



2017

POROČILO O STANJU NA PODROČJU **ENERGETIKE V SLOVENIJI**



Agencija za energijo



POROČILO
O STANJU NA PODROČJU
ENERGETIKE V SLOVENIJI
2017

1	Uvod	4
2	Napredek pri razvoju energetskih trgov	6
2.1	Napredek trga z električno energijo	8
2.2	Napredek trga z zemeljskim plinom	8
2.3	Lastniška povezanost energetskih podjetij	9
3	Električna energija	12
3.1	Elektroenergetska bilanca	14
3.1.1	Proizvodnja električne energije	18
3.1.2	Poraba električne energije	21
3.1.3	Uvozna odvisnost oskrbe z električno energijo	23
3.2	Proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov in s soproizvodnjo toplote	24
3.2.1	Podporna shema OVE in SPTE	25
3.2.1.1	Izbrani projekti proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov	26
3.2.1.2	Proizvodne naprave, vključene v podporno shemo OVE in SPTE v obdobju 2010-2017	31
3.2.1.3	Proizvedena količina električne energije v podporni shemi OVE in SPTE	32
3.2.1.4	Izplačane podpore	33
3.2.1.5	Stroški podporne sheme in obremenitev končnih odjemalcev s prispevkom za zagotavljanje podpor	35
3.3	Reguliranje omrežnih dejavnosti	37
3.3.1	Ločitev dejavnosti	37
3.3.2	Tehnične storitve operaterjev	37
3.3.2.1	Zagotavljanje sistemskih storitev	37
3.3.2.2	Izravnava odstopanj in bilančni obračun	40
3.3.2.3	Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe	43
3.3.2.4	Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja	50
	ŠTUDIJA PRIMERA: Učinkovitost aktivnega vključevanja odjemalcev v programe prilagajanja odjema z uporabo dinamičnega tarifiranja	58
3.3.3	Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja	61
3.3.3.1	Določanje omrežnine	61
3.3.3.2	Obračunavanje omrežnine	63
3.3.4	Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti	64
3.3.5	Skladnost z zakonodajo	69
3.4	Spodbujanje konkurence	69
3.4.1	Veleprodajni trg	69
3.4.1.1	Cene električne energije	70
3.4.1.2	Preglednost trga	76
3.4.1.3	Učinkovitost trga	78
3.4.2	Maloprodajni trg	83
3.4.2.1	Cene	84
3.4.2.2	Preglednost trga	90
3.4.2.3	Učinkovitost trga	93
	ŠTUDIJA PRIMERA: Korelacija tržnega deleža in velikosti dobavitelja s pridobljenimi novimi odjemalci	100
3.4.2.4	Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence	103
3.5	Zanesljivost dobave električne energije	104
3.5.1	Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo	104
3.5.2	Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe	105
3.5.3	Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije	106

4 Zemeljski plin	108
4.1 Bilanca oskrbe s plinom	110
4.1.1 Prenos zemeljskega plina	111
4.1.2 Distribucija zemeljskega plina	112
4.1.3 Uporaba stisnjene in utekočinjenega zemeljskega plina ter drugih energetskih plinov iz distribucijskih sistemov	117
4.1.3.1 Stisnjen zemeljski plin v prometu	117
4.1.3.2 Utekočinjen zemeljski plin	118
4.1.3.3 Drugi energetski plini iz distribucijskih sistemov	119
4.2 Reguliranje omrežnih dejavnosti	119
4.2.1 Ločitev dejavnosti	119
4.2.2 Tehnične storitve operaterjev	120
4.2.2.1 Izravnava odstopanj	120
4.2.2.3 Prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov zemeljskega plina	123
4.2.2.4 Večletni razvoj plinovodnega omrežja	124
4.2.2.5 Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost dobave	127
4.2.3 Omrežnine za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina	128
4.2.3.1 Določitev omrežnine	128
4.2.3.2 Obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina	130
4.2.3.3 Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina	130
4.2.4 Zmogljivost na mejnih točkah	133
4.2.5 Skladnost z zakonodajo	139
4.3 Spodbujanje konkurence	139
4.3.1 Veleprodajni trg	139
4.3.1.1 Preglednost trga	141
4.3.1.2 Učinkovitost trga	141
4.3.2 Maloprodajni trg	144
4.3.2.1 Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu	145
4.3.2.2 Preglednost trga	149
4.3.2.3 Učinkovitost trga	150
4.3.2.4 Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence	157
4.4 Zanesljivost dobave zemeljskega plina	157
ŠTUDIJA PRIMERA: Oskrba s plinom 12. decembra 2017 po kriznem dogodku v avstrijskem plinskem vozlišču	159
5 Varstvo odjemalcev	160
5.1 Varstvo potrošnikov električne energije in zemeljskega plina	162
5.1.1 Pritožbe odjemalcev in reševanje sporov pri dobaviteljih	163
5.1.2 Varstvo pravic odjemalcev v upravnih postopkih	164
5.1.3 Nadzor nad izvajanjem predpisov s področja trga z električno energijo in zemeljskim plinom	166
6 Učinkovita raba energije	168
6.1 Prihranki končne energije, doseženi z doprinosom dobaviteljev	170
6.1.1 Oblika sistema obveznosti energetske učinkovitosti v Sloveniji	170
7 Toplota	174
7.1 Oskrba s toploto	176
7.2 Distribucijski sistemi toplote	181
7.3 Cena toplote	184
7.4 Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje	185
7.5 Ločitev dejavnosti	185
Seznam slik	186
Seznam tabel	191
Seznam kratic in okrajšav	193



UVOD

Vzpostavljanje enotnega, povezanega in konkurenčnega trga z energijo, zagotavljanje zanesljive oskrbe in doseganje podnebnih ciljev so tudi v letu 2017 pomembno vplivali na dogajanje na slovenskem energetske trgu.

Slovenska energetika se je zaradi sprememb v globalnem okolju znašla pred izzivi, ki morajo omogočiti trajnostno rabo naravnih virov, obenem pa konkurenčnost in zanesljivost oskrbe z energijo. Vse to se odraža v povečani rabi obnovljivih virov, ki postopoma nadomeščajo klasična fosilna goriva, večji energetske učinkovitosti ter čedalje zahtevnejših končnih odjemalcev, ki postajajo tudi proizvajalci, nekateri celo samooskrbni. Prehod na čisto energijo zahteva razvoj pametnih omrežij, da bi lahko z njihovimi učinki ustvarili trg s prožnostjo in možnosti za aktivno udeležbo odjemalcev. Prav na teh področjih se je v letu 2017 razmahnil obseg projektov pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij, od katerih se 14 projektov izvaja v okviru mednarodnih, dva pa v okviru slovenskih partnerstev.

Na trgu z električno energijo se je v letu 2017 povečala konkurenčnost malo-prodajnih trgov ter izboljšala likvidnost veleprodajnih trgov. Povečana gospodarska rast je vplivala na večjo rabo tako električne energije kot zemeljskega plina. Povečujeta se tudi konkurenčnost in učinkovitost trga z zemeljskim plinom, oskrba s tem energentom je bila tudi v letu 2017 nemotena.

Javni pozivi za uvrstitev projektov za proizvodne naprave za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov (OVE) ter v soproizvodnji toplote in elektrike z visokim izkoristkom (SPTE) v podporno shemo potekajo po konkurenčnem postopku. V letu 2017 je bilo izbranih 135 projektov proizvodnih naprav OVE s skupno nazivno električno močjo 124,9 MW ter 36 projektov proizvodnih naprav SPTE s skupno nazivno električno močjo 34,5 MW. Realizacija teh projektov pa je odvisna tudi od postopkov umeščanja v prostor in pridobivanja okoljskih dovoljenj. Rast oziroma spremembe deleža energije iz OVE v skupni bruto končni rabi v Sloveniji in spremembe deležev OVE po posameznih sektorjih v obdobju 2005–2017 kažejo, da je nujno treba določiti cilje in ukrepe podnebno-energetske politike Slovenije, če se želimo do leta 2020

vsaj približati ciljnim deležem. K temu nas namreč zavezujejo cilji Evropske unije in Pariški podnebni sporazum ter seveda odgovornost do našega planeta in družbe kot celote.

Pri uveljavljanju pravic odjemalcev je zaznati njihovo večjo ozaveščenost, tako pri menjavah dobavitelja kot tudi pri uveljavljanju njihovih pravic, pri čemer razlog za menjavo dobavitelja ni več samo cena, temveč celota prilagodljivih storitev dobaviteljev. Digitalizacija in informatizacija upravljanja z energijo in odprti trgi čedalje bolj vključujejo končnega odjemalca, saj mu omogočajo sodelovanje pri aktivnem ravnanju z energijo, tako pri proizvodnji električne energije kot tudi v procesu prilaganja odjema.

Na področju učinkovite rabe energije so dobavitelji energentov, ki so zavezani k izvedbi ukrepov za doseganje prihrankov energije, v letu 2017 dosegli skupno 580,1 GWh prihranka energije in s tem za 187 % presegli obvezni prihranek. Oskrba s toploto iz distribucijskih sistemov se zagotavlja v 64 občinah, poraba toplote za oskrbo odjemalcev iz teh sistemov je bila 2,3 % večja kot leto prej.

To je le nekaj ključnih poudarkov poročila, ki je izdelano z namenom prikaza stanja in razvoja trga z električno energijo in zemeljskim plinom, doseganja ciljev na področjih proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov, sproizvodnje, prihrankov energije z učinkovito rabo ter oskrbe s toploto. Vsebuje analize, podatke in poudarke, ki so pomembna podlaga za sprejemanje odločitev pri oblikovanju nacionalne energetske politike in odločitev, povezanih z razvojem in vlaganji v energetiki.

Poročila ne bi bilo brez številnih podatkov, zato smo hvaležni vsem deležnikom na slovenskem energetskega trgu za sodelovanje in seveda hvala predanim sodelavcem agencije za skrbno zbiranje in obdelavo podatkov ter podrobno analizo dogajanj na energetskega trgu.



Mag. Duška Godina,
direktorica







NAPREDEK PRI RAZVOJU ENERGETSKIH TRGOV

V letu 2017 ugotavljamo povečanje konkurenčnosti maloprodajnega trga z električno energijo ter povečanje likvidnosti veleprodajnih trgov.

