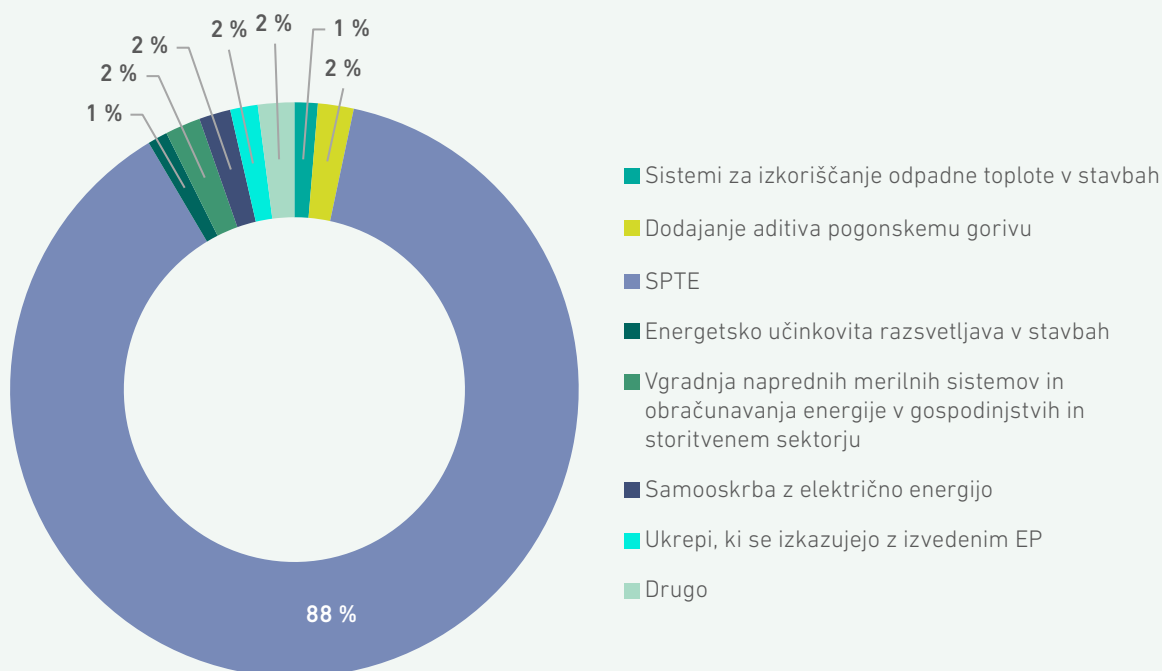
VIR: AGENCIJA



V letu 2023 je bilo največ prihrankov, 88 % vseh, doseženih z ukrepom Sistemi sproizvodnje toplote in električne energije v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije, kar prikazuje podatki v tabeli 46 in na sliki 233. Razlog za to je izgradnja in poskusno obratovanje plinske parne enote TE-TOL, s katero je bilo doseženih 81 % (1.863,9 GWh) vseh realiziranih prihrankov v letu 2023. Temu sledi sektor prometa z dodajanjem aditiva pogonskemu

gorivu, sektor industrije s samooskrbo z električno energijo in ukrepi, kjer je treba izvesti energetski pregled; v zasebnem sektorju je bilo največ prihrankov doseženih s sistemi za izkoriščanje odpadne toplote v stavbah. Pri gospodinjstvih je bila večina prihrankov realiziranih z vgradnjo naprednih merilnih sistemov in obračunavanjem energije v gospodinjstvih in storitvenem sektorju.

SLIKA 233: DELEŽI PRIHRANKOV ENERGIJE PO POSAMEZNIH UKREPIH



VIR: AGENCIJA

Na podlagi metodološko določenih izračunov zmanjšanja izpustov CO₂ za posamezne vrste ukrepov so se z ukrepi v okviru sistema obveznosti energetske učinkovitosti letni izpusti CO₂ zmanjšali za 381.147 ton, največ v sektorju pretvorbe,

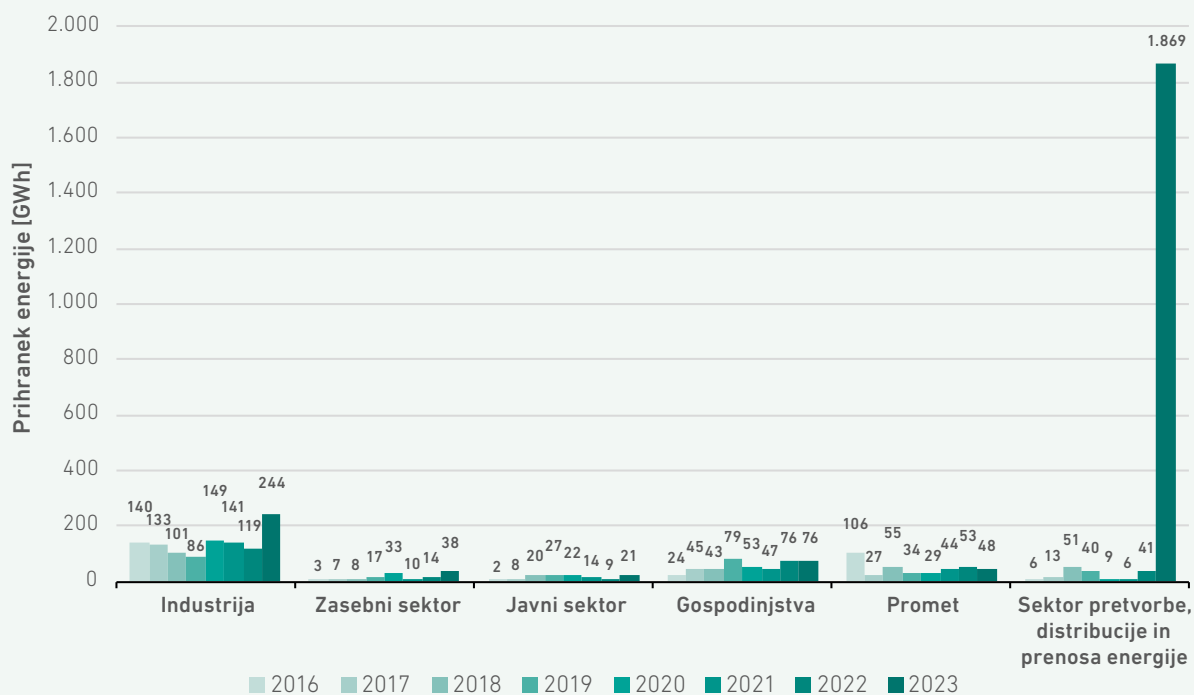
distribucije in prenosa energije, kjer je bilo glede na sektorje doseženih tudi največ prihrankov, kar pa je posledica predhodno že omenjene izgradnje toplotne.

Prihranki energije po sektorjih

V letu 2023 je bilo največ prihrankov ustvarjenih v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije, in sicer 1.869 GWh, kar je 81 % vseh prihrankov. Razlog za to je izgradnja in poskusno obratovanje plinske parne enote TE-TOL, s katero je bila doseženih večina (1.863,9 GWh) vseh realiziranih prihrankov v letu 2023. Več prihrankov kot v preteklih letih je bilo ustvarjenih prav v vseh sektorjih, pri čemer je možno opaziti najmanjšo razliko med preteklim letom v sektorju prometa, kjer so se realizirani prihranki energije iz leta 2022 povečali le za 4 GWh, saj je bilo doseženih 48 GWh prihrankov.

V celotnem obdobju poročanja o doseženih prihrankih energije je bilo največ prihrankov doseženih v industriji, najmanj pa v zasebnem in javnem sektorju. Če zanemarimo dejstvo, da je bilo v letu 2023 samo z enim ukrepom dosežena večina vseh prihrankov energije v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije, je tudi v tem sektorju v zadnjih letih bilo zaznati najmanjšo količino doseženih prihrankov energije.

SLIKA 234: PRIHRANKI ENERGIJE PO SEKTORJIH V OBDOBJU 2016–2023



VIR: AGENCIJA

Prihranki energije, doseženi v okviru alternativnega ukrepa

Alternativni ukrep v okviru kombiniranega sistema za doseganje ciljnega deleža prihrankov končne energije izvaja Eko sklad v okviru programa za izboljšanje energetske učinkovitosti.

Eko sklad dosega prihranke energije s pomočjo treh sistemov, kot je razvidno v tabeli 47, in sicer s kreditiranjem naložb v ukrepe učinkovite rabe, dodeljevanjem nepovratnih sredstev za izvedbo ukrepov

učinkovite rabe in z energetske svetovanjem za občane, ki se izvaja z mrežo svetovalnih pisarn pod oznako Ensvet. Pri tem je največ prihrankov doseženih z ukrepi, ki so izvedeni s pomočjo finančnih spodbud – nepovratnih sredstev, dodeljenih v okviru javnih razpisov Eko sklada. V letu 2023 je bilo tako z njimi doseženih skupaj 510 GWh prihrankov energije, skupaj z ukrepi Eko sklada pa je bilo v letu 2023 doseženih 549 GWh prihrankov.

TABELA 47: DOSEŽENI PRIHRANKI ENERGIJE V PROGRAMU EKO SKLADA ZA IZBOLJŠANJE ENERGETSKE UČINKOVITOSTI V OBDOBJU 2015–2023

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Kreditirane naložbe [GWh]	5	8	11	24	23	39	44	29	15
Nepovratna sredstva [GWh]	123	127	117	190	272	314	323	358	510
Energetsko svetovanje za občane [GWh]	0	14	14	18	23	25	25	29	24

VIR: LETNA POROČILA EKO SKLADA



Večino prihrankov Eko sklad dosega z ukrepi, ki jih posamezni investitorji izvedejo v gospodinjstvih in podjetjih ter so delno financirani z nepovratnimi sredstvi, dodeljenimi z javnimi razpisi Eko sklada. V letu 2023 je bilo tako kot že od leta 2018 največ prihrankov doseženih z dvema ukrepoma, in sicer z vgradnjo toplotnih

črpalk (214,2 GWh) in s samooskrbo – net metering (107 GWh), skupaj iz nepovratnih sredstev pa je bilo v letu 2023 doseženih 510 GWh prihrankov, kar pomeni kar 93 % vseh prihrankov Eko sklada. Prihranki energije pri Eko skladu se iz leta v leto povečujejo.

TABELA 48: PRIHRANKI ENERGIJE PO UKREPIH ZA OBDOBJE 2018–2023, DELNO FINANCIRANIH Z NEPOVRATNIMI SREDSTVI EKO SKLADA

	2018 [GWh]	2019 [GWh]	2020 [GWh]	2021 [GWh]	2022 [GWh]	2023 [GWh]
Kotli na biomaso	18,3	30,6	27,2	26,5	32,4	35,8
Toplotne črpalke	63,1	102,7	103,8	99,0	126,8	214,2
Samooskrba – net metering	10,0	16,3	30,9	58,0	62,4	107,0
Vgradnja stavbnega pohištva	2,9	3,3	4,1	3,6	3,1	4,2
Toplotna izolacija fasade	49,9	55,0	48,9	43,2	42,0	45,0
Toplotna izolacija strehe	18,0	15,2	13,6	13,5	9,0	8,1
Vgradnja prezračevanja z vračanjem toplote	0,0	2,1	4,2	4,0	4,0	6,1
Kondenzacijski kotli na zemeljski plin	10,9	31,7	39,4	33,2	42,5	6,4
SNES Javne zgradbe	3,7	1,9	1,3	4,8	7,4	9,5
Energetski pregledi	3,3	1,3	4,1	0,4	1,8	4,4
Okolju prijazna osebna vozila	3,2	2,5	3,8	5,0	3,3	4,6
Menjava razsvetljave	0,0	1,6	4,9	8,9	4,7	4,4
Upravljanje z energijo v procesu	0,0	0,1	3,8	2,9	0,0	11,5
Energetska optimizacija	0,0	2,0	11,1	8,0	1,1	23,4
Pnevmatike	0,0	0,0	7,9	7,8	8,6	18,1
Drugi ukrepi	6,8	6,1	5,0	4,2	8,9	8,0

VIRI: LETNA POROČILA EKO SKLADA

Energetski pregledi

Uveljavljen nacionalni ukrep energetske učinkovitosti je tudi obvezna izvedba energetskega pregleda v velikih gospodarskih družbah, kjer se identificirajo možni ukrepi za izboljšanje energetske učinkovitosti in posledično zmanjšanje porabe energije ter hkrati pripomore k zmanjšanju stroškov rabe energije. Velike gospodarske družbe so na podlagi ZURE obvezane vsaka štiri leta izvesti energetski pregled ter o pregledu poročati agenciji. Energetski pregled je sistematičen pregled in analiza porabe energije v vseh segmentih delovanja družbe, ki vključuje porabo energije za stavbe, procese, transport in delovanje ljudi, z namenom prepoznati energijske tokove in možnosti za izboljšanje energijske učinkovitosti. Minimalna zahteva energetskega pregleda je podroben pregled rabe energije stavb, tehnoloških procesov ali industrijskih obratov, transporta ter nabor možnih ukrepov za izboljšanje energijske učinkovitosti. Energetski pregled mora temeljiti na dejanskih, izmerjenih, dokazljivih in operativnih podatkih o porabi energije za vse vire energije.

Velike gospodarske družbe so tiste družbe, ki v zadnjih dveh poslovnih letih na bilančni presečni dan presegajo dvoje od naslednjih meril:

- v povprečju zaposlujejo več kot 250 delavcev,
- vrednost aktive presega 20 milijonov evrov in
- čisti prihodki od prodaje presegajo 40 milijonov evrov.

97,7 % vseh velikih gospodarskih družb izpolnjuje obveznost energetskega pregleda

Agencija je v evidenci velikih gospodarskih družb za leto 2023 na podlagi podatkov iz Poslovnega registra Slovenije opredelila 355 velikih gospodarskih družb, registriranih v Sloveniji. Pri tem je bilo glede na stanje ob koncu leta 2022 iz evidence izločenih osem družb, 36 družb pa je bilo vključenih v evidenco na novo.

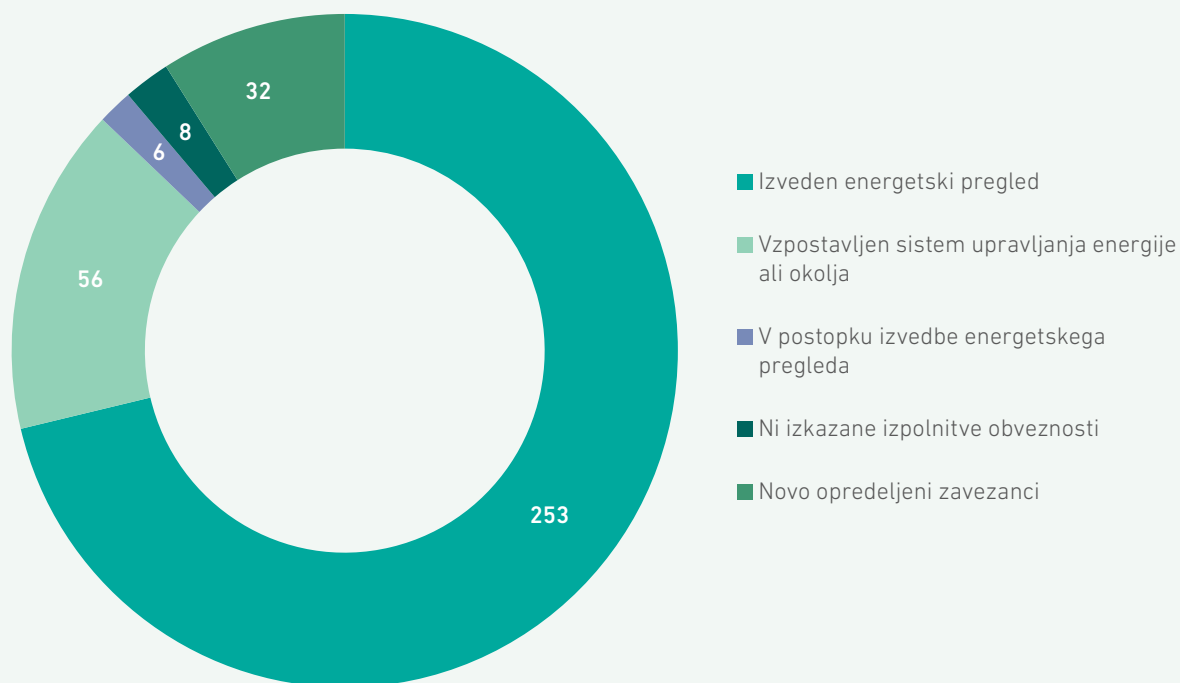
Velike gospodarske družbe lahko obveznost izvedbe energetskega pregleda izpolnijo:

- z izvedbo energetskega pregleda v skladu s standardoma SIST ISO 50002 ali serije standardov SIST EN 16 247 (SIST EN 16 247-1, SIST EN 16 247-2, SIST EN 16 247-3 in SIST EN 16 247-4);
- s pridobljenim certifikatom upravljanja z energijo v skladu s standardom SIST EN ISO 50001 ali sistemom upravljanja z okoljem v skladu s standardom SIST EN ISO 14001, pri katerem je treba imeti narejen tudi minimalen pregled v skladu s Prilogo A, točko A.3 standarda SIST ISO 50002, ki se izvede na vsaka štiri leta.

Ob koncu leta 2023 je obveznost izvedbe energetskega pregleda od skupno 355 velikih gospodarskih družb izpolnjevalo 309 gospodarskih družb, in sicer je 253 družb izvedlo energetski pregled, 56 družb pa ima vzpostavljen certificiran sistem upravljanja energije ali okolja v skladu z evropskimi ali mednarodnimi standardi in jim je z odločbo agencije potrjena izpolnitev obveznosti energetskega pregleda. Od preostalih 46 družb jih je šest v fazi izvedbe energetskega pregleda, osem družb pa trenutno ne izpolnjuje obveznosti. Med navedenimi družbami je petim poteklo obdobje veljavnosti energetskega pregleda, o morebitni ponovni izvedbi energetskega pregleda pa agencije niso obvestili. Zgolj tri gospodarske družbe pa niso izkazale, da so v postopku njegove izvedbe. Od 36 družb, ki so bile kot velike gospodarske družbe opredeljene na novo, so štiri družbe svojo obveznost že izpolnile, preostale pa imajo za izvedbo energetskega pregleda eno leto časa.