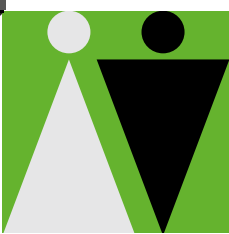
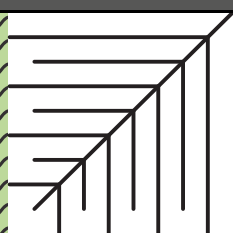
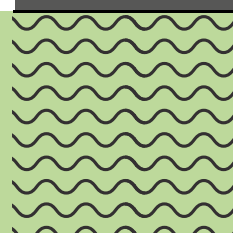
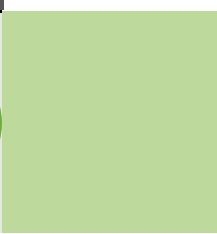
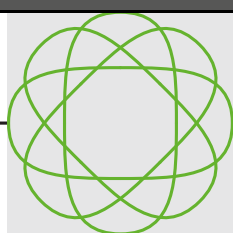
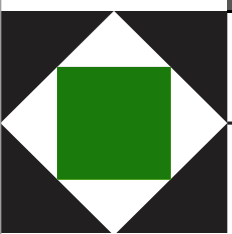
Oskrba z zemeljskim plinom je bila nemotena, cene zemeljskega plina so bile tudi v letu 2017 nižje in čedalje bolj sledijo gibanju cen na razvitih veleprodajnih trgih. Implementacija evropskih kodeksov omrežij poteka uspešno ter prispeva h konkurenčnosti in učinkovitosti trgov z električno energijo in zemeljskim plinom.



Razvoj tehnologij in konkurenčen postopek izbire projektov močno znižali vrednost podpor za proizvodnjo elektrike iz obnovljivih virov



Do **35 %** nižja cena plina za gospodinjiski odjem kot pred desetimi leti



2.1 Napredek trga z električno energijo

V letu 2017 ugotavljamo povečanje konkurenčnosti maloprodajnih trgov z električno energijo in obenem povečanje likvidnosti veleprodajnih trgov, kar se je odrazilo na znižanju maloprodajnih cen električne energije. Maloprodajni trg je bil ponovno privlačen za vstop novih dobaviteljev. Poraba električne energije se je glede na leto prej povečala za 2,7 %, gospodarska rast pa je z večanjem povpraševanja po električni energiji spodbudila pomembno rast cen na veleprodajnih trgih v regiji. Na slovenski borzi se je tako povprečna cena pasovne energije zvišala za 39 % oziroma na 49,5 evra za megavatno uro, kar je blizu cenovne ravni iz leta 2012. Po podatkih Eurostata se je cena elektrike za gospodinjstva v EU v drugem polletju leta 2017 v primerjavi z enakim obdobjem leta prej znižala za 0,2 %, v Sloveniji pa za en odstotek. Delež davkov in dajatev v končni ceni za gospodinjstva je v povprečju v EU znašal 40 %; razlike med članicami so bile precejšnje, Slovenija pa je bila v navedenem obdobju blizu povprečja z 42-odstotnim deležem davkov in dajatev.

Zavedanje odjemalcev o njihovih pravicah na trgu z električno energijo se izboljšuje, saj jih ima čedalje več dobre izkušnje z menjavo dobavitelja. Razlogi za menjavo niso več samo cena, ampak celota prilagodljivih storitev dobaviteljev za odjemalca. V letu 2017 je bil na maloprodajnem trgu pomemben tudi skupinski nakup, ki ga je Zveza potrošnikov Slovenije izvedla že drugič. Število odjemalcev, ki so v tej akciji sklenili nove pogodbe za nakup obeh energentov, električne energije in zemeljskega plina, je bilo večje od 13.000, kar je 19-odstoten delež vseh menjav dobavitelja v letu 2017.

Razvoj trga in oskrbe z električno energijo čedalje bolj vključujeta tudi končnega odjemalca. Digitalizacija in informatizacija upravljanja z energijo ter odprti trg namreč odjemalcem omogočajo sodelovanje pri aktivnem ravnanju z energijo, tako v procesu proizvodnje energije kot tudi pri prilagajanju odjema. Izpolnjevanje pogojev za dejavno vključitev odjemalcev so izzivi razvoja pametnih omrežij in inovativnih dejavnosti. Na tem področju energetska podjetja že izvajajo različne razvojne projekte. Elektrooperaterja sta v letu 2017 nadaljevala delo na številnih projektih, ki so del mednarodnih projektov in ki bodo omogočili iskanje rešitev pri upravljanju prožnosti uporabnikov, pri obratovanju omrežij ter boljšem izkoriščanju proizvodnje električne energije. Del teh projektov je bil uvrščen med projekte, ki jih je agencija prepoznala kot pilotne oziroma investicijske in je zanje elektrooperater upravičen do enkratnih finančnih spodbud v okviru regulativnega obdobja 2016–2018.

S svežnjem ukrepov, poimenovanim Čista energija za vse Evropejce, želi Evropska komisija doseči, da Evropa prevzame vodilno vlogo pri prehodu na čisto energijo. Osrednji cilji zakonodajnih predlogov so postaviti energetska učinkovitost na prvo mesto, v svetovnem merilu prevzeti vodilno vlogo v proizvodnji energije iz obnovljivih virov in ob tem zagotoviti pošteno obravnavo vseh odjemalcev. Odjemalci tako čedalje bolj postajajo osrednji in aktivni udeleženci energetskih trgov.

Skupaj z obravnavo novih predlogov je potekala implementacija že sprejetih ukrepov iz tretjega svežnja direktiv iz leta 2009, ki za učinkovito delovanje skupnega energetskega trga v EU zahtevajo boljše sodelovanje sistemskih operaterjev. Konec leta 2017 je bilo veljavnih osem omrežnih pravil, ki omogočajo popolno integracijo trgovalnih območij v EU. Ta pravila sistemskim operaterjem nalagajo, da najpozneje do leta 2022 v celoti, tudi na nacionalni ravni, oblikujejo predpise, ki urejajo dodeljevanje čezmejnih zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti, delovanje in obratovanje omrežja ter zanesljivo oskrbo z električno energijo. Omrežna pravila pomembno vplivajo na domače operaterje omrežij, proizvajalce, trgovce in odjemalce, hkrati pa prinašajo slovenskim končnim odjemalcem večjo varnost oskrbe in konkurenčnejši trg.

2.2 Napredek trga z zemeljskim plinom

Spremembe na slovenskem trgu z zemeljskim plinom so stalnica vse od začetkov odpiranja tega trga. Implementacija evropskih uredb skupaj s spremembami slovenske zakonodaje poteka uspešno ter prispeva h konkurenčnosti in učinkovitosti trga z zemeljskim plinom. V prihodnje lahko pričakujemo usklajevanje prenosnih tarifnih struktur, saj so bila sprejeta in uveljavljena pravila, ki bodo poenotila zahteve glede objave informacij, povezanih z določitvijo in primerjavo prenosnih tarif.

Vsem odjemalcem zemeljskega plina se od začetka leta 2017 plin obračunava v energijskih enotah, kar omogoča neposredno primerjavo stroškov in porabe različnih energentov ter ugotavljanje konkurenčnih prednosti posameznega energenta. Odjemalci so obračunavanje v energijskih enotah dobro sprejeli, dobavitelji in operaterji pa so pravočasno izpeljali vse potrebne dejavnosti. Cene zemeljskega plina so bile v letu 2017 nižje in čedalje bolj sledijo gibanju cen na razvitih veleprodajnih trgih.

Oskrba z zemeljskim plinom je bila nemotena. V začetku leta je bila poraba zemeljskega plina zaradi nizkih temperatur sicer velika, vendar pa so dobavitelji zagotovili potrebne količine plina. Do motenj pri oskrbi ni prišlo niti

ob dogodku v avstrijskem plinskem vozlišču Baumgarten, ko je bila za več ur nenapovedano prekinjena dobava plina skozi vstopno točko na Ceršaku. Zaradi zagotavljanja pripravljenosti za nadaljnjo oskrbo s plinom je Agencija za energijo kot pristojni organ za zanesljivo oskrbo takrat sicer razglasila stopnjo zgodnjega opozarjanja, ki predstavlja prvo stopnjo krize.

Že tretje leto zapored se je poraba slovenskih odjemalcev zemeljskega plina povečala, prenos do drugih prenosnih sistemov pa se je v zadnjem četrtletju leta 2017 zmanjšal zaradi manjšega zakupa letnih prenosnih zmogljivosti na mejnih vstopnih in izstopnih točkah. Uporabniki prenosnega sistema so zakup prenosnih zmogljivosti optimizirali tako, da so dolgoročne zakupe prenosnih zmogljivosti nadomeščali s kratkoročnimi in z zakupi zmogljivosti na sekundarnem trgu zmogljivosti.

Dobavitelji zemeljskega plina že nekaj let povečujejo delež zemeljskega plina, kupljenega na podlagi kratkoročnih pogodb. Pred leti je bil zemeljski plin v pretežni meri uvožen neposredno iz Rusije na podlagi dolgoročnih pogodb, zdaj pa ga dobavitelji kupujejo predvsem v sosednji Avstriji na podlagi kratkoročnih pogodb.

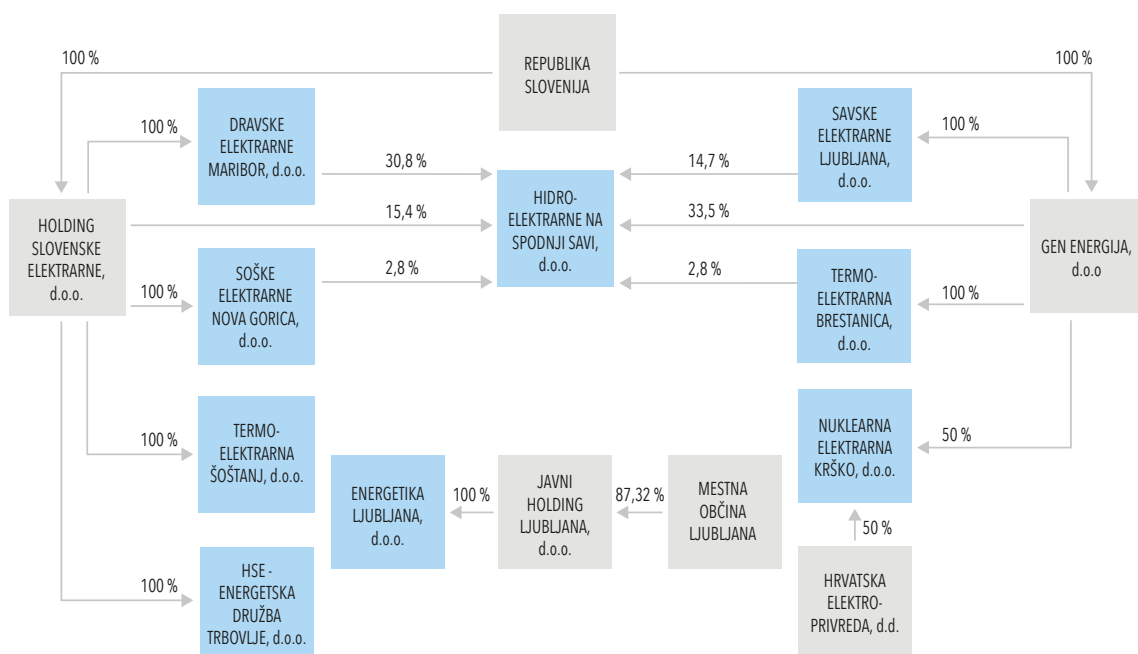
Veleprodajni trg zemeljskega plina je bil v letu 2017 živahnejši, predvsem nosilci bilančnih skupin so izvajali številne trgovne transakcije. Glede na prejšnja leta pa je bil zaznan močan upad trgovanja na trgovni platformi, kar je bilo posledica manjših odstopanj nosilcev bilančnih skupin. Na trgovni platformi se je oblikovala cena za izravnavo, ki kaže na močno korelacijo s cenami na sosednjem vozlišču in močno povezanost obeh trgov.

Število menjav dobavitelja se v letu 2017 ni povečalo, čeprav so se cene zemeljskega plina znižale ter so lahko odjemalci izbirali med večjim številom dobaviteljev in ponudb. Cena zemeljskega plina za gospodinjstva v EU se je po podatkih Eurostata v drugem polletju leta 2017 v primerjavi z enakim obdobjem leta prej znižala, v Sloveniji celo največ, in sicer kar za 5,5 %.

2.3 Lastniška povezanost energetskih podjetij

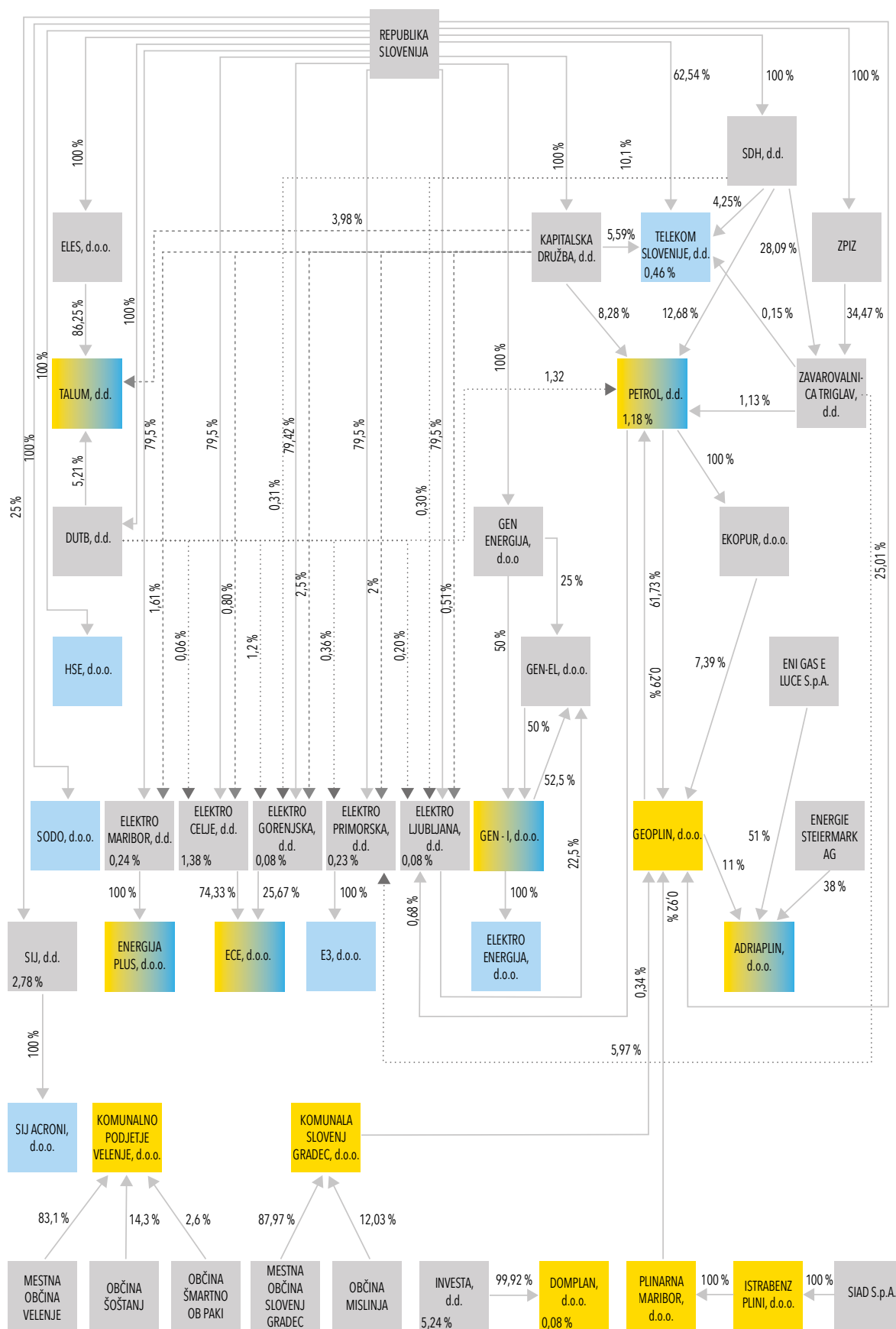
Na energetskem trgu se dogajajo spremembe v številu dobaviteljev, njihovi ponudbi storitev in tudi v njihovi povezanosti oziroma lastniški strukturi. V zadnjih letih se je povečalo število dobaviteljev, ki nudijo oskrbo z obema energentoma, električno energijo in zemeljskim plinom, prišlo je tudi do lastniških združenj nekaterih dobaviteljev. Na konkurenčnost in preglednost energetskega trga vpliva tudi lastniška struktura večjih proizvajalcev električne energije. Sliki 1 in 2 prikazujeta lastniško strukturo dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina v Sloveniji v času nastanka tega poročila (v maju 2018). Zajeti so dobavitelji, ki dobavljajo končnim odjemalcem. Več je o preglednosti trga zapisano v poglavjih o preglednosti veleprodajnega in maloprodajnega trga z električno energijo (poglavji 3.4.1.2 in 3.4.2.2) ter zemeljskim plinom (poglavji 4.3.1.1 in 4.3.2.2).

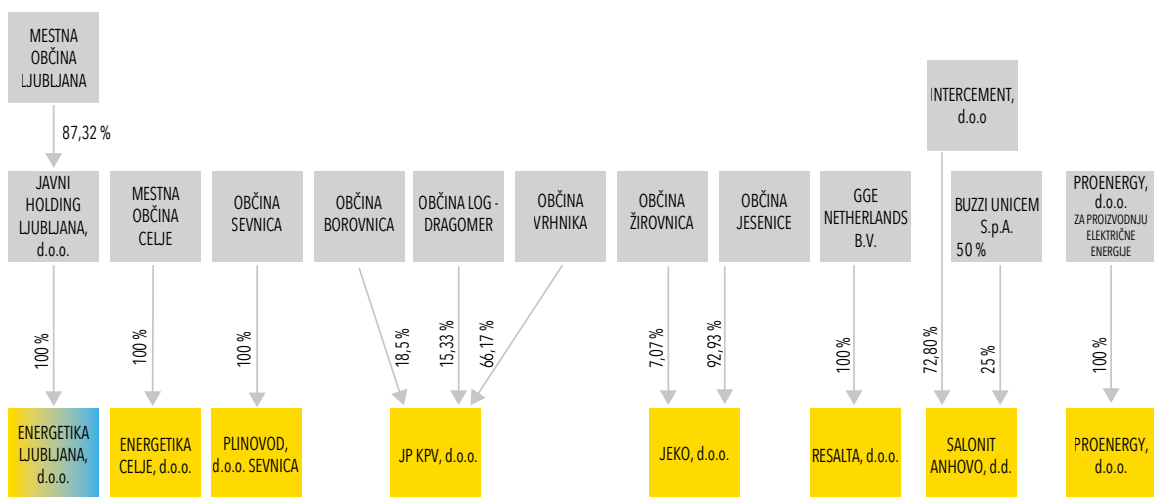
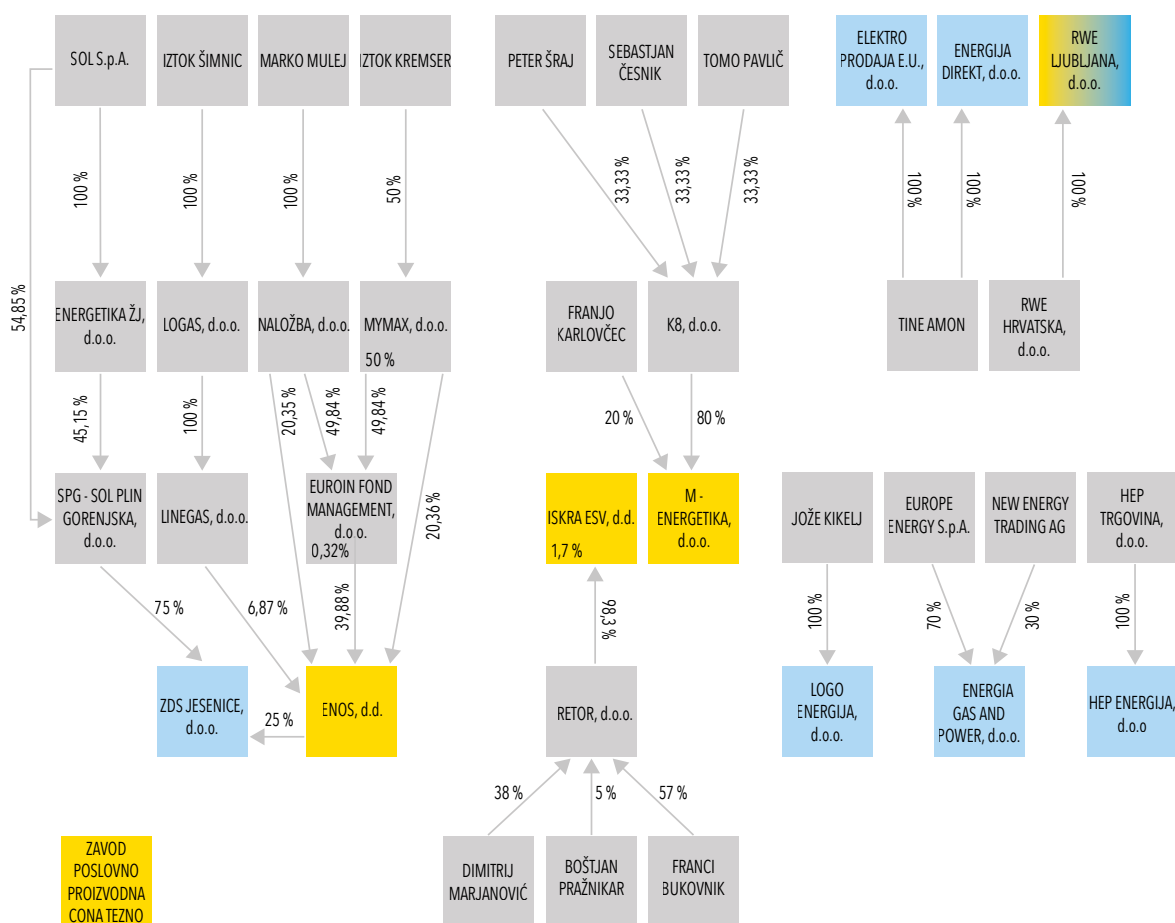
Slika 1: Lastniška struktura proizvajalcev električne energije z inštalirano močjo več kot 10 MW – stanje maj 2018