SLIKA 235: IZVEDBA ENERGETSKIH PREGLEDOV V VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽBAH

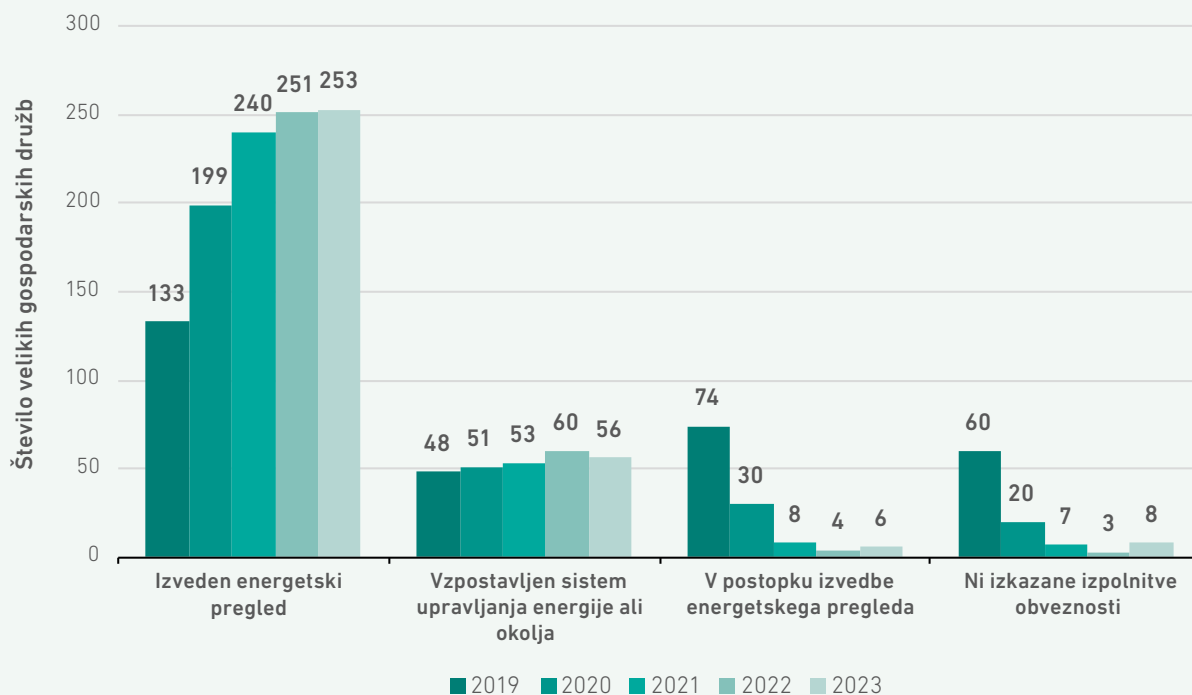


VIR: AGENCIJA

Primerjava izpolnjevanja obveznosti izvedbe energetskega pregleda velikih gospodarskih družb v letih 2019, 2020, 2021, 2022 in 2023, ki je prikazana na sliki 236, še naprej kaže rahlo rast izvedenih energetskih pregledov in stagnacijo pri številu tistih velikih gospodarskih družb, ki imajo vzpostav-

ljen sistem upravljanja energije ali okolja. V primerjavi s preteklim letom je v letu 2023 nekoliko več gospodarskih družb, ki ne izkazujejo izpolnitve obveznosti oziroma pri katerih je energetski pregled potekel.

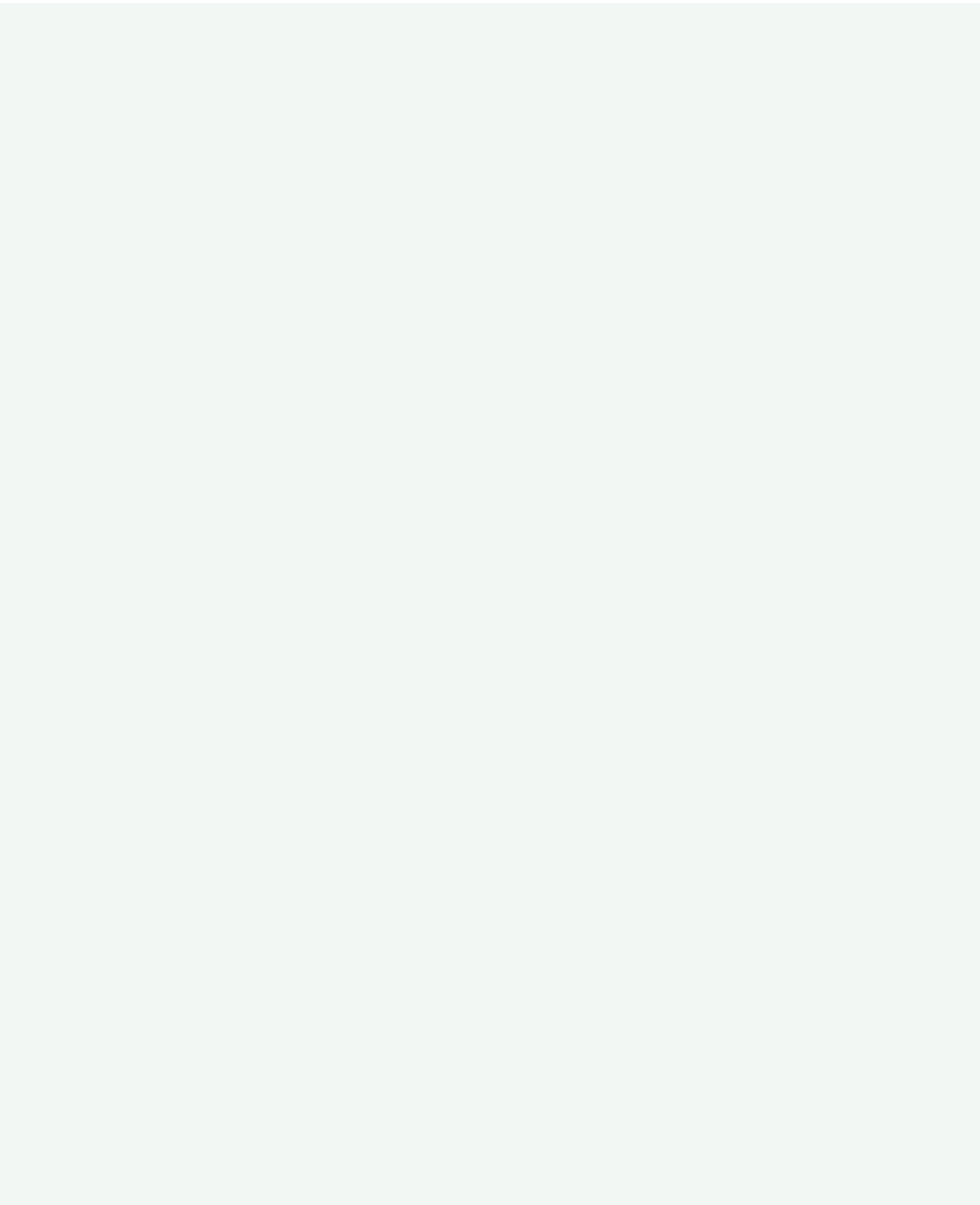
SLIKA 236: PRIMERJAVA IZPOLNJEVANJA OBVEZNOSTI VELIKIH GOSPODARSKIH DRUŽB MED LETOMA 2019 IN 2023

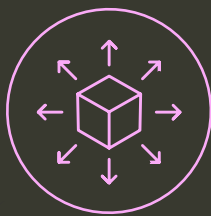


VIR: AGENCIJA

Pregled primerjave izpolnjevanja obveznosti velikih gospodarskih družb v preteklih letih še naprej kaže nizek delež neizpolnenih obvez, saj v letu 2023 obveze trenutno ne izpolnjuje osem velikih

gospodarskih družb, kar pomeni 2,25 % zavezancev, pri čemer je treba izpostaviti, da le tri gospodarske družbe med temi niso izkazale, da so energetski pregled opravile.





OSKRBA S TOPLOTO
SE JE IZVAJALA IZ
110 DISTRIBUCIJSKIH
SISTEMOV V 67 OBČINAH

10,3%
NIŽJA PORABA TOPLOTE

**Energija v obliki tople
vode, vroče vode,
pare ali hladu**

10,1%
VIŠJA

POVPREČNA MESEČNA
MALOPRODAJNA CENA
TOPLOTE ZA
GOSPODINJSKE
ODJEMALCE V LETU
2023

131,47 EUR/MWh
POVPREČNA MALOPRODAJNA CENA
TOPLOTE ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE



36,2 %

TOPLOTE
PROIZVEDENE
IZ PREMOGA

40,3 %

TOPLOTE
PROIZVEDENE IZ
ZEMELJSKEGA PLINA

23 %

TOPLOTE
PROIZVEDENE
IZ OVE

61,8 %

DISTRIBUCIJSKIH
SISTEMOV JE ENERGETSKO
UČINKOVITIH

8,8 %

MANJŠA PORABA
PRIMARNIH GORIV ZA PROIZVODNJO
TOPLOTE, OD TEGA:

24,2 % VEČJA PORABA
ZEMELJSKEGA PLINA

28,5 % MANJŠA PORABA
PREMOGA

75,9 % MANJŠA PORABA
NAFTNIH DERIVATOV

15,7 %
DISTRIBUIRANE
TOPLOTE

PROIZVEDENE V
KOGENERACIJSKIH
PROIZVODNIH
PROCESIH

5

NAJVEČJIH
DISTRIBUTERJEV
TOPLOTE

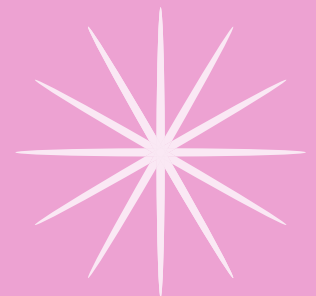
DOBAVILO

79,3 %
TOPLOTE



OD 1. 1. DO 30. 4.
ZAMEJENE CENE
TOPLOTE

VKLJUČITEV 2 MW
TOPLOTNE ČRPALKE, KI
IZKORIŠČA GEOTERMALNO
ENERGIJO REKE ZA
PROIZVODNJO TOPLOTE



TOPLOTA

Oskrba s toploto

V Sloveniji je v letu 2023 oskrbo s toploto iz distribucijskih sistemov toplote zagotavljalo 50 distributerjev toplote. Distribucija se je izvajala v 67 občinah iz 110 distribucijskih sistemov.

Distributerji toplote so za ogrevanje in hlajenje objektov, pripravo sanitarne tople vode in industrijske parne procese distribuirali 2.038,7 GWh toplote in 153.505 odjemalcem dobavili 1.655,0 GWh toplote. Razlika so izgube pri distribuciji toplote v višini 383,7 GWh. Poraba toplote odjemalcev iz evidentiranih distribucijskih sistemov je bila 10,3 % nižja kot leto prej¹⁵⁵, v primerjavi z letom 2021 pa je bila poraba nižja kar za 20,5 %. Trend padanja

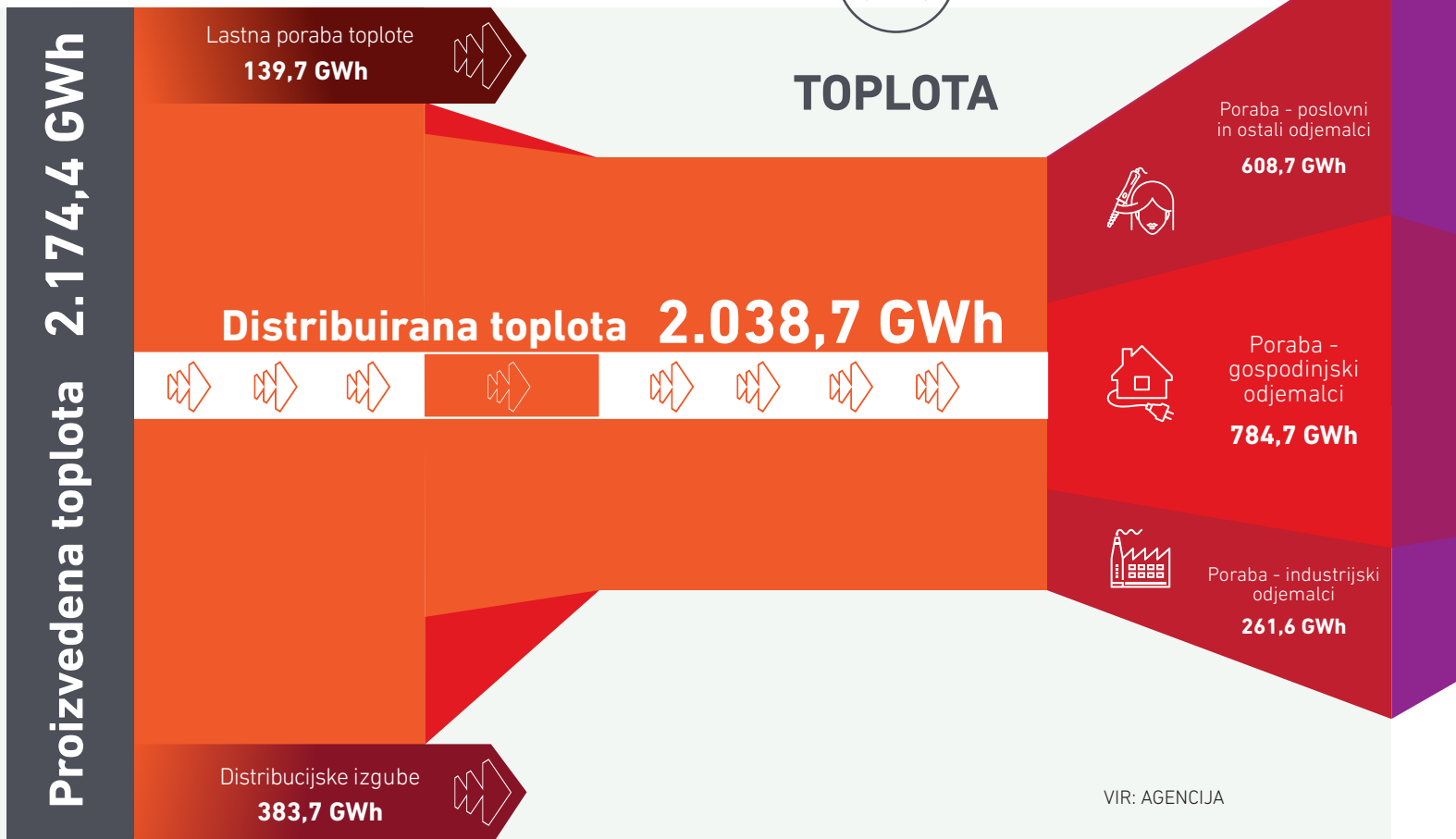
**20,5 % nižja poraba toplote
glede na leto 2021**

**10,4 % nižja poraba toplote
glede na leto 2022**

porabe toplote na strani končnih odjemalcev lahko pripišemo nižjim letnim temperaturnim primanjkljajem ter visokim cenam toplote. Relativno topla obdobja znotraj ogrevalne sezone so prav tako botrovala manjši porabi toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja, saj so nekateri končni odjemalci dnevne temperaturne primanjkljaje kompenzirali tudi s pomočjo inverterskih klimatskih naprav.

Število odjemalcev toplote se je glede na leto prej povečalo za 41,1 %, kar je posledica večletnega vodenja napačnih evidenc števila gospodinjstev odjemalcev v večstanovanjskih stavbah pri nekaterih večjih distributerjih toplote.

¹⁵⁵ Zaradi naknadno prejetih popravkov podatkov za koledarsko leto 2022 od zavezancev za poročanje lahko navedene medletne primerjave glede na lanskoletne objavljene podatke za leto 2022 v manjši meri odstopajo.



SLIKA 237: OSNOVNI PODATKI O PROIZVEDENI IN DISTRIBUIRANI TOPLOTI ZA OSKRBO ODJEMALCEV, PRIKLJUČENIH NA DISTRIBUIJSKE SISTEME

V letu 2023 je agencija evidentirala dva večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja s skupno inštalirano močjo hladilnih agregatov 3,88 MW, ki primarno oskrbujeta predvsem poslovne odjemalce v Velenju in industrijske odjemalce v Kranju.

Distributerji toplote z lastno proizvodnjo in proizvajalci toplote, ki oskrbujejo distribucijske sisteme, so za ogrevanje prostorov, pripravo sanitarne tople vode, oskrbo industrijskih procesov in za lastne potrebe proizvedli 2.178,3 GWh koristne toplote. Hkrati je bilo proizvedeno tudi 662,1 GWh električne energije oziroma 580,3 GWh električne energije na pragu kogeneracijskih proizvodnih procesov.

Toplota, proizvedena v kogeneracijskih proizvodnih procesih, pokriva 74,1-odstotni delež vse proizvedene koristne toplote (toplota za lastno rabo in oskrbo distribucijskih sistemov). Preostalih 25,9 % toplote je bilo proizvedene v drugih tehnoloških procesih (kotlovnice na lesno biomaso, zemeljski plin, utekočinjen naftni plin, procesi pridobivanja toplote iz geotermalnih vrtin, odvečna toplota iz industrijskih procesov, sežigalnice komunalnih odpadkov ...). V deležu toplote, namenjene le oskrbi distribucijskih sistemov, je bila toplota iz

67,6 % distribuirane toplote proizvedene v kogeneracijskih proizvodnih procesih

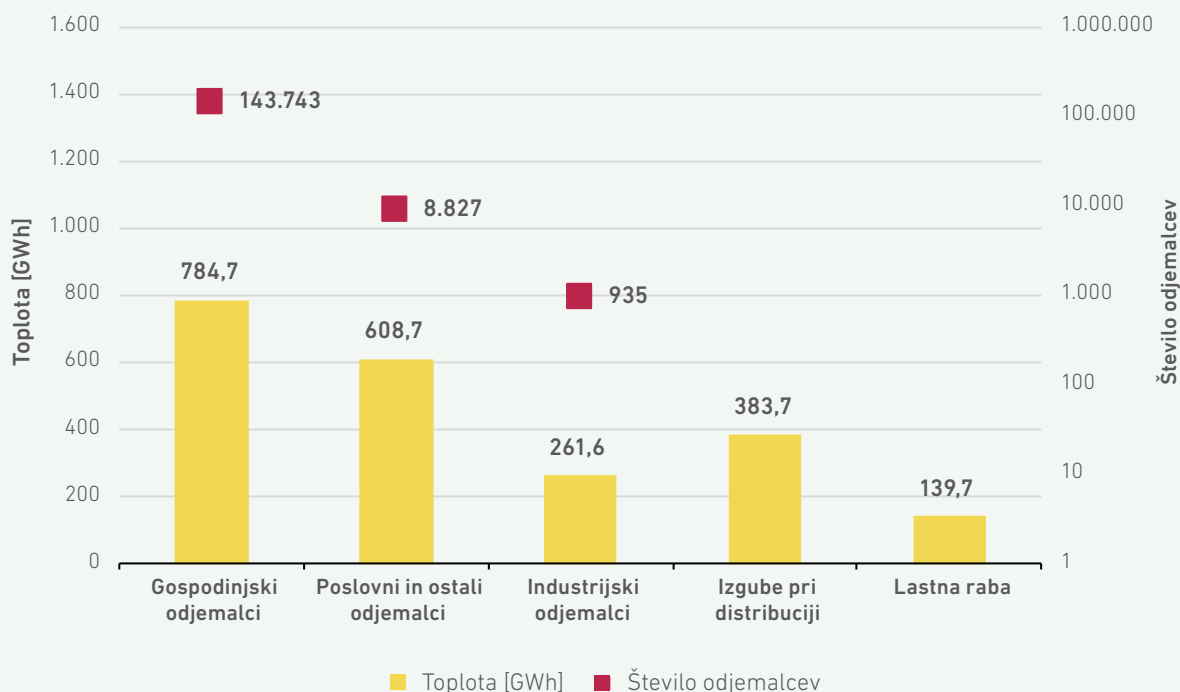
kogeneracijskih virov zastopana s 67,6 %, kar je glede na predhodno leto 8,4-% znižanje.