Vir: gvinn.com

Slika 2: Lastniška struktura dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina – stanje maj 2018






■ Dobavitelj zemeljskega plina

■ Dobavitelj električne energije

■ Dobavitelj električne energije in zemeljskega plina


Vir: gvin.com





ELEKTRIČNA ENERGIJA

V letu 2017 je bilo 30 % električne energije proizvedene iz obnovljivih virov, skupna poraba električne energije se je povečala za 2,7 %, število gospodinjstev pa za 0,5 %. Kar 57 % odjemalcev na distribucijskem sistemu je bilo konec leta 2017 že opremljenih z naprednimi merilnimi napravami. Povečal se je obseg projektov razvoja pametnih omrežij. Veleprodajni trg z električno energijo je bil dobro razvit, maloprodajni trg je bil odprt in konkurenčen, dejavnih je bilo 21 dobaviteljev.



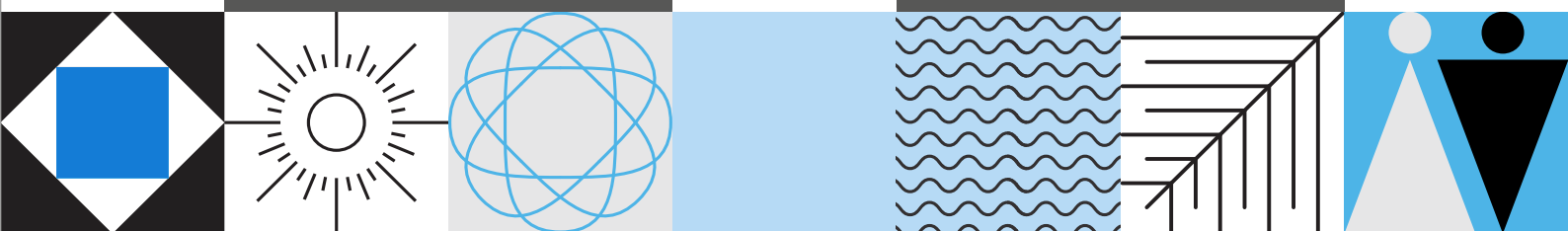
143,5 mio €

izplačanih podpor za
proizvodnjo električne
energije iz OVE in SPTE



17,1 %

je znašala uvozna
odvisnost oskrbe
z električno energijo
v Sloveniji

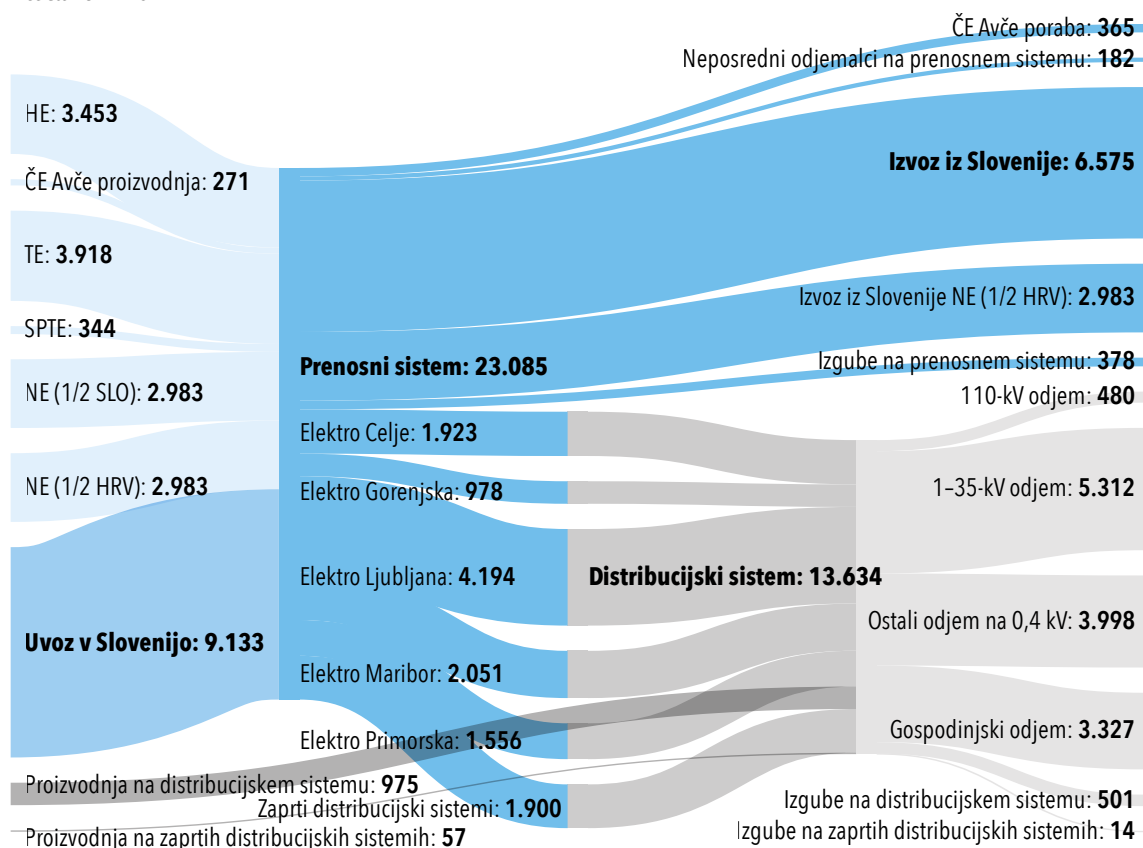


3.1 Elektroenergetska bilanca

Prevzetih 14.984 GWh električne energije, od tega 4479 GWh oziroma 30 % iz proizvodnih naprav na obnovljive vire energije

V Sloveniji je bilo leta 2017 v prenosni in distribucijski sistem prevzetih 14.984 GWh električne energije, kar je 249 GWh manj kot leta 2016. Prevzem električne energije iz proizvodnih naprav na obnovljive vire je znašal 4479 GWh, kar je 616 GWh manj kot leto pred tem, prevzem iz elektrarn na fosilna goriva pa je prispeval 4539 GWh ali 176 GWh manj kot leta 2016. Iz jedrske elektrarne Krško je bilo v prenosni sistem prevzetih 5966 GWh električne energije oziroma 543 GWh več kot leto pred tem. Količine energije so povzete iz bilanc elektrooperaterjev na podlagi fizičnih pretokov.

Slika 3: Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2017 v GWh



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

V distribucijski sistem (ki vključuje tudi zaprte distribucijske sisteme) je bilo v letu 2017 prevzetih 1032 GWh električne energije iz proizvodnje, priključene na distribucijski sistem. Poleg tega je bilo v internih omrežjih odjemalcev porabljenih dodatnih 353 GWh električne energije oziroma 25 % vse električne energije, proizvedene v proizvodnih objektih, priključenih na distribucijski (in zaprte) distribucijske sisteme, kar je za dve odstotni točki več kot leta 2016.

Tabela 1: Prevoz električne energije v prenosni in distribucijski sistem v letih 2016 in 2017

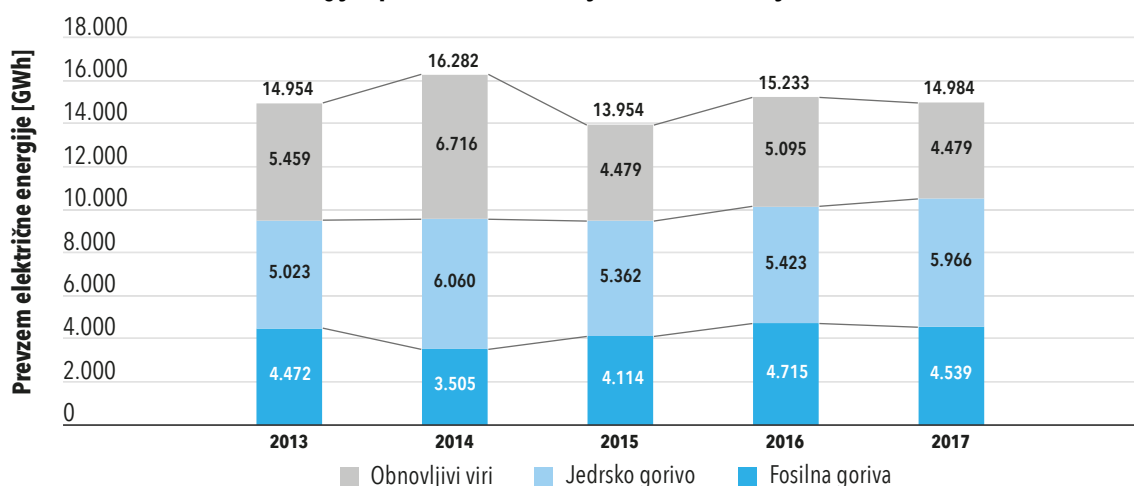
Prevoz električne energije v prenosni sistem [GWh]	2016	2017
Dravske elektrarne Maribor	2.826	2.312
Savske elektrarne Ljubljana	342	289
Hidroelektrarne na spodnji Savi	392	456
Soške elektrarne Nova Gorica	455	396
ČE Avče v proizvodnem režimu	278	271
Skupaj HE	4.293	3.725
TE Šoštanj	4.061	3.909
TE Brestanica	3	9
TE Trbovlje	-2	0
Javno podjetje Energetika Ljubljana	338	344
Skupaj TE IN SPTE	4.401	4.262
Nuklearna elektrarna Krško	5.423	5.966
Skupaj NE	5.423	5.966
Prevoz električne energije v prenosni sistem	14.117	13.952
Prevoz električne energije v distribucijski sistem [GWh]		
HE do vključno 1 MW	201	169
HE nad 1 MW	183	154
Elektrarne na lesno biomaso	53	56
Vetrne elektrarne	5,78	5,72
Sončne elektrarne	235	250
Elektrarne na bioplin	116	112
Elektrarne na komunalne odpadke	8,91	7,11
Skupaj obnovljivi viri energije	802	754
Skupaj neobnovljivi viri energije	314	277
Prevoz električne energije v distribucijski sistem	1.116	1.032
Skupaj prevoz električne energije	15.233	14.984

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Domači viri proizvodnje, upoštevaje polovični delež proizvodnje iz jedrske elektrarne Krško, so v slovenski elektroenergetski sistem prispevali 12.001 GWh električne energije, odjem pri končnih odjemalcih pa je znašal 14.468 GWh električne energije, pri čemer se 90 GWh, kolikor so znašale količine izvoza električne energije v Italijo iz RTP Vrtojba in RTP Sežana, ne všteva. V Sloveniji smo v letu 2017 z domačimi viri proizvodnje pokrili 82,9 % porabe električne energije, uvozna odvisnost je tako znašala 17,1 %.

V slovenski elektroenergetski sistem je bilo vključenih za 18 MW novih proizvodnih zmogljivosti, od tega so elektrarne, priključene na distribucijski sistem, prispevale 17 MW, 1 MW pa elektrarne, priključene na zaprte distribucijske sisteme. Največji delež k povečanju so prispevale nove in obnovljene hidroelektrarne s skupno močjo 11,1 MW. Pomemben delež pri povečanju proizvodnih zmogljivosti so imele še nove sončne elektrarne s 4,7 MW ter enote za soprodukcijo toplote in električne energije z 1 MW. V letu 2017 ni bilo pomembnejših zaustavitev obstoječih proizvodnih objektov.

Slika 4: Prezem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2013–2017



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

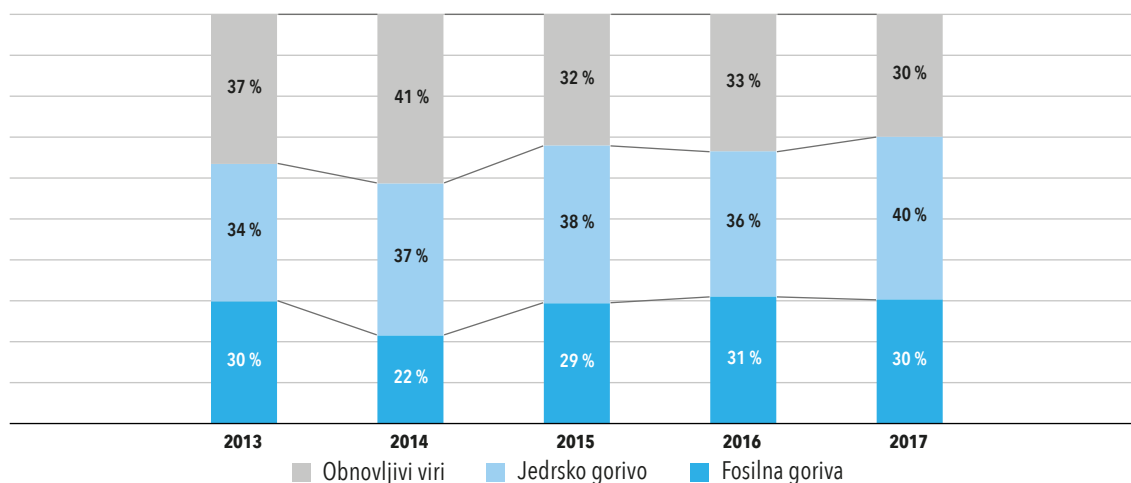
Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se letno spreminja glede na hidrološke in druge razmere in tudi glede na obseg vlaganj v izgradnjo proizvodnih enot za izrabo obnovljivih virov. V letu 2017 je ta delež znašal približno 30 % vse proizvedene električne energije v Sloveniji, kar je tri odstotne točke manj kot leto prej. Elektrarne na fosilna goriva so k skupni proizvodnji prispevale približno 30 %, kar je za eno odstotno točko manj kot leto prej, jedrska elektrarna Krško pa 40 % vse proizvedene električne energije.

Tabela 2: Primarni viri za proizvodnjo električne energije v letu 2017

Primarni viri za proizvodnjo električne energije	GWh	Delež
Fosilna goriva	4.539	30 %
Jedrsko gorivo	5.966	40 %
Obnovljivi viri	4.479	30 %
- od tega vodna energija	4.048	
- od tega vetrna energija	5,72	
- od tega sončna energija	250	
- od tega biomasa	175	
Skupaj prevzem električne energije	14.984	

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Slika 5: Deleži primarnih virov energije v obdobju 2013–2017



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Ob koncu leta 2017 je bilo v slovenski elektroenergetski sistem priključenih 950.257 končnih odjemalcev električne energije. Njihovo število se je glede na leto 2016 povečalo za 4815 oziroma za 0,5 %. Število gospodinjstev z dvotarifnim odjemom se je povečalo za 1,2 %, za 1,1 % pa se je zmanjšalo število gospodinjstev z enotarifnim odjemom. Na distribucijski sistem je bilo v letu 2017 priključenih tudi 609 poslovnih in 77 gospodinjstev s proizvodno napravo v notranji inštalaciji. Na način samooskrbe pa je bilo na distribucijskem sistemu priključenih 27 poslovnih in 867 gospodinjstev odjemalcev.

0,5 %
več končnih odjemalcev
električne energije kot
v letu 2016

Število poslovnih odjemalcev na prenosnem sistemu se glede na predhodno leto ni spremenilo. Nanj so bili priključeni trije poslovni odjemalci na petih prevzemno-predajnih mestih ter štirje operaterji zaprtih distribucijskih sistemov (ZDS) na petih lokacijah, ki so električno energijo dobavljali 239 poslovnim in 67 gospodinjstvom odjemalcem. Od tega je bilo na ZDS priključenih 14 poslovnih odjemalcev s proizvodno napravo v notranji inštalaciji, devet poslovnih odjemalcev pa je bilo na ZDS priključenih v režimu samooskrbe.

Tabela 3: Število končnih odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v letih 2016 in 2017

Število končnih odjemalcev glede na vrsto odjema	2016	2017
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	3	3
Odjem ČE Avče v črpalnem režimu	1	1
Skupaj končni odjemalci na prenosnem sistemu	4	4
Poslovni odjemalci na distribucijskem sistemu	106.649	107.463
Gospodinjstvi odjemalci	838.505	842.484
- od tega enotarifni odjem	260.407	257.586
- od tega dvotarifni odjem	578.098	584.898
Skupaj končni odjemalci na distribucijskem sistemu	945.154	949.947
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	221	239
Gospodinjstvi odjemalci	63	67
Skupaj končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	284	306
Skupaj končni odjemalci	945.442	950.257

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

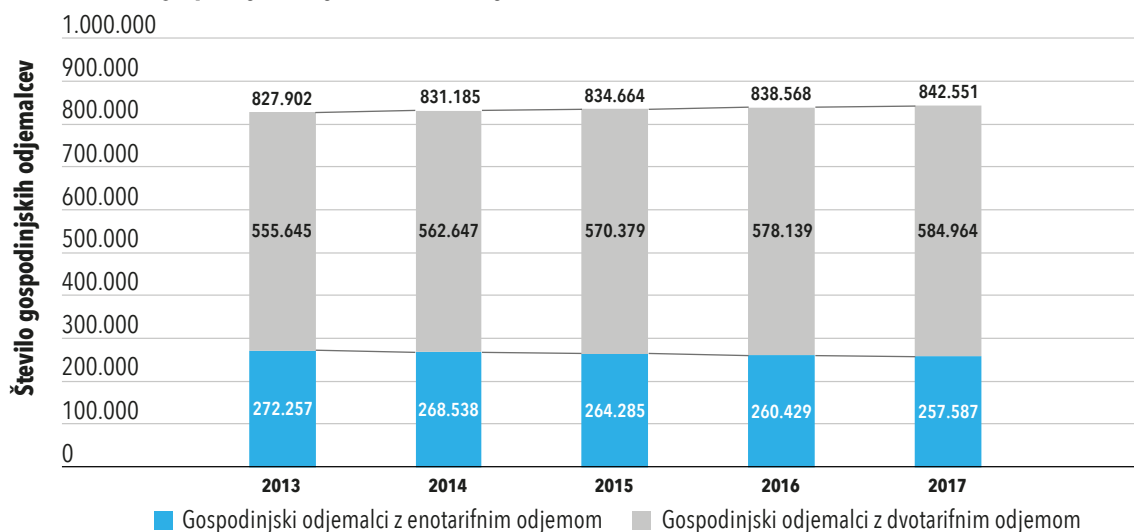
Tabela 4: Število končnih odjemalcev električne energije v letu 2017 glede na način priključitve