Največji, kar 36-odstotni delež celotne proizvedene koristne toplote, je bil namenjen oskrbi 143.743 gospodinjiskih odjemalcev, 27,9 % toplote je porabilo 8.827 poslovnih odjemalcev, 12,0 % toplote 935 industrijskih odjemalcev. Proizvajalci oziroma distributerji toplote so za lastne potrebe (lastna rabo za industrijske procese, ogrevanje in priprava sanitarne tople vode) porabili 6,4 % toplote, preostali del v višini 17,6 % pa so predstavljale celotne distribucijske izgube¹⁵⁶.

Porabo koristno proizvedene toplote iz proizvodnih procesov, ki oskrbujejo distribucijske sisteme toplote, po vrsti odjemalcev in njihovo število prikazuje slika 238.

¹⁵⁶ Celotne distribucijske izgube zajemajo tudi distribucijske izgube internih distribucijskih sistemov proizvajalcev toplote. Zaradi zaokroževanja deležev lahko seštevek deležev odstopa od 100 %.

SLIKA 238: PORABA TOPLOTE PO VRSTI ODJEMALCEV IN NJIHOVO ŠTEVILO



VIR: AGENCIJA

Pri proizvodnji toplote se je v letu 2023 porabilo 12,2 PJ energije primarnih energentov. Zaradi manjše potrebe po toploti na strani končnih odjemalcev je glede na preteklo leto poraba primarnih goriv manjša, in sicer za dobrih 8,8 %.

Primat glavnega energenta za proizvodnjo toplote je v letu 2023 prevzel zemeljski plin s 40,30-odstotnim deležem, sledi mu premog s 36,24 % in ostali primarni energenti s 23,46-odstotnim deležem. Delež zemeljskega plina se je glede na leto 2022 povečal za približno 24,22 %. Vzrok je iskati v poizkusnem obratovanju dveh novih plinskih turbin, ki sta sestavni del nove plinsko parne enote, ki ju upravlja največji distributer toplote v Sloveniji, Energetika Ljubljana. S tem bo proizvodnja toplote v Energetiki Ljubljana v večji meri prešla s primarnega energenta, tj. premoga, na zemeljski plin.

Nafta in naftni derivati kot primarni energenti so bili v strukturi zastopani z 0,94-odstotnim

Zemeljski plin postal primarni energent

deležem, obnovljivi viri (lesna biomasa, geotermalna energija) z 18,95-odstotnim deležem, komunalni odpadki s 3,30 %, industrijska odpadna toplota z 0,26-odstotnim in električna energija z 0,01-odstotnim deležem.

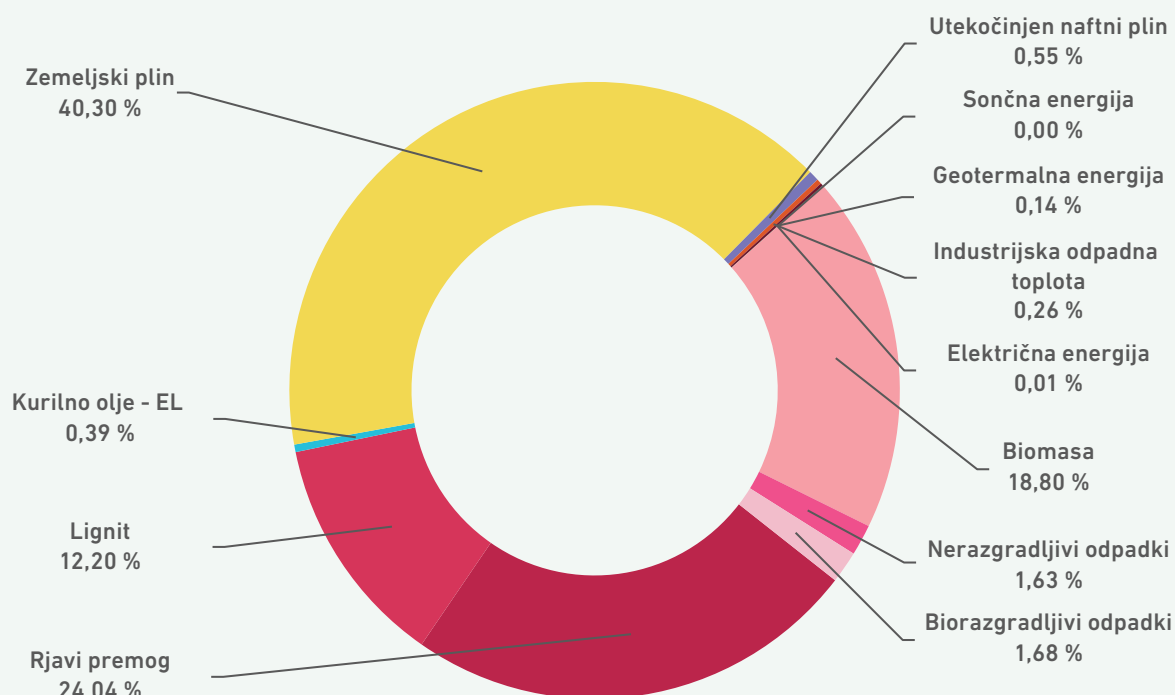
Toplota iz komunalnih odpadkov za oskrbo sistemov daljinskega ogrevanja se je proizvajala le v sežigalnici komunalnih odpadkov v Celju, odvečna toplota iz industrijskih procesov pa v železarni Ravne (SIJ Metal Ravne) in v tovarni zdravil Novartis Ljubljana. Koriščenje odvečne toplote iz proizvodnih procesov za oskrbo sistemov daljinskega ogrevanja postaja glede na trend rasti cen ostalih primarnih energentov vse pomembnejši dejavnik pri doseganju cenovno sprejemljive oskrbe odjemalcev s toploto.

Podrobnejša struktura uporabljenih primarnih energentov za proizvodnjo toplote v letu 2023 je prikazana na sliki 239.

8,8 % manjša poraba primarnih goriv



SLIKA 239: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGENTOV ZA PROIZVODNJO TOPLOTE



VIR: AGENCIJA

V strukturi primarnih energentov so se glede na predhodno leto najbolj spremenili deleži premoga, zemeljskega plina, kurilnega olja in električne energije (slika 240). Manjša poraba premoga je v večji meri predvsem posledica začetka poizkusnega obratovanja prej omenjene plinsko-parne enote v začetku poletja. Plinsko-parno enoto sestavljata dve plinski in parna turbina, s skupno nazivno toplotne močjo 148 MW, kar je ob poskusnem obratovanju posledično povzročilo manjšo proizvodnjo v obstoječih premogovnih parnih turbinah in 28,51 % nižjo porabo premoga ter 24,22 % višjo porabo zemeljskega plina v strukturnem deležu primarnih goriv.

Omenjena energenta v strukturnem deležu primarnih goriv pokrivata 76,54-odstotni delež celotne energetske vrednosti porabljenih goriv za oskrbo sistemov daljinskega ogrevanja.

Poraba naftnih derivatov, ki so alternativno gorivo zemeljskemu plinu pri določenih proizvodnih napravah in zastopajo v letnem strukturnem deležu primarnih goriv le 0,94-odstotni delež, se je glede na preteklo leto zmanjšala za 75,91 %. Prav tako se je znatno povečala poraba električne energije (ta pokriva v letnem strukturnem deležu primarnih goriv 0,01-odstotni delež), predvsem zaradi vse večjega vključevanja toplotnih črpalk kot proizvodnih virov toplote. Proti koncu oktobra 2023

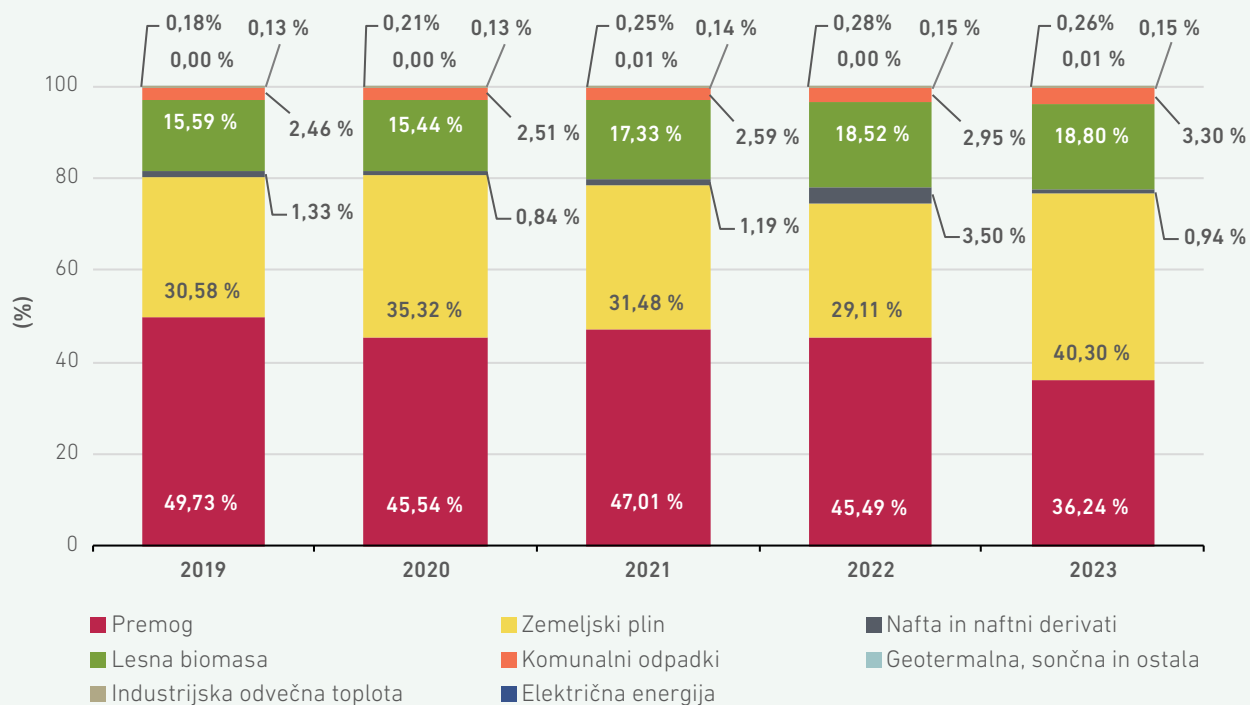
28,51 % manjša poraba premoga

24,22 % večja poraba zemeljskega plina

je distributer toplote, Energetika Maribor, v oskrbo s toploto sistema daljinskega ogrevanja mesta Maribor vključila 2,0 MW visokotemperaturno toplotno črpalko Pristan, ki izkorišča geotermalno energijo reke Drave. Relativno nizek delež električne energije v preteklih letih je botroval njeni največji spremembi, letnemu porastu za faktor 2,44.

V letu 2023 so na ceno toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja bistveno vplivale tudi visoke cene emisijskih kuponov CO₂. Njihova povprečna mesečna ponudbena cena na borznih trgih je tako po podatkih portala European Energy Exchange v letu 2023 znašala 83,6 EUR/tona CO₂, kar je glede na predhodno leto 5,23-odstotno zvišanje. Povprečne mesečne ponudbene cene emisijskih kuponov so se tako v letu 2023 gibale med 69,2 EUR/tona CO₂ in 91,7 EUR/tona CO₂, medtem ko je najvišja dnevna ponudbena cena v tretjem četrtletju leta 2023 dosegla 130,0 EUR/tona CO₂.

SLIKA 240: STRUKTURA PRIMARNIH ENERGENTOV V OBDOBJU 2019–2023



VIR: AGENCIJA

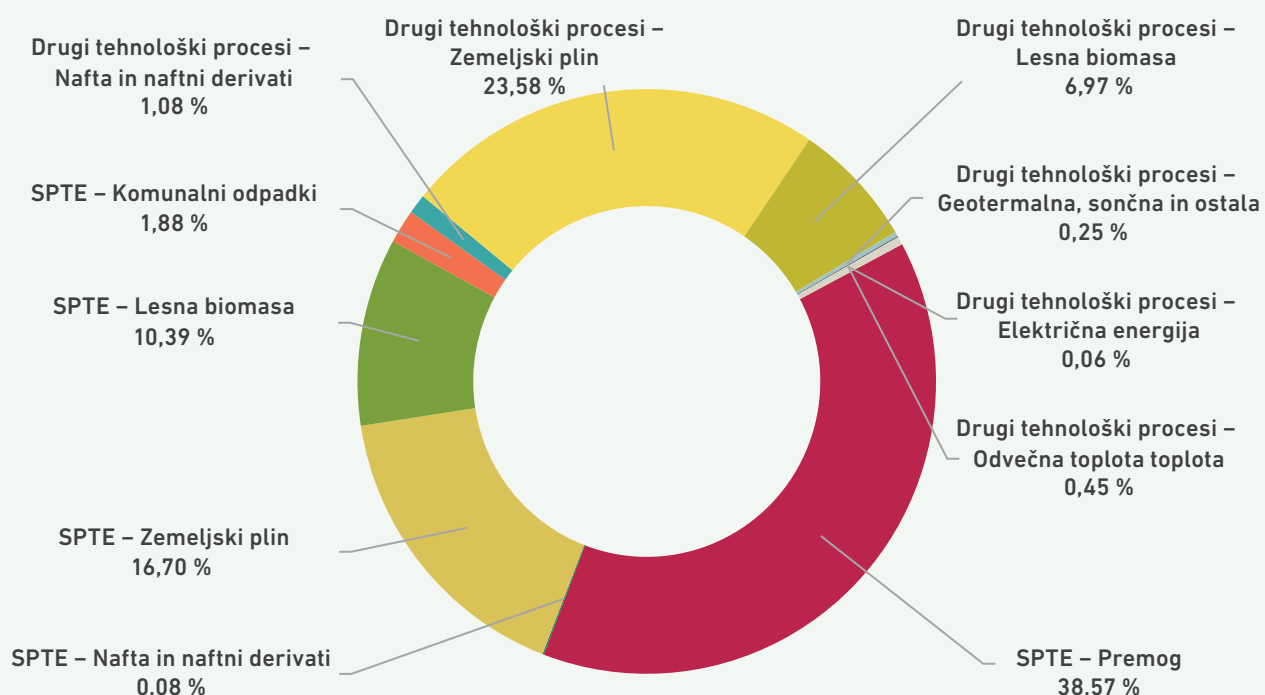
Premog kot primarni vir se je uporabljal le v procesih sproizvodnje električne energije in toplote, pri čemer je bilo v sproizvodnji za potrebe oskrbe distribucijskih sistemov toplote proizvedenih 377,5 GWh bruto električne energije in 1.089,5 GWh

toplote. V ostali sproizvodnji toplote in drugih tehnoloških procesih se je v večji meri kot primarni energent uporabljal zemeljski plin (proizvedeno 400,9 GWh bruto električne energije in 1.285,3 GWh toplote). Iz OVE je bilo proizvedenih 117,6 GWh bruto električne energije in 545,4 GWh toplote. Strukturni delež porabljenih primarnih energentov glede na način pridobivanja toplote za oskrbo distribucijskih sistemov prikazuje slika 241.

23 % toplote proizvedene iz OVE



SLIKA 241: STRUKTURA PRIMARNIH ENERAGENTOV¹⁵⁷ ZA PROIZVODNJO TOPLOTE ZA DISTRIBUCIJSKE SISTEME



VIR: AGENCIJA

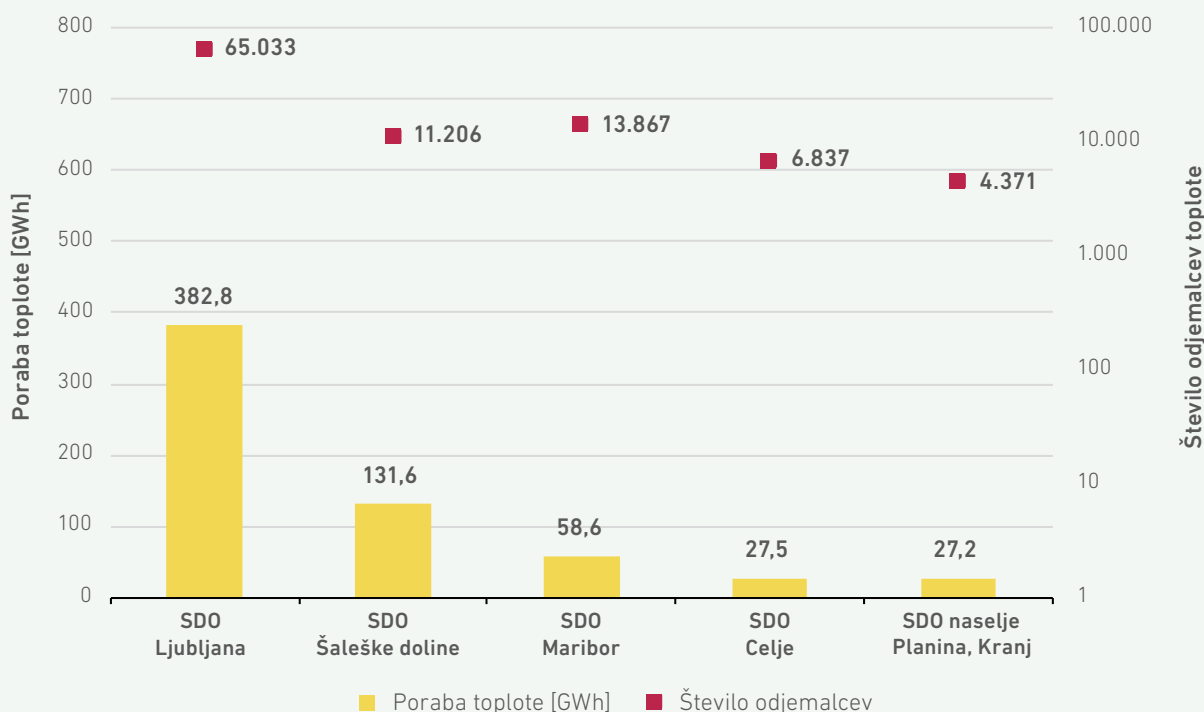
Prvih pet največjih distribucijskih sistemov¹⁵⁸ po kriteriju količin dobavljene toplote končnim odjemalcem je v letu 2023 dobavilo kar 79,3 % vse predane toplote iz distribucijskih sistemov. Pri tem je bilo oskrbovanih 71,0 % vseh odjemalcev distribucijskih sistemov daljinskega ogrevanja. Distribucija toplote za ogrevanje in hlajenje prostorov ter pripravo sanitarne tople vode se je izvajala iz 108 distribucijskih sistemov.

Prvih pet največjih distribucijskih sistemov, ki oskrbujejo gospodinske odjemalce, pa je oskrbovalo 70,5 % vseh oskrbovanih gospodinskih odjemalcev in jim dobavilo 80,0 % toplote, namenjene gospodinskim odjemalcem. Oskrbo gospodinskih odjemalcev je pri tem zagotavljalo 85 distribucijskih sistemov v 58 slovenskih občinah. Navedeno prikazuje slika 242.