Način priključitve končnega odjemalca	Brez priključenih proizvodnih naprav	Proizvodna naprava v notranji inštalaciji	Samooskrba	Skupaj
Poslovni	106.827	609	27	107.463
Gospodinjiski	841.540	77	867	842.484
Skupaj končni odjemalci na distribucijskem sistemu				949.947
Poslovni	216	14	9	239
Gospodinjiski	67	-	-	67
Skupaj končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih				306
Skupaj končni odjemalci				950.257

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Na sliki 6 je prikazano gibanje števila gospodinjiskih odjemalcev v obdobju 2013–2017. Skupno število gospodinjiskih odjemalcev se je v tem obdobju povečevalo v povprečju za 0,4 % na leto. Pri tem se število gospodinjiskih odjemalcev z dvotarifnim odjemom zvišuje v povprečju za 1,3 %, število gospodinjiskih odjemalcev z enotarifnim odjemom pa ves čas pada. Podatki kažejo na povečan delež odjemalcev z dvotarifnim odjemom, ki svojo porabo prilagajajo ter jo povečujejo v času nižje tarife in si s tem znižujejo stroške oskrbe z električno energijo. Tako se lahko, še posebej z uporabo sodobne merilne opreme z vgrajeno krmilno napravo, v večji meri izkorišča čas nižje tarife med 22. in 6. uro ter med vikendi in ob praznikih, kar je za odjemalce dodatna spodbuda za varčevanje.

Slika 6: Število gospodinjiskih odjemalcev v obdobju 2013–2017



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

3.1.1 Proizvodnja električne energije

V letu 2017 je na slovenskem trgu električne energije delovalo devet družb, ki imajo proizvodne objekte z inštalirano močjo nad 10 MW:

- Termoelektrarna Šoštanj (TEŠ),
- Nuklearna elektrarna Krško (NEK),
- Dravske elektrarne Maribor (DEM),
- Savske elektrarne Ljubljana (SEL),
- Soške elektrarne Nova Gorica (SENG),
- Hidroelektrarne na spodnji Savi (HESS),

- Termoelektrarna Brestanica (TEB),
- Javno podjetje Energetika Ljubljana (JPEL),
- HSE - Energetska družba Trbovlje (HSE ED Trbovlje).

Družbe za proizvodnjo električne energije v Sloveniji se med seboj razlikujejo po načinu proizvodnje in primarnem proizvodnem viru. Družbe DEM, SENG, HESS in SEL pridobivajo električno energijo v hidroelektrarnah, TEŠ v termoelektrarni na premog, TEB in HSE ED Trbovlje v elektrarnah na tekoča in plinasta goriva, NEK v jedrski elektrarni, družba JPEL pa proizvaja električno energijo in toploto v procesu proizvodnje na premog s sosežigom lesne biomase. Družba HSE ED Trbovlje je nastala iz nekdanje družbe Termoelektrarna Trbovlje, ki je bila od decembra 2014 v likvidaciji. Glede na spremenjene razmere na trgu ter na ocene upravljavca državnega premoženja SDH in splošne ocene Holdinga Slovenske elektrarne kot edinega družbenika, da je energetska lokacija na območju TET smiselno ohraniti in nadgrajevati, se je likvidacija trboveljske termoelektrarne s 1. januarjem 2018 prekinila¹. Nova družba se tako imenuje HSE ED Trbovlje in za proizvodnjo električne energije uporablja dva plinska bloka z inštalirano močjo 62 MW.

Družbe DEM, SENG, HSE ED Trbovlje in TEŠ delujejo v okviru skupine Holdinga slovenskih elektrarn (HSE), ki na slovenskem veleprodajnem trgu predstavlja prvi energetski steber. Drugi energetski steber tvori skupina GEN energija, ki ima v lasti družbe SEL in TEB ter skladno z meddržavnim sporazumom med Slovenijo in Hrvaško tudi polovico Nuklearne elektrarne Krško. Hkrati je skupina GEN energija 51-odstotna lastnica družbe HESS, preostali delež te družbe pa pripada skupini HSE. V letu 2017 sta inštalirana moč in proizvodnja električne energije družbe HESS upoštevani v skupini GEN energija. Družba JPEL je v 100-odstotni lasti Javnega holdinga Ljubljana.

V tabeli 5 so prikazani podatki o inštalirani moči in proizvedeni količini električne energije v letu 2017. Predstavljeni so tudi deleži posameznih proizvajalcev na podlagi inštalirane moči in proizvedene električne energije v Sloveniji.

Tabela 5: Inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije v Sloveniji v letu 2017

Proizvajalec	Inštalirana moč na pragu [MW]	Delež - inštalirana moč na pragu, vsi proizvajalci v RS	Proizvodnja (GWh)	Delež - proizvodnja vsi proizvajalci v RS
HSE, d. o. o.	1.852	53,0 %	7.035	56,5 %
Hidroelektrarne	928		3.065	
Termoelektrarne	923		3.969	
Drugo (SPTE, sončne in vetrne elektrarne ...)	1,0		1,1	
GEN energija, d. o. o.	925	26,5 %	3.743	30,0 %
Hidroelektrarne	277		746	
Termoelektrarne	300		12,3	
Nuklearna elektrarna*	348		2.984	
Drugo (SPTE, sončne in vetrne elektrarne ...)	0,6		0,7	
Javno podjetje Energetika Ljubljana (JPEL)	118	3,4 %	389	3,1 %
Drugi manjši proizvajalci (na prenosnem sistemu)	35,7	1,0 %	119	1,0 %
Male hidroelektrarne	8,7		40,8	
Sončne elektrarne	8,5		8,7	
SPTE	18,5		69,2	
Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem sistemu)	559,81	16,0 %	1.172	9,4 %
Male hidroelektrarne	115		331	
Sončne elektrarne	272		277	

* Upoštevani 50-% delež inštalirane moči in proizvodnje NEK

¹ <http://www.hse.si/si/zanimivosti/novice/2017/12/655-TERMOELEKTRARNA-TRBOVLJE-SPET-POSUJE-KOT-NORMALNA-GOSPODARSKA-DRUZBA3>
Kazalnik uspešnosti »Feeder Hosting Capacity«

Proizvajalec	Inštalirana moč na pragu [MW]	Delež - inštalirana moč na pragu, vsi proizvajalci v RS	Proizvodnja (GWh)	Delež - proizvodnja vsi proizvajalci v RS
Vetrne elektrarne	3,3		5,7	
Elektrarne na biomaso	2,2		0	
Geotermalne elektrarne	0,0		0	
Elektrarne na odlagališčni plin	7,1		7,4	
Elektrarne na plin iz čistilnih naprav	1,1		4,4	
Elektrarne na bioplin	31,4		125	
Soproizvodnja na lesno biomaso	14,4		79,8	
Soproizvodnja na fosilna goriva	111		341	
Drugo	1,7		0	
Skupaj v Republiki Sloveniji	3.491	100 %	12.457	100 %
- na prenosnem sistemu	2.931			

Viri: podatki proizvodnih podjetij

V zvezi s tabelo 5 je treba pojasniti, da se vrednosti v tej tabeli nekoliko razlikujejo od vrednosti v tabeli 1. Razlog za razliko je v različnem načinu poročanja proizvodnih podjetij in elektrooperaterjev. Medtem ko proizvodna podjetja poročajo celotno v omrežje oddano količino električne energije, elektrooperaterja od te količine odštejeta količine, ki jih elektrarna prevzame iz omrežja v času, ko ne obratuje.

Ob proizvodnji velikih elektrarn so z vidika razpršenosti virov pomembni tudi objekti razpršene proizvodnje, ki so v slovenskem elektroenergetskem sistemu priključeni na distribucijski sistem in zaprte distribucijske sisteme. To je predvsem proizvodnja v malih hidroelektrarnah, sončnih elektrarnah, elektrarnah na bioplin ter objektih za sproizvodnjo toplote in električne energije. V primerjavi z letom 2016 se je proizvodnja električne energije iz proizvodnih objektov razpršene proizvodnje zmanjšala za 8,4 %, in sicer predvsem zaradi manjše proizvodnje električne energije v malih hidroelektrarnah in objektih za sproizvodnjo na fosilna goriva.

Zaradi meddržavnega sporazuma med Slovenijo in Hrvaško polovica proizvodnje NEK pripada Hrvaški, kar zmanjšuje delež NEK v dejanski slovenski proizvodnji električne energije. Tako so slovenske elektrarne v letu 2017 proizvedle skupaj 15.440 GWh električne energije, dejanska slovenska neto proizvodnja električne energije pa je bila manjša in je znašala 12.457 GWh. Proizvodnja se je v primerjavi z letom 2016 zmanjšala za 573 GWh zaradi manjše proizvodnje

hidroelektrarn in termoelektrarne Šoštanj. Manjša proizvodnja hidroelektrarn je bila povezana z dolgim sušnim obdobjem v poletnih mesecih, manjša proizvodnja termoelektrarne Šoštanj pa je bila posledica izpadov in remontov blokov 4 in 6.

K proizvodnji električne energije na območju Slovenije so v letu 2017 največ prispevale termoelektrarne, v katerih je bilo proizvedene 35,1 % vse električne energije, namenjene slovenskemu trgu. Deležu termoelektrarn sledijo hidroelektrarne s 30,9 % in jedrska elektrarna s 24,0 %.

Proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov energije in s sproizvodnjo toplote in elektrike

V letu 2017 je bilo proizvedenih 944,9 GWh električne energije iz elektrarn, vključenih v podporno shemo. Ta je namenjena spodbujanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov (OVE) ter v visoko učinkoviti sproizvodnji toplote in električne energije (SPTe). Kot je razvidno iz tabele 6, se je količina proizvedene električne energije iz teh elektrarn glede na leto 2016 nekoliko zmanjšala. Zaradi manjše proizvodnje hidroelektrarn, vetrnih in bioplinjskih elektrarn, elektrarn na biomaso ter objektov za SPTe se je proizvodnja na letni ravni zmanjšala za 5,8 %. Proizvodnja v sončnih elektrarnah je bila sicer nekoliko večja kot leto prej, vendar te zaradi znižanja proizvodnje v drugih vrstah elektrarn trenda naraščanja proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov iz prejšnjih let niso mogle ohraniti. Glede na leto 2016 se je proizvodnja v elektrarnah, vključenih v podporno shemo, najbolj zmanjšala v hidroelektrarnah.

8,4 %
manjša proizvodnja električne energije iz razpršenih virov, priključenih na distribucijski sistem

V letu 2017 se je zmanjšala tudi skupna proizvodnja električne energije v Sloveniji. V to količino je všteta še električna energija, proizvedena v elektrarnah, ki niso vključene v podporno shemo. Primerjava proizvodnje električne energije v elektrarnah, vključenih v podporno shemo, s celotno proizvedeno električno energijo v Sloveniji pokaže, da se je delež električne energije, proizvedene v elektrarnah, ki so vključene v podporno shemo, glede na leto pred tem zmanjšal za 0,1 odstotno točko, in sicer na 7,6 %. Zmanjšala se je tudi proizvodnja v preostalih elektrarnah. Celotna količina v Sloveniji proizvedene električne energije se je zato zmanjšala s 13.030 na 12.457 GWh.

Tabela 6: Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo

Leto	Inštalirana moč, vključena v podporno shemo (MW)	Celotna inštalirana moč v Sloveniji (MW)	Delež inštalirane moči, vključene v podporno shemo	Proizvedena el. energija, vključena v podporno shemo (GWh)	Celotna v Sloveniji proizvedena el. energija (GWh)	Delež proizvedene el. energije, vključene v podporno shemo
2012	307,990	3.260,367	9,4 %	654,0	12.250,1	5,3 %
2013	393,230	3.273,570	12,0 %	802,9	12.913,2	6,2 %
2014	411,967	3.834,470	10,7 %	905,9	13.597,5	6,7 %
2015	432,752	3.542,229	12,2 %	980,8	11.740,9	8,4 %
2016	412,025	3.536,603	11,7 %	1003,5	13.029,5	7,7 %
2017	412,334	3.490,710	11,8 %	944,9	12.456,7	7,6 %

Vira: Borzen, agencija

Celotna inštalirana moč se v letu 2017 glede na leto prej ni bistveno spremenila. Podobno velja tudi za inštalirano moč elektrarn, vključenih v podporno shemo. Zaradi majhnih sprememb v inštaliranih močeh se tudi delež inštalirane moči, vključene v podporno shemo, glede na celotno inštalirano moč v Sloveniji ni pomembno spremenil. Ta delež je v letu 2017 znašal 11,8 %, kar je le minimalna sprememba glede na leto 2016, ko je znašal 11,7 %.

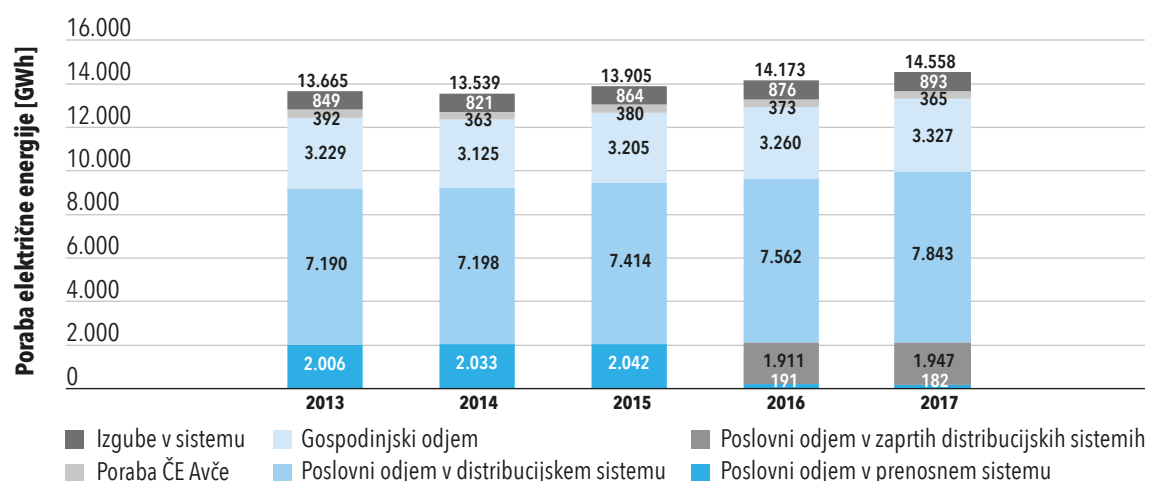
3.1.2 Poraba električne energije

Skupna poraba električne energije v Sloveniji je znašala 14.558 GWh oziroma 13.665 GWh brez upoštevanja izgub v prenosnem in distribucijskem sistemu. V primerjavi z letom 2016 je bila skupna poraba večja za 385 GWh oziroma za 2,7 %. Trije neposredni odjemalci, ki so priključeni na prenosni sistem, so porabili 182 GWh električne energije, od tega je bilo 90 GWh električne energije izvožene v Italijo iz RTP Vrtojba in RTP Sežana. Poraba odjemalcev, priključenih na distribucijski sistem, je bila večja za 3,2 % in je znašala 11.170 GWh, poraba odjemalcev v zaprtih distribucijskih sistemih pa 1947 GWh. Črpalna elektrarna (ČE) Avče je za črpanje vode za akumulacijo porabila 365 GWh, kar je nekoliko manj kot leta 2016. Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu so znašale 893 GWh električne energije, vanje so vključene tudi izgube zaradi tranzita, uvoza in izvoza električne energije.

2,7%
večja skupna poraba električne energije kot v letu 2016

Največja urna obremenitev prenosnega elektroenergetskega sistema je znašala 2131 MW, kar je 153 MW več kot v letu 2016. Dosežena je bila 10. januarja v 19. urnem bloku (med 18. in 19. uro).

Slika 7: Poraba električne energije v obdobju 2013–2017



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Tabela 7: Poraba električne energije v letih 2016 in 2017

Poraba električne energije [GWh]	2016	2017
Poslovni odjem na prenosnem sistemu	191	182
Poslovni odjem na distribucijskem sistemu	7.562	7.843
Poslovni odjem v zaprtih distribucijskih sistemih	1.911	1.947
Skupaj poslovni odjem	9.664	9.973
Gospodinjiski odjem	3.260	3.327
- od tega enotarifni odjem	892	893
- od tega dvotarifni odjem	2.367	2.433
Poraba ČE Avče v črpalnem režimu	373	365
Skupaj odjem pri končnih odjemalcih	13.297	13.665
Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu	876	893
Poraba električne energije skupaj	14.173	14.558
Oddaja električne energije v tujino	9.419	9.559
Skupaj	23.592	24.117

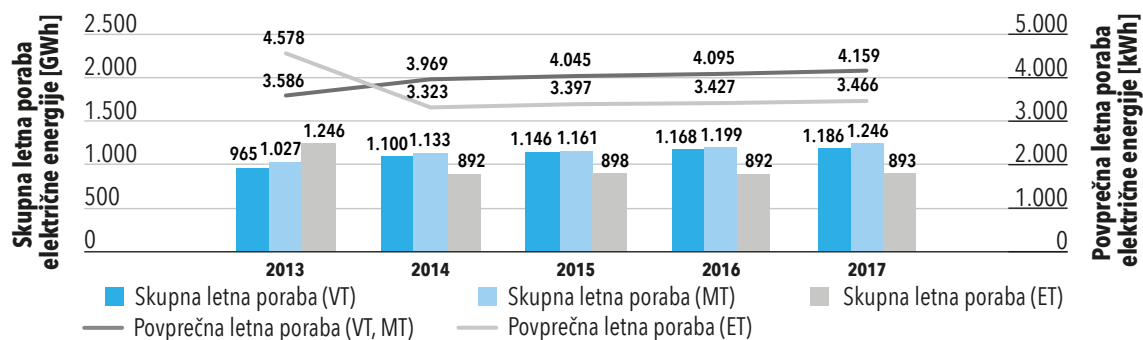
Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Poraba električne energije, vključno z izgubami v sistemu in ob upoštevanju, da polovični delež proizvodnje NEK pripada Hrvaški, ni bila v celoti pokrita s proizvodnimi viri na območju Slovenije. Pokritost slovenske porabe z domačimi proizvodnimi viri je znašala približno 82 %. Skupna oddaja električne energije v tujino po prenosnem in distribucijskem sistemu je znašala 9559 GWh, pri čemer 2983 GWh predstavlja polovico proizvodnje v jedrski elektrarni Krško, ki pripada Hrvaški. Zato je neto izvoz iz Slovenije znašal 6576 GWh, uvoz pa 9133 GWh električne energije.

Na sliki 8 sta prikazani skupna in povprečna letna poraba električne energije gospodinjstev z enotarifnim in dvotarifnim odjemom. Razvidna je stalna rast skupne in povprečne letne porabe električne energije v zadnjih petih letih pri gospodinjstvih odjemalcih, ki uporabljajo dvotarifni odjem. Leta 2017 se skupna poraba glede na predhodno leto ni bistveno spremenila, trend zadnjih štirih let pa kaže manjše povečevanje povprečne letne porabe električne energije. Število odjemalcev z enotarifnim odjemom je bilo manjše za 1,1 odstotne točke.