157 Zaradi zaokroževanja deležev na dve decimalni mesti lahko pride do odstopanj seštevka deležev.

158 Zaradi namembnosti parovodnih sistemov (oskrba le industrijskih procesov) so ti izločeni iz podane primerjave.

SLIKA 242: PORABLJENA TOPLOTA IN ŠTEVILO OSKRBOVANIH GOSPODINJSKIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE¹⁵⁹

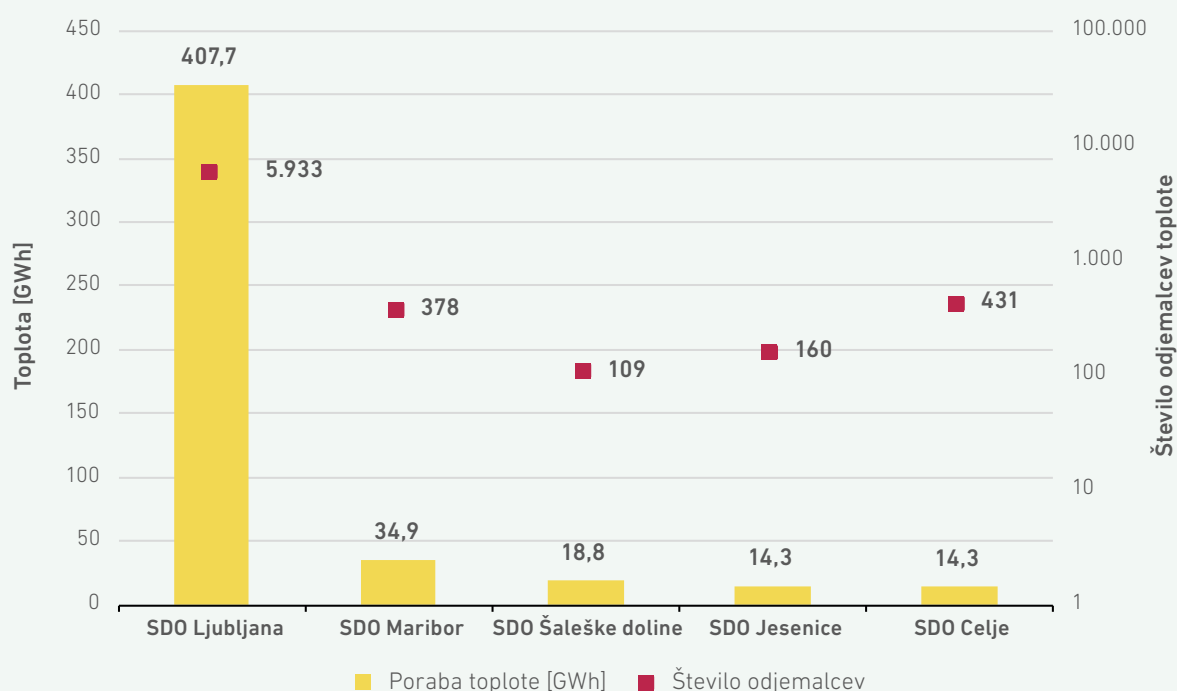


VIR: AGENCIJA

Prvih pet največjih distribucijskih sistemov, ki s toploto za ogrevanje prostorov in pripravo sanitarne tople vode oskrbuje poslovne in druge odjemalce toplote, je oskrbovalo 79,4 % teh odjemalcev in

jim dobavilo 80,5 % vse toplote (slika 243). Oskrba poslovnih in drugih odjemalcev toplote se je v letu 2023 zagotavljala iz 78 distribucijskih sistemov v 59 slovenskih občinah.

SLIKA 243: PORABLJENA TOPLOTA TER ŠTEVILO POSLOVNIH IN DRUGIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE



VIR: AGENCIJA

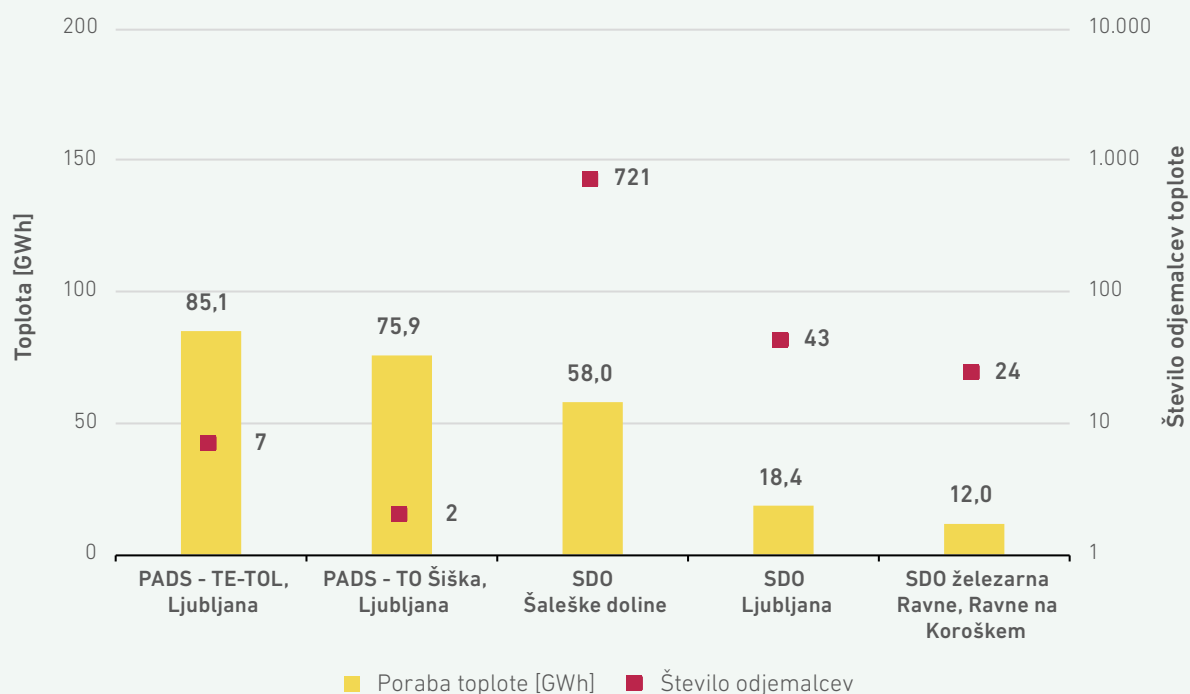
159 SDO – uporabljena okrajšava za sistem daljinskega ogrevanja.



V letu 2023 je prvih pet največjih distribucijskih sistemov, ki s toploto za potrebe industrijskih procesov in ogrevanje ter pripravo sanitarne tople vode oskrbujejo industrijske odjemalce, oskrbovalo 85,2 % teh odjemalcev in jim dobavilo

kar 95,3 % toplote, namenjene industrijskim odjemalcem (slika 244). Oskrba industrijskih odjemalcev se je v letu 2023 zagotavljala iz 23 distribucijskih sistemov v 20 slovenskih občinah.

SLIKA 244: PORABLJENA TOPLOTA IN ŠTEVILO OSKRBOVANIH INDUSTRIJSKIH ODJEMALCEV PRI NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH TOPLOTE¹⁶⁰



VIR: AGENCIJA

Distribucijski sistemi toplote

Oskrba s toploto iz distribucijskih sistemov toplote¹⁶¹ se je po evidencah agencije v letu 2023 izvajala iz 110 distribucijskih sistemov (61 kot GJS, 17 tržnih in 32 lastniških) v 67 slovenskih občinah. Skupna dolžina tras distribucijskih sistemov je znašala 910,5 kilometra. Kot izbirno lokalno GJS je oskrbo s toploto izvajalo 61 distribucijskih sistemov, ki jih je upravljalo 34 distributerjev v 51 slovenskih občinah. V 12 občinah se je oskrba s toploto izvajala kot tržna dejavnost in v 16 občinah kot oskrba iz lastniških distribucijskih sistemov. Lastniški distribucijski sistemi na območju občin Kranj, Koper, Maribor, Žalec, Mežica sodijo med večje distribucijske sisteme za oskrbo gospodinjstev in poslovnih odjemalcev. V letu 2023 je v omenjenih občinah enajst lastniških distribucijskih

sistemov oskrbovalo 12.621 odjemalcev, od tega kar 10.538 gospodinjstev.

Distribucijski sistemi, katerih dejavnost distribucije toplote se je izvajala kot izbirna lokalna GJS, so zagotavljali toploto 91,1 % odjemalcev toplote, delež predane toplote iz omenjenih sistemov pa je znašal 93,4 % vse predane toplote iz distribucijskih sistemov.

Večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja ostajata le v občinah Velenje in Kranj s skupno dolžino omrežja 1,5 kilometra.

Občine z distribucijskimi sistemi in količine distribuirane toplote v letu 2023 prikazuje slika 245.

¹⁶⁰ PADS – uporabljena okrajšava za parovodni distribucijski sistem.

¹⁶¹ Distribucijski sistemi ne zajemajo internih distribucijskih sistemov proizvajalcev toplote.

SLIKA 245: KOLIČINE DISTRIBUIRANE TOPLOTE PO SLOVENSКИH OBČINAH



Distribucijske sisteme glede na temperaturni režim obratovanja delimo na toplovodne, vročevodne in parovodne ter na distribucijske sisteme za prenos hladu. Dolžina toplovodnih in vročevodnih distribucijskih sistemov zajema 98,8 % celotne dolžine tras distribucijskih sistemov, parovodni 1 % in distribucijski sistemi hladu pa nekaj manj kot 0,2 % celotne dolžine distribucijskih sistemov. Najdaljša

distribucijska sistema daljinskega ogrevanja os-tajata v Ljubljani (282,2 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem) in Velenju s Šoštanjem (180,1 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem). Povprečna dolžina distribucijskih sistemov toplote je znašala 8,2 kilometra, distribucijski sistemi pa so beležili povprečne letne distribucijske izgube toplote v višini 15,7 % vse distribuirane toplote.

SLIKA 246: DOLŽINA DISTRIBUCIJSKIH OMREŽIJ V SLOVENSКИH OBČINAH

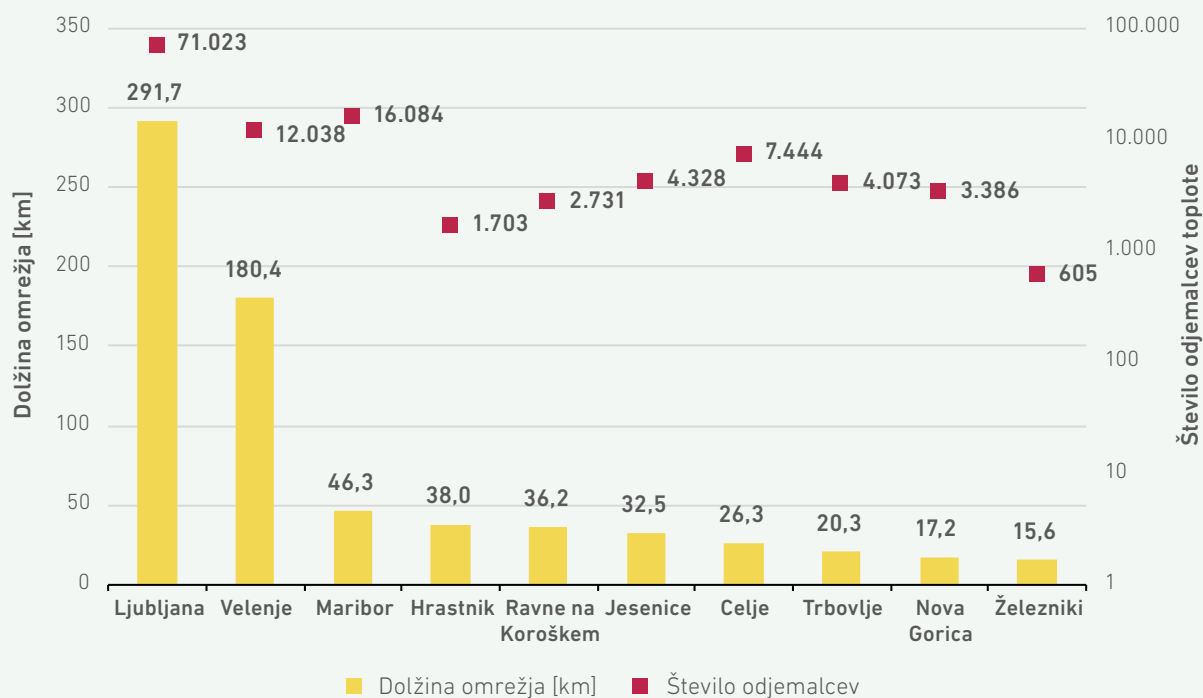


Slika 247 prikazuje prvih 10 občin glede na skupno dolžino evidentiranih distribucijskih sistemov

za oskrbo s toploto in število odjemalcev toplote v letu 2023.



SLIKA 247: DOLŽINE DISTRIBUCIJSKIH SISTEMOV TOPLOTE IN ŠTEVILO PRIKLJUČENIH ODJEMALCEV TOPLOTE V POSAMEZNIH OBČINAH



VIR: AGENCIJA

ŠTUDIJA PRIMERA

Izgube na distribucijskih sistemih toplote

V nadaljevanju je predstavljena študija primera izgub na distribucijskih sistemih toplote, katerih namen je oskrba odjemalcev s toploto za ogrevanje prostorov in pripravo sanitarne tople vode. Študija temelji na podatkih letnih poročil distributerjev toplote.

Distribucijske izgube vplivajo na učinkovitost prenosa toplote od vira do končnih uporabnikov in so v glavnem odvisne naslednjih dejavnikov:

- kakovost izolacije cevi: izgube toplote skozi stene cevi so odvisne predvsem od izolacijskega materiala, debeline izolacije in kakovosti namestitve. Slabo izolirane cevi povzročajo večje izgube toplote;
- temperatura dovodnega in povratnega voda: višje temperature v sistemu povzročajo večje toplotne izgube, saj je razlika med temperaturo vode v ceveh in temperaturo okolice večja. Optimalno upravljanje temperaturnih režimov delovanja distribucijskega sistema lahko zmanjša distribucijske izgube;
- dolžina, premer in starost omrežja: daljša omrežja imajo običajno večje toplotne izgube kot krajša. Prav tako starejša omrežja z dotrajano infrastrukturo zaradi slabše izolacije in pogostejših puščanj dosegajo večje izgube toplote;
- gostota odjema: višja gostota uporabnikov na določenem območju pomeni manjše izgube na enoto prenesene toplote, saj so razdalje med virom in uporabniki krajše;
- temperaturni primanjkljaj: zunanje temperature, vlaga in veter lahko vplivajo na toplotne izgube skozi cevi;
- hitrost pretoka ogrevne vode: višje hitrosti pretoka vode lahko zmanjšajo toplotne izgube, saj preteče manj časa, da voda preide skozi omrežje. Vendar pa lahko preveliki pretoki hitrosti povečajo hidravlične izgube in obrabo komponent elementov distribucijskega sistema;
- tlačne izgube v sistemu: tlačne izgube zaradi trenja in drugih ovir v ceveh lahko vplivajo na

učinkovitost prenosa toplote. Bolj učinkoviti sistemi imajo manj tlačnih izgub oz. so premeri cevi vodov ustrezno dimenzionirani;

- hidravlična uravnoteženost sistema: dobro uravnotežen sistem zagotavlja enakomeren pretok in zmanjšuje toplotne izgube. Slaba uravnoteženost vodi do neenakomerne porazdelitve toplote in večjih izgub;
- vzdrževanje in nadzor: redno vzdrževanje omrežja in nadzor nad delovanjem sistema lahko zmanjšata izgube zaradi puščanj, korozije in drugih težav, ki se lahko pojavijo s časom.

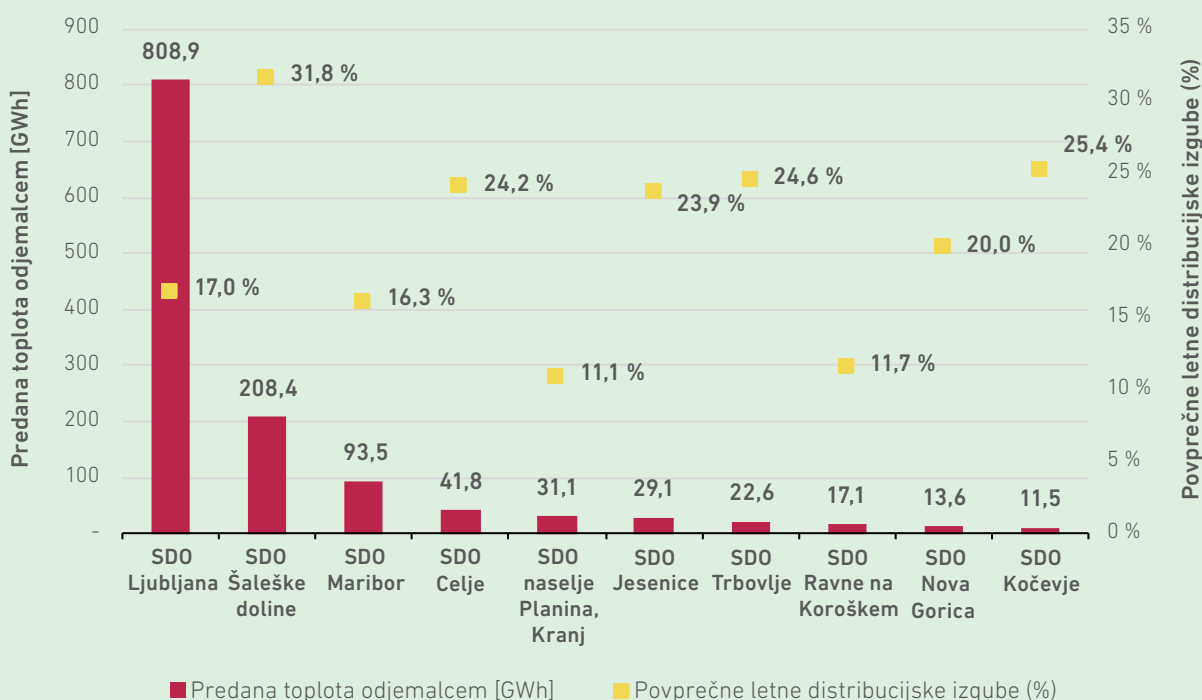
Izgube na distribucijskih sistemih toplote se določijo kot odstotek količinskih izgub in se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami dobavljene toplote odjemalcem in količinami toplote, dane v distribucijski sistem toplote. Izgube na distribucijskih sistemih toplote se gibajo v naslednjih okvirih:

- sodobna in dobro vzdrževana omrežja: v sodobnih sistemih z visoko kakovostjo izolacije in dobrim upravljanjem so distribucijske izgube običajno med 5 in 10 %. To vključuje novejša omrežja, kjer so bile uporabljene napredne tehnologije in materiali za zmanjšanje tako toplotnih kot hidravličnih izgub;

- starejša in manj vzdrževana omrežja: v starejših sistemih, ki so bili zgrajeni z manj učinkovito izolacijo in kjer vzdrževanje ni bilo optimalno, lahko distribucijske izgube znašajo med 10 in 20 %. Ti sistemi so pogosto bolj dovzetni za puščanja in druge težave, ki povečujejo toplotne izgube;
- zelo stara ali slabo vzdrževana omrežja: v zelo starih ali slabo vzdrževanih omrežjih, kjer se infrastruktura ni bistveno posodabljala, lahko distribucijske izgube presežejo 20 %, v nekaterih primerih pa lahko dosežejo tudi do 30 % ali več.

Povprečna vrednost izgub toplote pri daljinskem ogrevanju v Evropi je približno od 10 do 15 %, v Sloveniji pa znaša povprečje zadnjih treh let 16,2 %, v letu 2023 pa približno 15,8 %. Omenjeno povprečje vključuje tako novejše kot starejše sisteme. V državah s sodobnejšimi distribucijskimi sistemi toplote, kot so skandinavske države, so izgube pogosto nižje, medtem ko so v državah z manj sodobnimi sistemi izgube lahko višje. Naslednja slika prikazuje povprečne letne distribucijske izgube 10 največjih distribucijskih sistemov v Sloveniji v letu 2023 glede na količino dobavljene toplote končnim odjemalcem. Povprečne izgube navedenih sistemov znašajo 20,6 %. Distribucijske izgube so večje za tiste sisteme, kjer distributer toplote poleg ogrevanja zagotavlja tudi sanitarno toplo vodo skozi celo leto.

SLIKA 248: POVPREČNE DISTRIBUCIJSKE IZGUBE TER DOBAVLJENA TOPLOTE KONČNIM ODJEMALCEM NA NAJVEČJIH DISTRIBUCIJSKIH SISTEMIH¹⁶² V LETU 2023



VIR: AGENCIJA

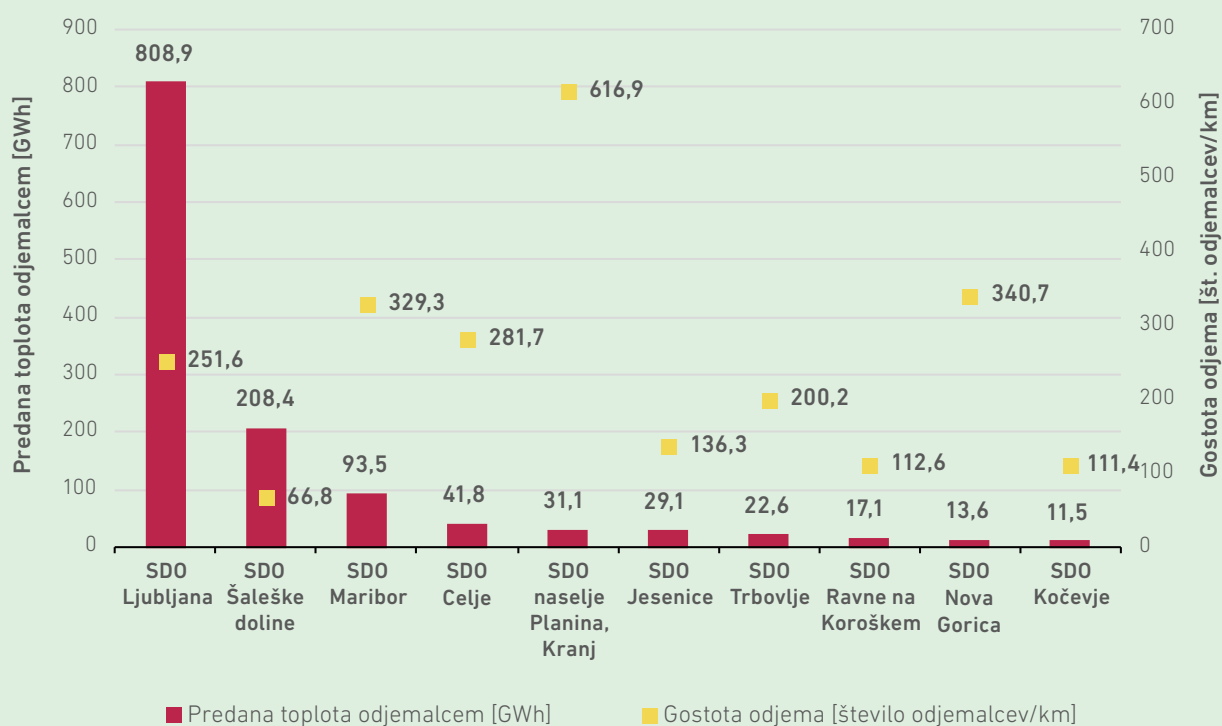
¹⁶² Vsi predstavljeni distribucijski sistemi, razen SDO Ravne na Koroškem, delujejo tudi izven kurilne sezone.



Eden izmed pomembnejših dejavnikov, ki vpliva na distribucijske izgube, je tudi gostota odjema oz. število odjemalcev na dolžino omrežja. Gostoto

odjema za prej omenjene SDO prikazuje naslednji graf.

SLIKA 249: GOSTOTA ODJEMA GLEDE NA VIŠINO DOBAVLJENE TOPLOTE KONČNIM ODJEMALCEM V LETU 2023



VIR: AGENCIJA

Distribucijske izgube toplote so torej odvisne od več dejavnikov, med katere nedvomno spadajo kakovost izolacije cevi, dolžina in starost omrežja, temperaturni primanjkljaj, gostota odjema ter temperaturni režim obratovanja distribucijskega sistema. Povprečne letne distribucijske izgube na večjih distribucijskih sistemih v Sloveniji nakazujejo, da ti spadajo med starejša omrežja z nizko gostoto odjema in visokim temperaturnim režimom obratovanja. Večji sistemi prav tako v pretežni meri zagotavljajo odjemalcem izven kurilne sezone tudi sanitarno toplo vode, kar povečuje njihove

povprečne letne toplotne izgube zaradi relativno nizkega odjema.

Učinkovito načrtovanje in upravljanje distribucijskih sistemov, učinkovito upravljanje temperaturnih režimov, prehod na nizkotemperaturne sisteme in izboljšanje izolativnosti sistemov so ključni ukrepi za zmanjšanje toplotnih izgub in izboljšanje učinkovitosti distribucijskih sistemov toplote ter doseganje njihove konkurenčne prednosti v primerjavi z ostalimi načini ogrevanja, predvsem v urbanih okoljih.

Energetsko učinkoviti sistemi toplote

Sistem daljinskega ogrevanja in hlajenja je energetsko učinkovit sistem, če distributer toplote na letni ravni zagotovi toploto iz vsaj enega od naslednjih virov:

- vsaj 50 % toplote, ki je proizvedena posredno ali neposredno iz obnovljivih virov energije (OVE);
- vsaj 50 % odvečne toplote;
- vsaj 75 % toplote iz soproizvodnje ali
- vsaj 50 % kombinacije toplote iz najmanj dveh virov iz prejšnjih alinej.

Agencija vsako leto preverja, kateri distribucijski sistemi toplote izpolnjujejo merila, in na svoji spletni strani objavlja seznam energetsko učinkovitih distribucijskih sistemov toplote (www.agen-rs.si/izvajalci/toplota/ucinkoviti-distribucijski-sistemi).

Glede na omenjena merila je bilo v letu 2023 od 110 evidentiranih distribucijskih sistemov toplote, na katerih se distribucija toplote izvaja kot izbirna lokalna GJS ali tržna dejavnost ali pa gre za lastniški distribucijski sistem, kar 68 distribucijskih sistemov energetsko učinkovitih (to pomeni, da

61,8 % distribucijskih sistemov energetsko učinkovitih

so izpolnjevali vsaj eno izmed meril, nekateri tudi več). Največ distribucijskih sistemov, in sicer 53, je izpolnjevalo merilo energetske učinkovitosti s tem, da je bilo vsaj 50 % distribuirane toplote proizvedene posredno ali neposredno iz OVE. Deset distribucijskih sistemov je izpolnjevalo merilo energetske učinkovitosti, da je vsaj 75 % distribuirane toplote proizvedene v soproizvodnji. Noben distribucijski sistem pa ni dosegel kriterija, da je vsaj 50 % distribuirane toplote proizvedene iz odvečne toplote.

Distribucijski sistem toplote je lahko energetsko učinkovit tudi v primeru, če je količina distribuirane toplote proizvedena vsaj iz 50 % kombinacije toplote iz najmanj dveh prej omenjenih virov. To merilo je izpolnjevalo 14 distribucijskih sistemov.

Cena toplote

Povprečna maloprodajna cena toplote v devetih izbranih slovenskih občinah z distribucijskimi sistemi toplote je izračunana kot povprečna mesečna maloprodajna cena oskrbe s toploto za ogrevanje stanovanjskih prostorov in pripravo sanitarne tople vode na podlagi javno objavljenih cenikov distributerjev toplote za leto 2023 za značilnega gospodinjstvega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi z letno obračunsko močjo 7 kW in povprečno letno porabo 6,21 MWh.

Distribucijski sistemi v izbranih občinah so v letu 2023 oskrbovali 78,4 % vseh oskrbovanih gospodinjstevskih odjemalcev, njihova prevzeta količina toplote pa je znašala 86,2 % vse predane toplote tem odjemalcem.

Povprečne maloprodajne cene toplote v omenjenih občinah so prikazane na sliki 250. Izračunane so kot povprečje maloprodajnih mesečnih cen za značilnega gospodinjstvega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi v posamezni izbrani občini, prikazana pa je tudi povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za celotno Slovenijo, utežena s številom oskrbovanih gospodinjstevskih odjemalcev. Povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za gospodinjstveke odjemalce se v vseh omenjenih občinah glede na leto prej v povprečju povečala za 10,1 % in je v letu 2023 znašala 131,47 EUR/MWh. Povprečne maloprodajne cene toplote so se po

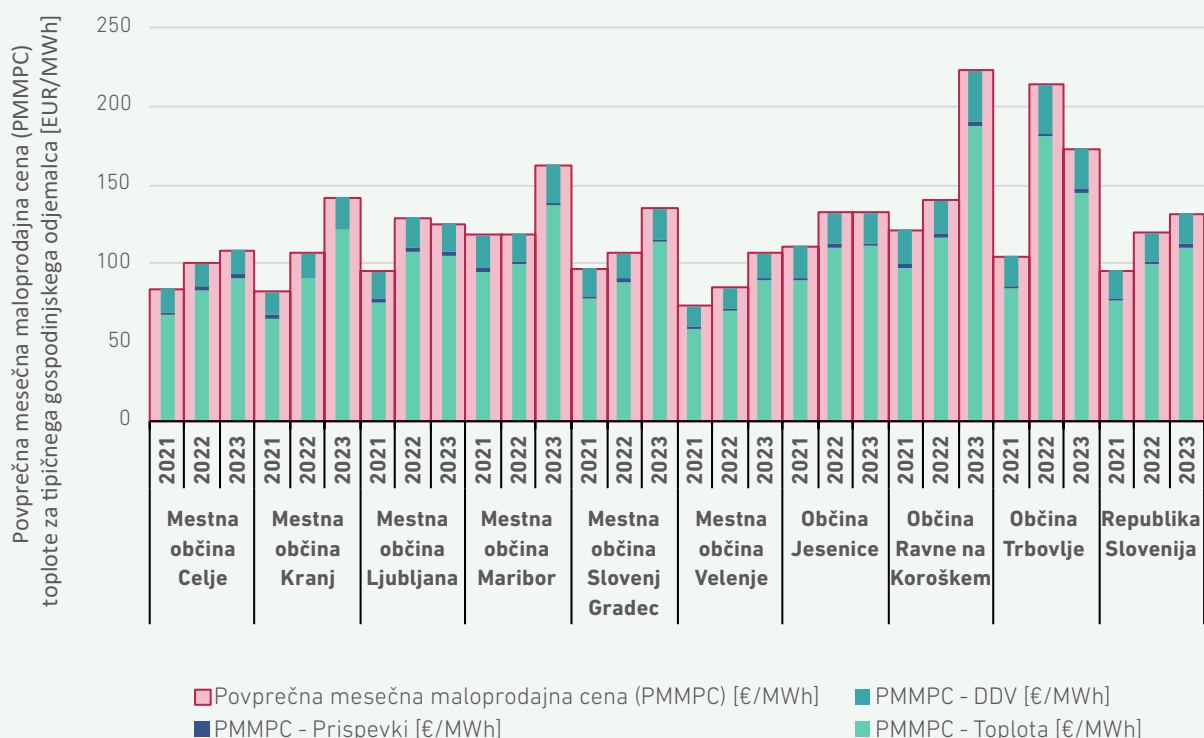
10,1 % višja povprečna maloprodajna cena toplote

odpravi ukrepov vlade o zamejitvi cen toplote konec aprila v delu variabilnega dela cene toplote v povprečju dvignile za slabih 12 %. Najbolj so se cene toplote povečale za gospodinjstveke odjemalce v občini Ravne na Koroškem 222,32 EUR/MWh (58,7 %), kjer je bila tudi povprečna maloprodajna cena med izbranimi občinami najvišja. Najnižjo letno povprečno maloprodajno ceno toplote je zagotavljal distribucijski sistem daljinskega ogrevanja Šaleške doline s 106,69 EUR/MWh.

V zadnjih letih je opaziti, da se povprečna obračunska moč in povprečna letna poraba gospodinjstvega odjemalca v posameznih slovenskih občinah v eno- in večstanovanjskih stavbah zaradi vse večjega števila izvedenih ukrepov energetske sanacije stavb in vse manjšem letnem temperaturnem primanjkljaju znižuje. Agencija bo glede na omenjeno za potrebe primerjalne analize cen toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja in hlajenja na območju Republike Slovenije s pomočjo razpoložljivih statističnih podatkov, pridobljenih s od distributerjev, določila nove odjemne karakteristike značilnega slovenskega odjemalca toplote.



SLIKA 250: GIBANJA POVPREČNE MALOPRODAJNE CENE TOPLOTE ZA GOSPODINJSKE ODJEMALCE V POSAMEZNIH SLOVENSКИH MESTIH V OBDOBJU 2021–2023



VIR: AGENCIJA

Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje

Agencija izvaja reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje na podlagi veljavnega Akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje. Zavezanci za regulacijo so distributerji toplote, ki opravljajo izbirno lokalno GJS distribucije toplote na distribucijskih sistemih, na katere je priključenih več kot 500 gospodinjstev odjemalcev. Zavezanci za regulacijo so tudi proizvajalci toplote, ki dobavljajo toploto takim sistemom.

Zavezanci za regulacijo morajo pridobiti soglasje agencije k prvič oblikovani izhodiščni ceni toplote za posamezni distribucijski sistem oziroma za dobavo toplote in k spremembi izhodiščne cene toplote. O prilagajanju posameznih elementov izhodiščne cene toplote spremembam upravičenih stroškov pa zavezanci za regulacijo agencijo samo obvestijo. V vseh primerih se izhodiščna cena toplote oblikuje v skladu z merili in izhodišči, določenimi v navedenem aktu agencije.

V obdobju od 1. januarja 2023 do 30. aprila 2023 je bila z Uredbo o oblikovanju cene toplote iz daljinskega ogrevanja (Uradni list RS, št. 9/23), sprejete na podlagi Zakona o nujnem posredovanju za obravnavo visokih cen energije (Uradni list RS, št. 158/22), zamejena:

- tarifna postavka za variabilni del cene toplote iz daljinskega ogrevanja za gospodinjstev odjemalce (kot jih določa Zakon o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov, Uradni list RS, št. 44/22), ki prevzemajo toploto iz distribucijskega sistema, kjer distributer izvaja gospodarsko javno službo;
- tarifna postavka za fiksni del cene toplote iz daljinskega ogrevanja za vse odjemalce, ki prevzemajo toploto iz distribucijskega sistema, kjer distributer izvaja gospodarsko javno službo.

Na končno ceno toplote sta posredno vplivali tudi Uredba o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema (Uradni list RS, št. 138/22 in 12/23) in Uredba o določitvi cen zemeljskega plina iz plinskega sistema (Uradni list RS, št. 45/23), na podlagi katerih je bila zamejena najvišja dovoljena maloprodajna cena zemeljskega plina za izvajalce gospodarske javne službe distribucije toplote in druge proizvajalce toplote za plin za proizvodnjo toplote za gospodinjstva odjemalce, osnovne socialne službe, vrtce, osnovne šole in zdravstvene domove. Distributerji toplote so poleg navedenih uredb morali upoštevati tudi Zakon o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo, ki je distributerjem toplote naložil, da se morajo zamejene cene plina odraziti v ceniku za toploto, zato so se cene toplote za različne skupine odjemalcev med seboj razlikovale.

V letu 2023 je agencija v skladu z Uredbo o določitvi nadomestila distributerjem toplote iz sistemov daljinskega ogrevanja (Uradni list RS, št. 74/23) odločala o upravičenosti distributerjev toplote do

finančnega nadomestila za pokrivanje upravičenih stroškov in o višini nadomestila. Omenjena uredba je bila izdana na podlagi Zakona o nujnem posredovanju za obravnavo visokih cen energentov (Uradni list RS, št. 158/22 in 49/23).

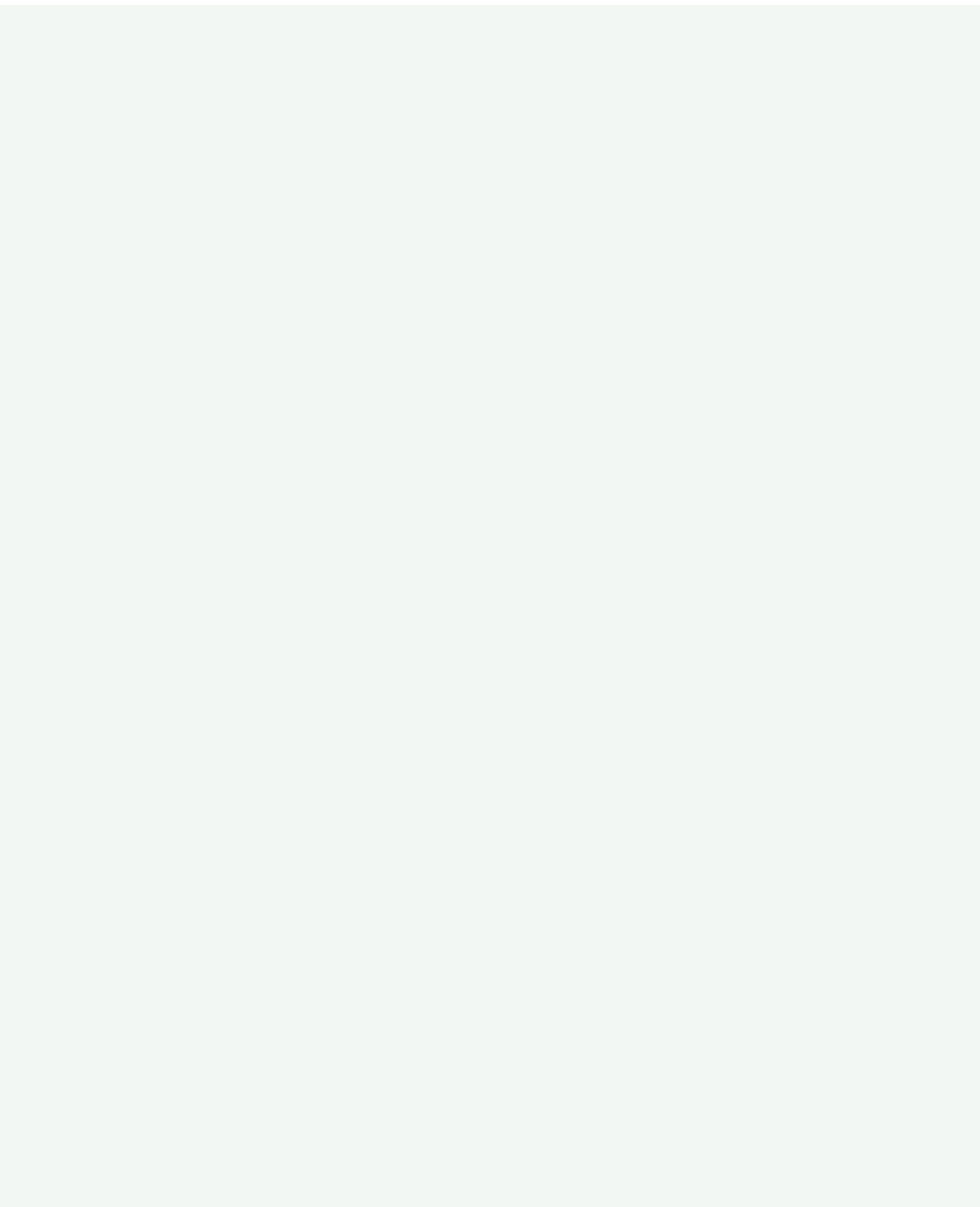
Reševala je zahteve za izdajo soglasja k izhodiščni ceni toplote zavezancev, ki jih je prejela zaradi izpolnjevanja kriterijev za podajo nove zahteve iz Akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje. Razlog za spremembe izhodiščnih cen so bile tehnološke spremembe.

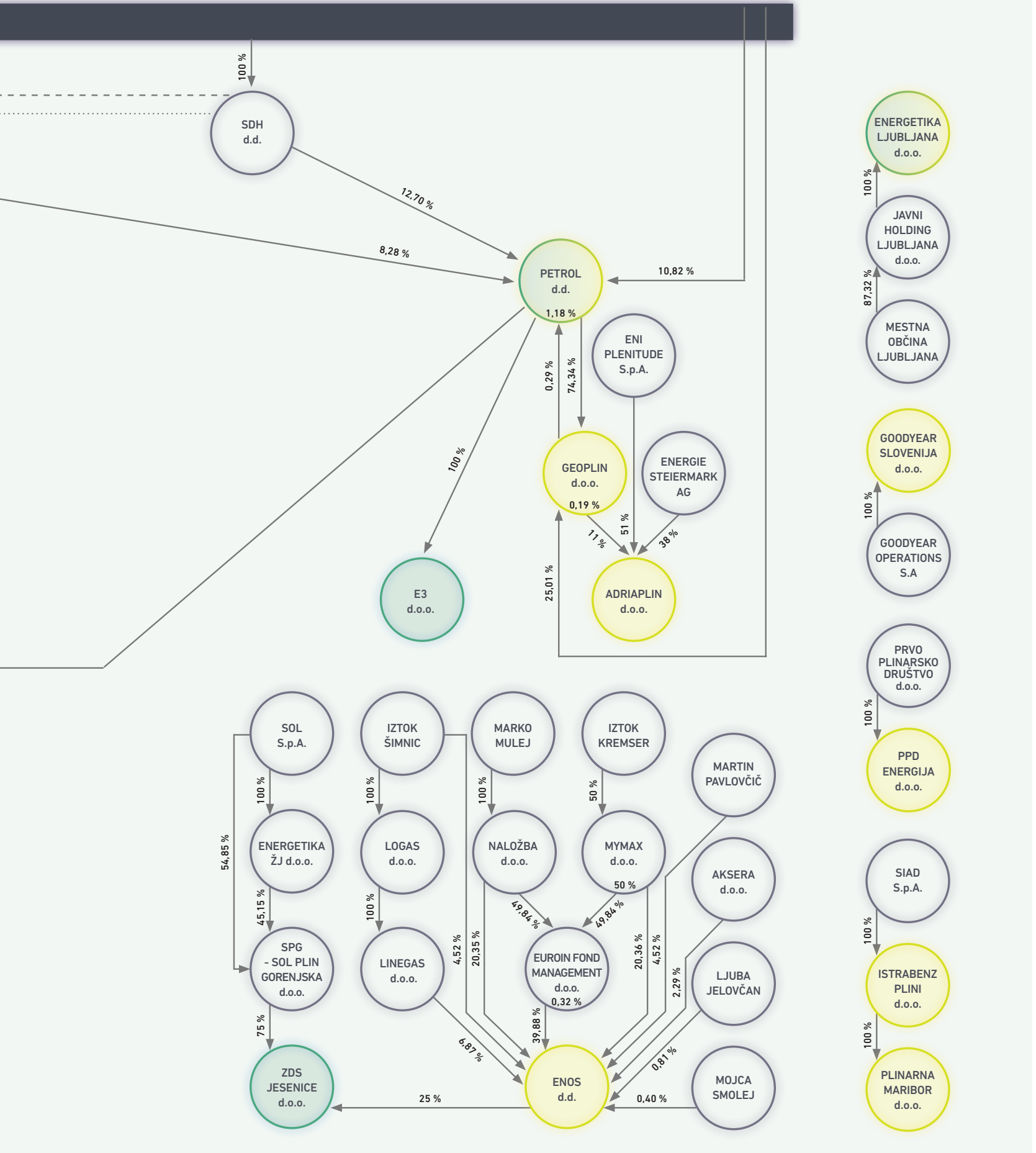
Spremljala in analizirala je tudi prilagajanja izhodiščnih cen toplote zaradi spremembe upravičenih stroškov, nadzirala pa je tudi način obračunavanja toplote in objavo tarifnih postavk toplote. V letu 2023 je obravnavala 118 obvestil o prilagajanju variabilnega dela izhodiščne cene toplote in 15 obvestil o prilagajanju fiksnega dela izhodiščne cene toplote.

Ločitev dejavnosti

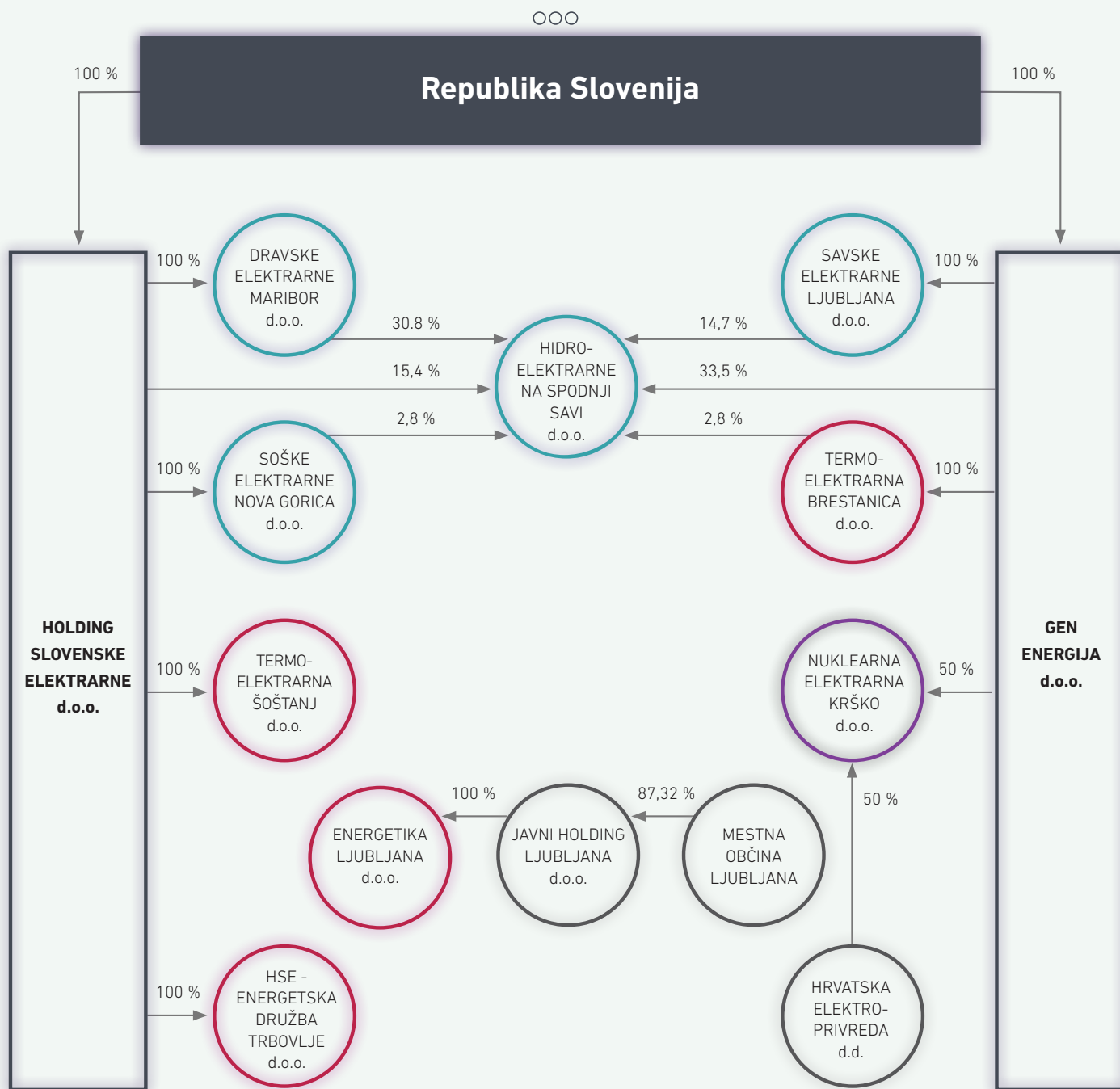
Distributerji, ki izvajajo gospodarsko javno službo z regulirano ceno toplote, in regulirani proizvajalci toplote, ki poleg dejavnosti distribucije oziroma proizvodnje toplote opravljajo tudi druge dejavnosti, morajo v skladu z računovodskimi standardi voditi ločene računovodske evidence in v pojasnilih k računovodskim izkazom razkriti ločene računovodske izkaze za dejavnosti distribucije toplote, proizvodnjo toplote in druge dejavnosti.

V ta namen morajo v svojih notranjih aktih določiti sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov in odhodkov ter prihodkov, ki jih upoštevajo pri vodenju računovodskih evidenc in pripravi ločenih računovodskih izkazov. V celoti morajo sodila tudi razkriti v pojasnilih k računovodskim izkazom. Ustreznost in pravilnost uporabe sodil mora letno revidirati revizor, ki o tem poda posebno poročilo.

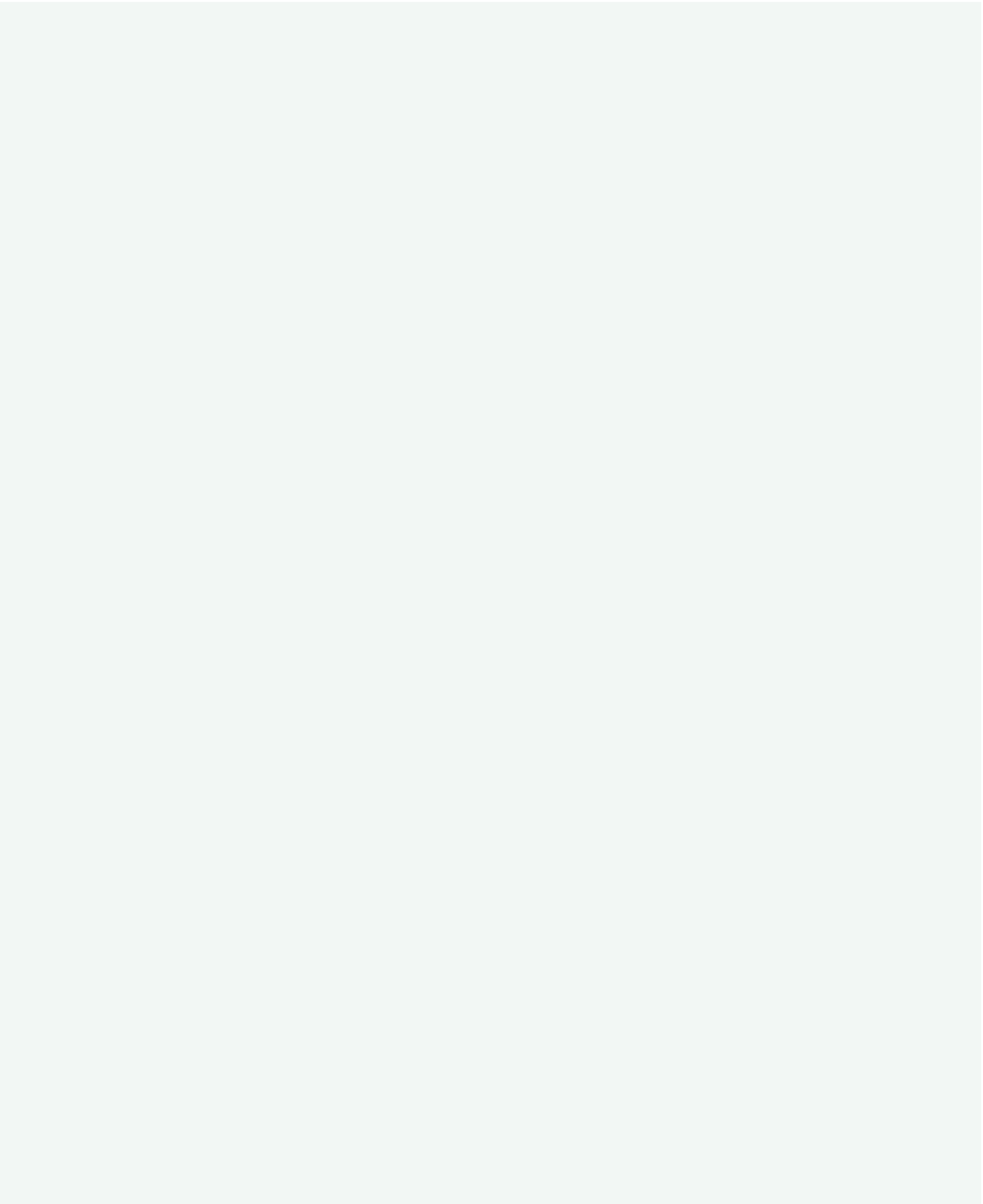




SLIKA 252: LASTNIŠKA STRUKTURA PROIZVAJALCEV ELEKTRIČNE ENERGIJE, PRIKLJUČENIH NA PRENOSNO OMREŽJE, Z INŠTALIRANO MOČJO VEČ KOT 10 MW – STANJE 31. 12. 2023



VIR: GVIN.COM



SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV

ACER	Agencija za sodelovanje energetske regulatorjev (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
ADMS	Napredni sistem za upravljanje z distribucijskim omrežjem (Advanced Distribution Management System)
agencija	Agencija za energijo
AJPES	Agencija Republike Slovenije za javnopravne evidence
AM	Amortizacija
AMR	Automatic Meter Read (Samodejno odčitavanje števca)
aRPF	Rezerva za povrnitev frekvenca z avtomatsko aktivacijo
ATC	Available Transfer Capacities (razpoložljive prenosne zmogljivosti)
B2B	Medpodjetniško elektronsko poslovanje (angl. Business to Business)
B2C	Elektronsko poslovanje s strankami (angl. Business to Consumer)
BEV	Baterijska električna vozila
Borzen	BORZEN, operater trga z elektriko, d. o. o.
BS	Bilančna skupina
BSP	BSP Energetska Borza d.o.o.
CEEPS	Centralni elektroenergetski portal Slovenije
CEER	Svet evropskih regulatorjev (Council of European Energy Regulators)
CEER CS WS	CEER Cyber Security Workstream
CEGH	Central European Gas Hub AG Vienna (plinsko vozlišče)
CEGHIX	Central European Gas Hub AG Vienna Index (borzni indeks)
CEP	Clean Energy Package (zakonodajni sveženj Čista energija za vse Evropejce)
CERT-EU	The Computer Emergency Response Team for the EU institutions, bodies and agencies (Odzivna skupina za računalniške nujne primere za institucije, organe in agencije EU)
CfD	Contracts for Difference (dvosmerne pogodbe za razliko)
	CIMCommon Information Model (IEC 61970-3XX)
C_{neg} in C_{poz}	Osnovni ceni odstopanj
CONE	Cost of New Entry – strošek novega vstopa
CROPEX	Croatian Power Exchange
CSD	Center za socialno delo
CUO	Cena za uporabo omrežja
ČHE	Črpalna elektrarna
DDV	Davek na dodano vrednost
DTR	Dinamično določanje termičnih zmogljivosti (Dynamic Thermal Rating)
DV	Daljnovid
EAF0	European Alternative Fuels Observatory
ebIX	European forum for energy Business Information eXchange
ECCO-sp	Nacionalna podatkovno-storitvena platforma
EDP	Elektrodistribucijsko podjetje
EE	Električna energija
EENS	Expected energy non-served – pričakovana nedobavljena energija



EEX	Nemška borza električne energije (European Energy Exchange AG, Leipzig)
E-ISAC (HU)	Hungarian Energy Information Sharing and Analysis Center (Center za izmenjavo in analizo informacij v energetiki Republike Madžarske)
EK	Evropska komisija
EMS	Sistem za upravljanje z energijo (Energy Management System)
ENISA	The European Union Agency for Cybersecurity
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPOS-G2	E-poročanje podatkov izvajalcev energetskih dejavnosti
ET	Enotna tarifa
EU	Evropska unija
EU DSO	Organizacija operaterjev distribucijskih sistemov v EU
EVT	Enotna vstopna točka
EVT/Portal CEEPS	Vozlišče, ki zagotavlja izmenjavo podatkov med distributerji in dobavitelji električne energije, končnimi uporabniki in njihovimi pooblaščenici; centralno podatkovno vozlišče za izmenjavo podatkov na trgu z električno energijo
EXAA	Energy Exchange Austria
EZ-1	Energetski zakon, Uradni list RS, št. 60/19 – uradno prečiščeno besedilo, 65/20, 158/20 – ZURE, 121/21 – ZSROVE, 172/21 – ZOEE, 204/21 – ZOP, 44/22 – ZOTDS in 38/24 – EZ-2
EZ-2	Energetski zakon, Uradni list RS, št. 38/24
FB	Flow Based (pretoki moči)
GIZ	Gospodarsko interesno združenje
GIZ DEE	Gospodarsko interesno združenje distribucije električne energije
GJS	Gospodarska javna služba
GME	Gestore Mercati Energetici, italijanska borza
GO	Gospodinjski odjemalec
HE	Hidroelektrarna
HEP	Hrvatska elektroprivreda d.d.
HESS	Hidroelektrarne na Spodnji Savi, d.o.o.
HHI	Herfindahl-Hirschmanov indeks koncentracije trga
HOPS	Hrvatski operator prenosnog sustava d.o.o
HSE	HOLDING SLOVENSKE ELEKTRARNE d.o.o.
HTLS	Visokotemperaturni vodniki z nizkim poveseom (High Temperature Low Sag Conductors)
HUPX	Hungarian Power Exchange
ICS-CERT	Industrial Control Systems Cyber Emergency Response Team (Skupina za odzivanje na nujne primere v industrijskih sistemih vodenja)
IGCC	International Grid Control Cooperation
IKT	Informacijsko-komunikacijska tehnologija
IoT	Internet of Things (Internet stvari)
IOTEE	Imenovani operater trga z električno energijo (Nominated Electricity Market Operator)
IPET	Sekcija za izmenjavo podatkov na energetskem trgu
IT	Informacijska tehnologija (poslovna informatika)
JA0	Joint Allocation Office (dražbena hiša)
KO	Končni odjemalec
KPI	Key Performance Indicator (ključni kazalnik uspešnosti)
LNG	Utekočinjen zemeljski plin
LOLE	Loss of Load Expectation – pričakovano tveganje izpada napajanja
MAIFI	Indeks trenutne povprečne frekvence prekinitve napajanja
MID	Measuring Instruments Directive (Direktiva 2014/32/EU Evropskega parlamenta in Sveta o harmonizaciji zakonodaj držav članic v zvezi z dostopnostjo merilnih instrumentov na trgu)

MM	Merilno mesto
MMRP	Mejna merilno-regulacijska postaja
MPI	Maloprodajni indeks cen
MPO	Mali poslovni odjemalec
MPZ	Medobmočne prenosne zmogljivosti
MRP	Merilno-regulacijska postaja
MS-ISAC	Multi-State Information Sharing and Analysis Center (Večdržavni center za izmenjavo in analizo informacij)
MT	Manjša tarifa
NEK	NUKLEARNA ELEKTRARNA KRŠKO d.o.o.
NEPN	Nacionalni energetske in podnebni načrt
NI	Notranje informacije
NMS	Napredni merilni sistem
NN	Nizka napetost
NOKI	Nacionalni načrt odzivanja na kibernetne incidente
OBA	Operational Balancing Agreement (Bilančna pogodba)
ODS	Operater distribucijskega sistema
OPS	Operater prenosnega sistema
OT	Operational technology (procesna informatika)
OVE	Obnovljivi viri energije
P	Električna moč
PADS	Parovodni distribucijski sistem
PCI	Projekti skupnega interesa (Projects of Common Interest)
PHEV	Priključni hibrid (Plug-in hybrid electric vehicles)
PM	Polnilno mesto
PMMPC	Povprečne mesečne maloprodajne cene
PPM	Prezemno-predajno mesto
PO	Poslovni odjemalec
POMP	Platforma za obdelavo merilnih podatkov
PSI	Ponudnik storitev izravnave
PST	Prečni transformator (Phase Shifting Transformer)
RDS	Reguliran donos na sredstva
REMIT	Uredba o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga (Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council on wholesale energy market integrity and transparency)
REMIT II	Uredba (EU) 2024/1106 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 11. aprila 2024 o spremembi uredb (EU) št. 1227/2011 in (EU) 2019/942 v zvezi z izboljšanjem zaščite Unije pred tržno manipulacijo na veleprodajnem energetske trgu
RI	Raziskave in inovacije
RISIG	REMIT Information Security Implementation Group (skupina za implementacijo informacijske varnosti REMIT)
RO	Regulativni okvir
rRPF	Rezerva za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo
RTP	Razdelilno-transformatorska postaja
RVF	Rezerva za vzdrževanje frekvence
S	Spodbude
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement for Continental Europe
SAIDI	Indeks povprečnega trajanja prekinitev napajanja v sistemu
SAIFI	Indeks povprečne frekvence prekinitev napajanja v sistemu
SCADA	Sistem za nadzor in pridobivanje podatkov (Supervisory Control and Data Acquisition)



SDO	Sistem daljinskega ogrevanja
SDV	Stroški delovanja in vzdrževanja
S(E)	Spodbude za uspešnost naložb v pametna omrežja
SEEI	Stroški električne energije za izgube v omrežju
SENG	SOŠKE ELEKTRARNE NOVA GORICA d.o.o.
SEVF	Slovenski energetske varnostni forum
SGTF-EG2	Smart Grid Task Force Expert Group 2
SHB	Slovenija, Hrvaška, Bosna in Hercegovina (blok SHB)
SI-CERT	Nacionalni odzivni center za kibernetsko varnost
SIDC	Single IntraDay Coupling
SIPX	Slovenski borzni indeks (Slovenian Price Index)
SKM	Standard kupne moči (PPS - Power Purchase Standard)
SN	Srednja napetost
SO GL	System Operation Guideline – Uredba Komisije (EU) 2017/1485 o določitvi smernic za obratovanje sistema za prenos električne energije
SONDSEE	Sistemska obratovalna navodila za distribucijski sistem električne energije
SONPO-E	Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije, Uradni list RS, št. 29/16
SPT	Soproizvodnja toplote in električne energije
SS	Sistemske storitve
SSP	Stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja
SSSC	Static Synchronous Series Compensator (Statični sinhronski serijski kompenzator)
SURS	Statistični urad Republike Slovenije
SZP	Stisnjen zemeljski plin
TE	Termoelektrarna
TEŠ	TERMoeLEKTRARNA ŠOŠTANJ d.o.o.
TE-TOL	Termoelektrarna toplarna
TP	Transformatorska postaja
URSIV	Urad Vlade Republike Slovenije za informacijsko varnost
US	Uporabnik sistema
US-CERT	United States Computer Emergency Readiness Team (Skupina za pripravljenost na računalniške nujne primere ZDA)
USEF	Usef Energy – Universal Smart Energy Framework
UZP	Utekočinjen zemeljski plin
VN	Visoka napetost
VOLL	Value of Lost Load – (vrednost nezadostnega napajanja)
VT	Višja tarifa
WELMEC	Western European Legal Metrology Cooperation (WELMEC je organ, ustanovljen za spodbujanje evropskega sodelovanja na področju zakonskega meroslovja)
ZDS	Zaprta distribucijski sistem
ZGD-1	Zakon o gospodarskih družbah
ZIAG	Zakon o infrastrukturi za alternativna goriva in spodbujanju prehoda na alternativna goriva v prometu
ZOEE	Zakon o oskrbi z električno energijo
ZOP	Zakon o oskrbi s plini
ZOTDS	Zakon o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov
ZP	Zemeljski plin
ZSROVE	Zakon o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije
ZUOKPOE	Zakon o ukrepih za obvladovanje kriznih razmer na področju oskrbe z energijo
ZURE	Zakon o učinkoviti rabi energije
Q	Kakovost oskrbe

KAZALO TABEL

TABELA 1:	Prezem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2021–2023 v GWh.....	11
TABELA 2:	Primarni viri električne energije, prevzete v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2021–2023	19
TABELA 3:	Inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije.....	22
TABELA 4:	Primarni viri za proizvodnjo električne energije v Sloveniji za obdobje 2021–2023	24
TABELA 5:	Poraba električne energije v obdobju 2021–2023.....	25
TABELA 6:	Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2019–2023.....	27
TABELA 7:	Število končnih odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v obdobju 2021–2023.....	30
TABELA 8:	Število končnih odjemalcev električne energije glede na način priključitve v obdobju 2021–2023	31
TABELA 9:	Doseženi cilji na področju OVE za izhodiščno leto 2005 in v obdobju 2010–2022 ter ocena za 2023	33
TABELA 10:	Pregled prijavljenih in izbranih projektov proizvodnih naprav na javnem pozivu v letu 2023, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije.....	36
TABELA 11:	Število proizvodnih naprav v podporni shemi in dinamika njihove vključitve v obdobju 2010–2023	38
TABELA 12:	Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo..	40
TABELA 13:	Cene RVF in delež v Sloveniji zakupljene RVF v letu 2023.....	47
TABELA 14:	Rezultati dražb za aRPF	48
TABELA 15:	Rezultati dražb za rRPF.....	49
TABELA 16:	Stroški izvajanja sistemskih storitev v letu 2023	49
TABELA 17:	Povprečne, najvišje in najnižje vrednosti C'_{neg} , C'_{poz} in SIPX v letih 2023 in 2022	51
TABELA 18:	Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in na mejah slovenskega regulacijskega območja v obdobju 2019–2023	53
TABELA 19:	Pregled števila prekinitev v ZDS, ločenih po vzrokih v letu 2023	56
TABELA 20:	Razpon vrednosti parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2021–2023.....	58
TABELA 21:	Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v obdobju 2021–2023	59
TABELA 22:	Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2023	66
TABELA 23:	Obseg aktivnosti izvajalcev nalog GJS na področju informacijske/kibernetske varnosti...	79
TABELA 24:	Realizirani prihodki v letu 2023 po mejah	94
TABELA 25:	Primerjava doseženih cen (glede na delež ur) na trgu za dan vnaprej med borzami.....	101



TABELA 26: Faktor zamejevanja aRPF, ki je določen glede na SIPXh	109
TABELA 27: Primerjava ocenjene tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, s povprečno letno ceno pasovne električne energije na BSP v obdobju 2019–2023.....	111
TABELA 28: Primerjava MPI z zamejeno ceno ob upoštevanju profila odjema porabniških skupin gospodinjskega odjema	129
TABELA 29: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem	162
TABELA 30: Tržni deleži in HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem	164
TABELA 31: Tržni deleži in HHI dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem.....	166
TABELA 32: Število in deleži menjav dobavitelja v obdobju 2019–2023 po letih.....	174
TABELA 33: Število in odstotek odjemalcev, ki niso menjali dobavitelja med letoma 2019–2023 in 2021–2023	175
TABELA 34: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem sistemu do leta 2032.....	212
TABELA 35: Skupne prenesene količine zemeljskega plina in poraba odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v obdobju 2019–2023.....	220
TABELA 36: Število odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v letih 2022 in 2023.....	221
TABELA 37: Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na trgovni platformi pri izvajanju systemske storitve uravnoteženja in pri obračunavanju dnevnih odstopanj ter povprečne prodajne/nakupne cene.....	239
TABELA 38: Parametri priključevanja in izvedenih vzdrževalnih del v obdobju 2021–2023	246
TABELA 39: Število uspešno izvedenih dražb zagotovljenih zmogljivosti v letu 2023.....	255
TABELA 40: Primerjava števil uspešno izvedenih dražb zagotovljenih zmogljivosti v letih 2022 in 2023	255
TABELA 41: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom	266
TABELA 42: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom	281
TABELA 43: Tržni deleži in HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom.....	283
TABELA 44: Tržni deleži in HHI dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom	284
TABELA 45: Pregled odklopa končnih odjemalcev.....	306
TABELA 46: Prihranki energije z ukrepi v obdobju 2015–2023.....	320
TABELA 47: Doseženi prihranki energije v programu Eko sklada za izboljšanje energetske učinkovitosti v obdobju 2015–2023.....	322
TABELA 48: Prihranki energije po ukrepih za obdobje 2018–2023, delno financiranih z nepovratnimi sredstvi Eko sklada	323

KAZALO SLIK

SLIKA 1:	Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2023	12
SLIKA 2:	Mesečno gibanje proizvodnje električne energije iz velikih elektrarn na prenosnem sistemu	14
SLIKA 3:	Gibanje dnevne proizvodnje in prevzema električne energije na prenosnem sistemu	15
SLIKA 4:	Mesečni prevzem električne energije iz prenosnega sistema v letih 2022 in 2023 z mesečnim odstopanjem	15
SLIKA 5:	Dnevni fizični pretoki električne energije na mejah s sosednjimi državami in vsota fizičnih pretokov	16
SLIKA 6:	Fizični pretoki električne energije na mejah s sosednjimi državami	17
SLIKA 7:	Povprečni dnevni profil proizvodnje in prevzema električne energije iz prenosnega sistema v letih 2022 in 2023	18
SLIKA 8:	Prevzem električne energije iz proizvodnih enot v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2019–2023	19
SLIKA 9:	Količine izgub električne energije na prenosnem, distribucijskem in zaprtih distribucijskih sistemih ter ocena zmanjšanja izgub na distribucijskem sistemu v obdobju 2013–2023	20
SLIKA 10:	Deleži izgub za prenosni sistem, distribucijski sistem in distribucijska podjetja v obdobju 2013–2023	21
SLIKA 11:	Poraba električne energije v obdobju 2019–2023	25
SLIKA 12:	Skupna in povprečna letna poraba gospodinskih odjemalcev z enotarifnim in dvotarifnim merjenjem električne energije v obdobju 2019–2023	26
SLIKA 13:	Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2019–2023	28
SLIKA 14:	Število gospodinskih odjemalcev v obdobju 2019–2023	29
SLIKA 15:	Število poslovnih odjemalcev na distribucijskih sistemih po napetostnih nivojih v obdobju 2019–2023	29
SLIKA 16:	Doseženi deleži OVE v državah EU	33
SLIKA 17:	Deleži OVE v sektorju električna energija v obdobju 2010–2022 in ocena za 2023	34
SLIKA 18:	Proizvodnja električne energije iz OVE v izhodiščnem letu 2005 in v obdobju 2010–2023	35
SLIKA 19:	Število ter nazivna električna moč prijavljenih, potrjenih in izvedenih projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru vseh izvedenih javnih pozivov	37
SLIKA 20:	Skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2011–2023	39
SLIKA 21:	Proizvedena električna energija v obdobju od 2010–2023, za katero so bile proizvajalcem električne energije izplačane podpore	40
SLIKA 22:	Vrednost izplačanih podpor v obdobju 2011–2023	41
SLIKA 23:	Število in priključna moč naprav za samooskrbo v obdobju 2016–2023	42
SLIKA 24:	Delež naprav za samooskrbo v obdobju 2016–2023 po proizvodnih virih	43
SLIKA 25:	Ocena proizvodnje naprav za samooskrbo v letu 2023 po mesecih in tehnologijah	44
SLIKA 26:	Postopki aktivacij rezerv v primeru večjega nihanja obremenitve	46



SLIKA 27:	Povprečne dnevne vrednosti osnovnih cen odstopanj C'_{poz} in C'_{neg} ter indeksa SIPX	50
SLIKA 28:	Vsote dnevni odstopanja slovenskega omrežja v letu 2023	51
SLIKA 29:	Povprečne mesečne vrednosti stroškov regulacije (S+ in S-) v letu 2023	52
SLIKA 30:	Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2019–2023	54
SLIKA 31:	Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2019–2023	54
SLIKA 32:	Parameter MAIFI v obdobju 2019–2023	55
SLIKA 33:	Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2019–2023	55
SLIKA 34:	Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2019–2023	56
SLIKA 35:	Skupni parameter stanja kakovosti napetosti za posamezen napetostni nivo v distribucijskem sistemu v obdobju 2019–2023.....	60
SLIKA 36:	Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2019–2023.....	61
SLIKA 37:	Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2019–2023	61
SLIKA 38:	Ocena naložbenih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2023–2032 ter primerjava s predhodnim razvojnim načrtom	63
SLIKA 39:	Primerjava vrednosti v razvojnih in naložbenih načrtih za distribucijski sistem električne energije ter realizacija	64
SLIKA 40:	Naložbe operaterja prenosnega sistema in operaterja distribucijskega sistema za obdobje 2019–2023.....	65
SLIKA 41:	Rast deleža podzemnih distribucijskih vodov v obdobju 2019–2023 in projekcija za leto 2030	66
SLIKA 42:	Delež merilnih naprav z daljinskim odbiranjem in 15-minutno ločljivostjo (vključno z AMR).....	67
SLIKA 43:	Trend uvajanja naprednih merilnih naprav v obdobju 2019–2023.....	68
SLIKA 44:	Struktura realizacije naložb ELES v letu 2022, razdeljenih po funkcijah pametnih omrežij	71
SLIKA 45:	Pregled neodpisanih vrednosti aktiviranih sredstev pametnih omrežij	72
SLIKA 46:	Pregled števila vlog za kvalifikacijo projektov v shemo spodbujanja raziskav in inovacij ..	73
SLIKA 47:	Struktura osrednjih tematik v letu 2023 kvalificiranih projektov v shemo spodbujanja raziskav in inovacij	74
SLIKA 48:	Prikaz kritja stroškov kvalificiranih projektov iz sheme spodbujanja raziskav in inovacij po posameznih podjetjih (ocena za obdobje 2023).....	75
SLIKA 49:	Izkoriščenost sheme RI po posameznih podjetjih glede na načrtovane vrednosti iz regulativnega okvira (ocena za obdobje 2023).....	75
SLIKA 50:	Pričakovana generacija groženj/tveganj	76
SLIKA 51:	Izbor kazalnikov za vrednotenje pripravljenosti na kibernetične grožnje	78
SLIKA 52:	Normirana porazdelitev in odstopanja obsega aktivnosti izvajalcev GJS po področjih	80
SLIKA 53:	Najpomembnejša podpodročja dodatnih aktivnosti izvajalcev GJS, razčlenjena po področjih ISO 27002.....	80
SLIKA 54:	Normirana porazdelitev in odstopanja obsega aktivnosti ELES po področjih ISO 27002 ..	81
SLIKA 55:	Porazdelitev obsega aktivnosti EDP po področjih glede na letno povprečje	82
SLIKA 56:	Normirana ²³ primerjava agregiranega obsega in trendi aktivnosti EDP	83
SLIKA 57:	Normirana ²³ primerjava skupnega obsega aktivnosti in trendi družbe Plinovodi	84

SLIKA 58:	Incidenti v energetskega sektorju in kratkoročni trend	85
SLIKA 59:	Dolgoročna projekcija (eksponentna oz. »worst-case« aproksimacija) rasti incidentov v sektorju.....	85
SLIKA 60:	Struktura upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za regulativno obdobje 2022.....	88
SLIKA 61:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za regulativno obdobje 2023 po posameznem podjetju	89
SLIKA 62:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterja prenosnega in distribucijskega sistema za obdobje 2019–2028.....	90
SLIKA 63:	Gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem za nekatere značilne gospodinjske odjemalce po regulativnih obdobjih	92
SLIKA 64:	Gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem za nekatere značilne poslovne odjemalce po regulativnih obdobjih	92
SLIKA 65:	Razvoj cen referenčnih mesečnih produktov na borzi EEX	95
SLIKA 66:	Gibanje povprečne cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2019–2023	98
SLIKA 67:	Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2019–2023.....	99
SLIKA 68:	Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej	100
SLIKA 69:	Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej ..	100
SLIKA 70:	Analiza negativnih cen na trgu BSP za dan vnaprej	102
SLIKA 71:	Obseg trgovanja in razponi cen na trgu znotraj dneva.....	105
SLIKA 72:	Razvoj cen urnega produkta na BSP ID trgu	106
SLIKA 73:	Razvoj cen 15-minutnega produkta na trgu BSP ID	106
SLIKA 74:	Obseg negativnih cen na trgu znotraj dneva.....	107
SLIKA 75:	Obseg trgovanja in razponi cen na izravnalnem trgu operaterja trga.....	108
SLIKA 76:	Gibanje cen ponudb in aktivirane energije aRPF	108
SLIKA 77:	Korelacija med razponom minimalne cene realizirane/ponujene aRPF– in maksimalne cene realizirane/ponujene aRPF+, povprečne cene trgovanja za dan vnaprej in razponom minimalne in maksimalne cene trgovanja za dan vnaprej.....	110
SLIKA 78:	Gibanje cen aktivirane energije rRPF	110
SLIKA 79:	Gibanje cene emisijskih kuponov (EUA) na borzi EEX (nakup v letu 2023 za leto 2024) ..	113
SLIKA 80:	Registracija tržnih udeležencev v Sloveniji v obdobju 2017–2023.....	114
SLIKA 81:	Število kršitev po vrstah kršitev, ki se očitajo tržnim udeležencem v postopkih, v katere je vključena agencija	115
SLIKA 82:	Status preiskav.....	115
SLIKA 83:	Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb.....	117
SLIKA 84:	Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb.....	117
SLIKA 85:	Letna količina zaprtih pogodb, obratovalnih napovedi in števila zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v obdobju 2019–2023.....	118
SLIKA 86:	Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2023.....	119
SLIKA 87:	Obseg trgovanja in vnesenih ponudb na borzi znotraj dneva za obdobje 2019–2023	120
SLIKA 88:	Količina trgovanja vseh produktov na izravnalnem trgu operaterja trga v obdobju 2019–2023	121



SLIKA 89:	Realizirane količine aRPF in rRPF	123
SLIKA 90:	Količina aktivirane pozitivne in negativne energije po storitvah v obdobju 2021–2023	123
SLIKA 91:	Absolutne vrednosti angažiranih količin izravnalne energije v MWh	124
SLIKA 92:	Tržni delež in število trgovcev na slovenski borzi glede na trgovano količino	125
SLIKA 93:	Trend gibanja indeksa »Churn ratio« po letih v obdobju 2019–2023	126
SLIKA 94:	Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2019–2023....	127
SLIKA 95:	Maloprodajni indeks cen v obdobju 2021–2023.....	128
SLIKA 96:	Gibanje cen ponudb, sestavljenih iz 100 % OVE, 100 % jedrske energije, oziroma ostalih ponudb električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinjkega odjemalca v obdobju 2021–2023	130
SLIKA 97:	Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilnega gospodinjkega odjemalca v obdobju 2019–2023.....	131
SLIKA 98:	Gibanje končne cene oskrbe z električno energijo v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v obdobju 2019–2023.....	132
SLIKA 99:	Primerjava končnih cen oskrbe z električno energijo za značilnega gospodinjkega odjemalca z letno porabo od 2.500 do 5.000 kWh (DC) v državah EU za drugo polovico leta 2023 v EUR/MWh.....	133
SLIKA 100:	Primerjava končnih cen oskrbe z električno energijo za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 MWh do 500 MWh (IB) v državah EU za drugo polovico leta 2023 v EUR/MWh	134
SLIKA 101:	Struktura cene električne energije značilnega gospodinjkega odjemalca (Dc) po državah v EU (v vdolanem prikazu temnejša obarvanost pomeni višino končne cene).....	135
SLIKA 102:	Primerjava deležev v skupni ceni oskrbe z električno energijo za značilnega gospodinjkega odjemalca v državah EU.....	136
SLIKA 103:	Medletne spremembe končne cene in cen električne energije za značilnega gospodinjkega odjemalca v državah EU.....	136
SLIKA 104:	Medletna primerjava komponent skupne cene oskrbe z električno energijo po standardu kupne moči v letih 2022 in 2023 za značilnega gospodinjkega odjemalca v državah EU	137
SLIKA 105:	Marža in odzivnost energijske komponente maloprodajnih cen	138
SLIKA 106:	Deleži prodanih količin električne energije na podlagi pogodb z dinamičnimi cenami po dobaviteljih	140
SLIKA 107:	Analiza števila opravljenih primerjalnih izračunov z uporabo storitev agencije.....	153
SLIKA 108:	Število uporabnikov različnih primerjalnih storitev po letih	154
SLIKA 109:	Prikaz grafičnega uporabniškega vmesnika novih primerjalnih storitev na področju dobave energije agencije.....	155
SLIKA 110:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v letu 2023 glede na leto 2022	163
SLIKA 111:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letu 2023 glede na leto 2022	164
SLIKA 112:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v obdobju 2019–2023....	165
SLIKA 113:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjkega odjemalcem.....	166
SLIKA 114:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev gospodinjkega odjemalcem v obdobju 2019–2023.....	167
SLIKA 115:	Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2019–2023.....	168

SLIKA 116:	Stopnja koncentracije (CR3) na maloprodajnih trgih in število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %, v obdobju 2019–2023	169
SLIKA 117:	Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2019–2023	170
SLIKA 118:	Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2023 glede na tip odjema	171
SLIKA 119:	Količine zamenjane energije glede na tip odjema	172
SLIKA 120:	Delež menjav dobavitelja gospodinjstskih in poslovnih odjemalcev na območju posameznega EDP	173
SLIKA 121:	Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ter med najdražjo in povprečno ponudbo na trgu	176
SLIKA 122:	Visoko nivojska arhitektura EVT nacionalnega podatkovnega vozlišča	181
SLIKA 123:	Razvoj števila registriranih uporabnikov in števila registriranih merilnih mest v portal mojelektro.si	183
SLIKA 124:	Deleži vrst OVE v izmenjavi merilnih podatkov o proizvodnji med ELES in EDP v skoraj realnem času	184
SLIKA 125:	Trendi izbranih ključnih kazalnikov v NMS	186
SLIKA 126:	Struktura uporabnikov sistema (US) v agregaciji, pri čemer se hranilniki in proizvodne naprave lahko nahajajo tudi za prevzemno-predajnim mestom uporabnika	188
SLIKA 127:	Število uporabnikov sistema v portfeljih za različne potrebe, pri čemer je uporabnik lahko vključen v več portfeljev	189
SLIKA 128:	Ocenjeni deleži energije prožnosti tujih virov po agregatorjih in vrstah uporabnikov sistema	189
SLIKA 129:	Struktura trgovane energije agregacije po posameznih trgih oz. storitvah in pripadajoči deleži	190
SLIKA 130:	Deleži trgovane energije agregacije po posameznih trgih glede na lastništvo virov	191
SLIKA 131:	Struktura virov trgovane energije agregacije, kjer celoto predstavlja 173 GWh	191
SLIKA 132:	Deleži trgovane energije po posameznih trgih glede na povezanost agregatorja z dobaviteljem	192
SLIKA 133:	Trgovana zmogljivost po posameznih trgih glede na povezanost agregatorja z dobaviteljem	193
SLIKA 134:	Struktura končnih odjemalcev (KO), ki so vključeni v skupnosti	194
SLIKA 135:	Primerjava agregiranih količin dobavljene električne energije odjemalcem v skupnostih, odkupljene električne energije od skupnosti ter brezplačno prevzete električne energije od skupnosti	194
SLIKA 136:	Struktura uporabnikov sistema (US) v izmenjavi električne energije med aktivnimi odjemalci v okviru iste bilančne skupine	195
SLIKA 137:	Število registriranih električnih vozil v Sloveniji	205
SLIKA 138:	Struktura števila polnilnih mest (PM) za električna vozila v Sloveniji glede na največjo moč polnjenja (P)	207
SLIKA 139:	Struktura števila polnilnih mest za električna vozila v različnih državah glede na največjo moč polnjenja (P)	207
SLIKA 140:	Število končnih odjemalcev (KO) s pogodbo o dobavi električne energije, ki je prilagojena rabi v električni mobilnosti	209
SLIKA 141:	Struktura dobave električne energije za potrebe električne mobilnosti po vrsti končnih odjemalcev	209
SLIKA 142:	Prevoz in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem sistemu brez upoštevanja izgub v obdobju 2019–2023	211



SLIKA 143:	Inštalirane moči na pragu proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema ter razmerje razpoložljive in konične moči na prenosnem sistemu v obdobju 2019–2023	213
SLIKA 144:	Nedobavljena energija na prenosnem sistemu v letu 2023 glede na vzrok.....	214
SLIKA 145:	Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah zemeljskega plina	219
SLIKA 146:	Prenosni sistem zemeljskega plina in prenesene količine zemeljskega plina na vstopnih in izstopnih točkah v 2023.....	221
SLIKA 147:	Prenesene količine zemeljskega plina v obdobju 2016–2023	222
SLIKA 148:	Skupna in povprečna poraba na odjemnem mestu odjemalca na prenosnem sistemu ter število odjemnih mest končnih odjemalcev ter operaterjev distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov na prenosnem sistemu zemeljskega plina v obdobju 2014–2023	223
SLIKA 149:	Lastna raba plina, preračunana na prenesene količine plina v obdobju 2019–2023	223
SLIKA 150:	Razmerje med lastno rabo plina v kompresorskih postajah in v MRP v letu 2023.....	224
SLIKA 151:	Distribucijski sistemi zemeljskega plina glede na distribuirano količino.....	225
SLIKA 152:	Poraba odjemalcev na distribucijskih sistemih in ZDS glede na tip odjemalca in število odjemalcev v obdobju 2019–2023	226
SLIKA 153:	Dolžina omrežja distribucijskih sistemov in ZDS ter število aktivnih odjemalcev v obdobju 2019–2023.....	227
SLIKA 154:	Delež in število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2019–2023.....	228
SLIKA 155:	Delež porabljenega zemeljskega plina iz distribucijskih sistemov za gospodinjstve in negospodinjstve odjemalce v obdobju 2019–2023	228
SLIKA 156:	Skupna in povprečna poraba gospodinjstev odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2014–2023	229
SLIKA 157:	Skupna in povprečna poraba negospodinjstev odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2014–2023	230
SLIKA 158:	Poraba stisnjene zemeljskega plina v prometu v obdobju 2011–2023.....	232
SLIKA 159:	Poraba utekočinjenega zemeljskega plina v obdobju 2011–2023.....	233
SLIKA 160:	Distribuirane količine drugih energetskih plinov po distributerjih in vrsti distribuiranega plina.....	234
SLIKA 161:	Tržni deleži distributerjev drugih energetskih plinov (energetska vrednost prodanih količin)	234
SLIKA 162:	Tržni deleži distributerjev drugih energetskih plinov (število odjemalcev)	235
SLIKA 163:	Agregirana odstopanja nosilcev bilančnih skupin v obdobju 2019–2023	236
SLIKA 164:	Agregirana neto odstopanja nosilcev bilančnih skupin in prenesene količine za slovenske odjemalce v letu 2023.....	236
SLIKA 165:	Povprečne cene plina za izravnavo odstopanj v obdobju 2019–2023.....	237
SLIKA 166:	Trgovanje operaterja prenosnega sistema na trgovalni platformi in uporaba sistemske storitve uravnoteženja prenosnega sistema v letu 2023	238
SLIKA 167:	Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na izravnalnem trgu v letu 2023.....	239
SLIKA 168:	Sistemske razlike SR_{MN} in delež glede na prenesene količine skozi prenosni sistem v obdobju 2019–2023.....	240
SLIKA 169:	Mesečno gibanje sistemskih razlik zaradi izgub, količin za lastno rabo in količin za namen obračuna po OBA v letu 2023	241
SLIKA 170:	Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi v obdobju 2017–2023	241
SLIKA 171:	Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina v obdobju 2005–2023.....	242

SLIKA 172:	Trend izgradnje in obnove distribucijskih plinovodov v obdobju 2019–2023.....	243
SLIKA 173:	Stroški naložb v distribucijske plinovode v obdobju 2019–2023	244
SLIKA 174:	Dolžina novih distribucijskih omrežij v obdobju 2019–2023.....	244
SLIKA 175:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov operaterjev sistema v obdobju 2022–2024.	248
SLIKA 176:	Struktura načrtovanih upravičenih stroškov dejavnosti operaterjev sistema za leto 2023.....	249
SLIKA 177:	Gibanje tarifnih postavk omrežnine za vstopne in izstopne točke prenosnega sistema v obdobju 2019–2024.....	250
SLIKA 178:	Gibanje omrežnine za distribucijo za manjše gospodinske odjemalce D1 (3.765 kWh) v obdobju 2019–2023	252
SLIKA 179:	Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (10 MWh) v obdobju 2019–2023	252
SLIKA 180:	Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (32 MWh) v obdobju 2019–2023	253
SLIKA 181:	Gibanje omrežnine za distribucijo za velike gospodinske odjemalce – D3 (215 MWh) v obdobju 2019–2023	253
SLIKA 182:	Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 (8.608 MWh) v obdobju 2019–2023.....	254
SLIKA 183:	Uspešno izvedene dražbe zagotovljenih zmogljivosti v obdobju 2019–2023	256
SLIKA 184:	Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na vstopni točki Ceršak v obdobju 2021–2023	257
SLIKA 185:	Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Šempeter v obdobju 2021–2023	258
SLIKA 186:	Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na izstopni točki Šempeter v obdobju 2021–2023 ...	259
SLIKA 187:	Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Rogatec v obdobju 2021–2023	260
SLIKA 188:	Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost in dodeljena zagotovljena zmogljivost na izstopni točki Rogatec v obdobju 2021–2023.....	261
SLIKA 189:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Ceršak v obdobju 2021–2023	262
SLIKA 190:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na izstopni točki Rogatec v obdobju 2021–2023.....	262
SLIKA 191:	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na vstopni točki Šempeter v obdobju 2021–2023	263
SLIKA 192:	Povprečni dnevni prenos plina na vstopnih točkah v Slovenijo v obdobju 2021–2023.....	264
SLIKA 193:	Viri zemeljskega plina v obdobju 2019–2023 glede na mesto nakupa	265
SLIKA 194:	Struktura uvoženega zemeljskega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb	266
SLIKA 195:	Koncentracija veleprodajnega trga z zemeljskim plinom	267
SLIKA 196:	Trgovanje v virtualni točki (prosti trg) v obdobju 2019–2023.....	268
SLIKA 197:	Trgovanje v virtualni točki po trgovalnih produktih v 2023.....	268
SLIKA 198:	Trgovanje na trgovalni platformi (izravnalni trg) v obdobju 2019–2023.....	269
SLIKA 199:	Trgovanje na trgovalni platformi v letu 2023	270
SLIKA 200:	Tehtana povprečna cena na trgovalni platformi in vrednosti CEGHIX v obdobju 2021–2023	270



SLIKA 201:	Število dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2019–2023.....	271
SLIKA 202:	Maloprodajni indeks cen in nekatere značilne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce brez omrežnine, dajatev in DDV v obdobju 2021–2023.....	274
SLIKA 203:	Končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v obdobju 2021–2023.....	275
SLIKA 204:	Končne cene zemeljskega plina za značilnega gospodinskega odjemalca D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v letih 2022 in 2023.....	276
SLIKA 205:	Končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v obdobju 2021–2023.....	277
SLIKA 206:	Končne cene zemeljskega plina za značilnega poslovnega odjemalca I3 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v letih 2022 in 2023.....	278
SLIKA 207:	Struktura končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v obdobju 2021–2023.....	278
SLIKA 208:	Struktura končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v obdobju 2021–2023.....	279
SLIKA 209:	Spremembe tržnih deležev na trgu za končne odjemalce v letu 2023 glede na leto 2022.....	282
SLIKA 210:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev poslovnim odjemalcem v letih 2019 in 2023.....	284
SLIKA 211:	Primerjava tržnih deležev dobaviteljev gospodinskim odjemalcem v letih 2019 in 2023.....	285
SLIKA 212:	Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2021–2023.....	286
SLIKA 213:	Stopnja koncentracije CR3 in število dobaviteljev s tržnim deležem, večjim od 5 %, v obdobju 2021–2023.....	287
SLIKA 214:	Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2019–2023.....	288
SLIKA 215:	Dinamika števila menjav dobavitelja glede na tip odjema.....	289
SLIKA 216:	Količine zamenjanega plina glede na tip odjema.....	290
SLIKA 217:	Potencialni prihranek letnih stroškov oskrbe v primeru menjave dobavitelja za značilnega gospodinskega odjemalca v obdobju 2021–2023.....	291
SLIKA 218:	Zasilna oskrba zaradi razlogov na strani dobavitelja po posameznih mesecih v letu 2023.....	300
SLIKA 219:	Število gospodinskih odjemalcev, oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe zaradi razlogov na strani dobavitelja, v posameznem mesecu preteklih dveh let.....	300
SLIKA 220:	Število odjemalcev, oskrbovanih pod pogoji zasilne oskrbe na lastno zahtevo v posameznem mesecu leta 2023.....	301
SLIKA 221:	Primerjava prejetih in odobrenih zahtev za preložitve odklopov in uveljavitev pravice do nujne oskrbe.....	304
SLIKA 222:	Primerjava števila odklopov končnih odjemalcev.....	305
SLIKA 223:	Število odpovedi pogodb o dobavi električne energije glede na razlog.....	306
SLIKA 224:	Število odpovedi pogodb o dobavi zemeljskega plina glede na razlog.....	307
SLIKA 225:	Pritožbe odjemalcev zoper dobavitelje po vsebinskih razlogih.....	308
SLIKA 226:	Odločitve dobaviteljev o upravičenosti pritožb gospodinskih odjemalcev v obdobju 2019–2023.....	309
SLIKA 227:	Število reklamacij odjemalcev pri operaterjih po vsebini.....	310
SLIKA 228:	Število obravnavanih reklamacij pri operaterjih.....	311
SLIKA 229:	Odločanje agencije v sporih in pritožbah v obdobju 2019–2023.....	312
SLIKA 230:	Doseženi prihranki energije v obdobju 2015–2023.....	317

SLIKA 231:	Primerjava končne rabe oziroma prodaje energije med podatki zavezancev in SURS v obdobju 2014–2022 ter ciljnim in doseženimi prihranki energije zavezancev v obdobju 2015–2023.....	318
SLIKA 232:	Ciljni in doseženi prihranki energije glede na vrsto dobavitelja energenta	319
SLIKA 233:	Deleži prihrankov energije po posameznih ukrepih	321
SLIKA 234:	Prihranki energije po sektorjih v obdobju 2016–2023	322
SLIKA 235:	Izvedba energetske pregledov v velikih gospodarskih družbah.....	325
SLIKA 236:	Primerjava izpolnjevanja obveznosti velikih gospodarskih družb med letoma 2019 in 2023	326
SLIKA 237:	Osnovni podatki o proizvedeni in distribuirani toploti za oskrbo odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme	331
SLIKA 238:	Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število	332
SLIKA 239:	Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote.....	333
SLIKA 240:	Struktura primarnih energentov v obdobju 2019–2023.....	334
SLIKA 241:	Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote za distribucijske sisteme.....	335
SLIKA 242:	Porabljen toplota in število oskrbovanih gospodinjstev odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote.....	336
SLIKA 243:	Porabljen toplota ter število poslovnih in drugih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote	336
SLIKA 244:	Porabljen toplota in število oskrbovanih industrijskih odjemalcev pri največjih distribucijskih sistemih toplote	337
SLIKA 245:	Količine distribuirane toplote po slovenskih občinah.....	338
SLIKA 246:	Dolžina distribucijskih omrežij v slovenskih občinah.....	338
SLIKA 247:	Dolžine distribucijskih sistemov toplote in število priključenih odjemalcev toplote v posameznih občinah.....	339
SLIKA 248:	Povprečne distribucijske izgube ter dobavljena toplota končnim odjemalcem na največjih distribucijskih sistemih v letu 2023.....	340
SLIKA 249:	Gostota odjema glede na višino dobavljene toplote končnim odjemalcem v letu 2023	341
SLIKA 250:	Gibanja povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinjstev odjemalcev v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2021–2023	343
SLIKA 251:	Lastniška struktura dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina – stanje 31. 12. 2023	346
SLIKA 252:	Lastniška struktura proizvajalcev električne energije, priključenih na prenosno omrežje, z inštalirano močjo več kot 10 MW – stanje 31. 12. 2023	348