16-%
rast povprečne porabe
gospodinjstev z
dvotarifnim odjemom v zadnjih
petih letih

Slika 8: Skupna in povprečna poraba gospodinskih odjemalcev z enotarifnim in dvotarifnim odjemom električne energije v letih 2013–2017



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

3.1.3 Uvozna odvisnost oskrbe z električno energijo

Uvozna odvisnost oskrbe z električno energijo v Sloveniji močno niha. V zadnjih osmih letih se je gibala od 1,8 % pa vse do 18,2 %. Uvozna odvisnost prikazuje pokritost domače porabe z domačimi proizvodnimi viri, zato je hkrati odvisna od nihanja proizvodnje in porabe.

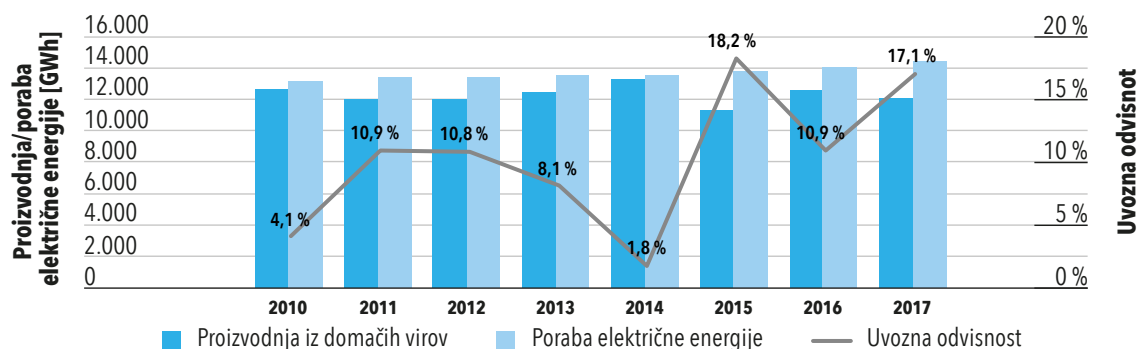
K proizvodnji električne energije iz domačih virov v največji meri prispevajo velike hidroelektrarne, termoelektrarne in jedrska elektrarna, ki so v Sloveniji priključene na prenosni sistem električne energije. Manjši del proizvodnje iz domačih virov je priključen na distribucijski sistem električne energije. Zaradi pomembnega deleža proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn je skupna proizvodnja iz domačih virov zelo odvisna od hidrologije v posameznem obdobju.

Za potrebe izračuna uvozne odvisnosti se v skupni porabi električne energije poleg porabe končnih odjemalcev na prenosnem in distribucijskem sistemu upoštevajo še izgube na celotnem elektroenergetskem sistemu, pri čemer se električna energija, ki se prek distribucijskega sistema iz RTP Vrtojba in RTP Sežana izvaža v Italijo, odšteje. V poglavju o elektroenergetski bilanci se te količine obravnavajo kot neposredni odjem na prenosnem sistemu.

Uvozna odvisnost oskrbe z električno energijo je določena na podlagi razmerja med proizvodnjo električne energije iz domačih virov in skupno porabo električne energije. V opazovanem obdobju 2010–2017 se je uvozna odvisnost precej spremenjala in razen spremembe proizvodnje iz domačih virov je nanjo neposredno vplivala tudi sprememba odjema električne energije. V opazovanem obdobju je bila uvozna odvisnost oskrbe z električno energijo najnižja v letu 2014 (1,8 %), ko je bila zaradi izjemno ugodne hidrologije proizvodnja električne energije iz hidroelektrarn največja, pa tudi skupna poraba je bila manjša kot leto prej. V letu 2017 beležimo višjo stopnjo uvozne odvisnosti oskrbe z električno energijo (17,1 %), kar je bila posledica manjše proizvodnje iz domačih virov (predvsem hidroelektrarn) ob hkratnem povečanju porabe električne energije.

17,1%
je znašala uvozna odvisnost Slovenije, kar je med najvišjimi v zadnjih osmih letih

Slika 9: Proizvodnja, poraba in uvozna odvisnost oskrbe z električne energije v obdobju 2010–2017



Vir: agencija

3.2 Proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov in soproizvodnjo toplote

Slovenija mora do leta 2020 doseči 25-odstotni delež OVE v rabi bruto končne energije in 10-odstotni delež OVE v prometu, ki je enak za vse države članice. Specifičnih ciljev za SPTE Slovenija nima, kljub temu pa razvoj te tehnologije pomembno vpliva na doseganje ciljev na področju učinkovite rabe energije. Skladno s 3. členom Direktive 2012/27/EU si je Slovenija zastavila cilj izboljšanja energetske učinkovitosti do leta 2020 tako, da raba primarne energije v letu 2020 ne bo preseгла 7,125 mio toe, ter hkrati opredelila sistem obveznosti energetske učinkovitosti in ciljne prihranke končne rabe energije do tega leta.

V letu 2016 je bil delež OVE v bruto končni rabi energije v Sloveniji 21,3-odstoten oziroma za 5,3 odstotne točke večji kot v letu 2005. Ocenjeni delež OVE v bruto končni rabi energije v letu 2017 znaša 21,8 % in je za 0,5 odstotne točke večji kot v letu 2016. Do cilja v letu 2020 bo treba delež OVE povečati še za 3,2 odstotne točke. Na področju električne energije Slovenija za ciljem, opredeljenim za leto 2020 v aktualnem Akcijskem načrtu za obnovljive vire energije za obdobje 2010–2020, ki je bil uveljavljen leta 2010, glede na ocenjeno stanje leta 2017 zaostaja še za 8,5 odstotne točke. Glede na opredeljeni delež električne energije iz OVE v skupni bruto končni rabi električne energije v letu 2016 pa bo treba delež električne energije iz OVE do leta 2020 povečati za 7,2 odstotne točke; za ciljnim deležem torej precej zaostajamo in ga bo težko doseči. Ciljni delež OVE v skupni bruto končni rabi energije v sektorju ogrevanja in hlajenja pa je bil v letu 2016 celo presežen, kar za 3,2 odstotne točke, in znaša 34 odstotkov. Ocena tega deleža v letu 2017 je za 0,4 % nižja od stanja v letu 2016. Nezadostna je tudi rast rabe energije iz OVE v sektorju prometa, kjer bo, kljub opaznemu napredku ocenjenega deleža OVE v letu 2017 glede na leto 2016, ciljni delež do leta 2020 težko doseči.

Ob tem velja omeniti, da je v obravnavi posodobljen Akcijski načrt za obnovljive vire energije za obdobje 2010–2020, v katerem sta ciljna deleža sektorjev električna energija ter ogrevanje in hlajenje nekoliko spremenjena. Ciljni delež električne energije iz OVE za leto 2020 v skupni bruto končni rabi je zmanjšan na 38,6 %, delež energije iz OVE v sektorju ogrevanje in hlajenje pa povečan na 34,5 %. Delež energije iz OVE v prometu je za vse članice zavezujoč v enakem obsegu in zato tudi ostaja v predlogu posodobljenega akcijskega načrta nespremenjen.

Rast oziroma sprememba deleža energije iz OVE v skupni bruto končni rabi v Sloveniji in spremembe deležev OVE po posameznih sektorjih v obdobju 2005–2017 so predstavljeni v tabeli 8 in kažejo, da bo potrebnega precej truda in da moramo v kratkem času ustrezno opredeliti ukrepe podnebno-energetske politike, če se želimo do leta 2020 približati ciljnim deležem.

Tabela 8: Doseženi cilji na področju OVE v obdobju 2005–2016 in ocena za leto 2017

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017, ocena	2020
Delež OVE [%]														Ciljni delež [%]
Delež OVE	16,02	15,60	15,61	15,00	20,15	20,42	20,26	20,82	22,41	21,54	21,96	21,29	21,84	25
- promet	0,83	1,06	1,48	1,78	2,26	3,13	2,49	3,26	3,78	2,88	2,25	1,60	2,75	10,5
- električna energija	28,65	28,23	27,70	29,96	33,76	32,20	31,04	31,63	33,09	33,94	32,73	32,06	30,80	39,3
- ogrevanje in hlajenje	18,95	18,55	20,40	19,24	27,56	28,14	30,29	31,46	33,40	32,42	34,07	34,01	33,58	30,8
Razlika med doseženim in načrtovanim deležem v AN OVE [odstotne točke]														Razlika do cilja 2017
Skupaj						2,7	2,1	2,1	2,9	1,4	0,8	-0,5	-0,6	-3,2
- promet						0,5	-0,3	0,2	0,3	-1,1	-2,5	-4,0	-3,8	-7,7
- električna energija						-0,2	-1,3	-0,7	-0,6	0,4	-2,7	-3,9	-5,3	-8,5
- ogrevanje in hlajenje						5,8	7,0	7,1	8,0	6,1	6,8	6,0	4,9	2,8

Vira: SURS, IJS

3.2.1 Podporna shema OVE in SPTE

Shema državne pomoči za spodbujanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in v soproizvodnji električne energije in toplote z visokim izkoristkom, tako imenovana podporna shema OVE in SPTE, v zadnjih letih predstavlja enega pomembnejših ukrepov podnebno-energetske politike Slovenije in drugih držav EU. Bila naj bi predvsem spodbuda za investicije v za okolje prijazne tehnologije za proizvodnjo električne energije. V nacionalni zakonodaji je bila uveljavljena s spremembo Energetskega zakona v letu 2009. Podoben ukrep je bil v Sloveniji uveljavljen že leta 2002, takrat v okviru sistema »kvalificiranih proizvajalcev«, ki pa ni prinašal ciljnih rezultatov, obenem pa je bil potreben prenove in uskladitve s smernicami Evropske komisije v zvezi z dodeljevanjem državnih pomoči na področju varstva okolja.


Nesorazmeren porast stroškov podporne sheme je vodil v veliko obremenitev končnih odjemalcev z obveznostjo plačevanja prispevka za OVE in SPTE, s katerim se krijejo stroški podporne sheme. Navedeno je pomembno vplivalo na ponovno spremembo podporne sheme, ki je bila uveljavljena z novim Energetskim zakonom v letu 2014 (EZ-1). Zadnja sprememba je bila uvedena s ciljem obvladovanja stroškov podporne sheme in opredelitve vrednosti državnih pomoči, ki so toliko spodbudno naravnane, da bodo zbudile interes investitorjev za naložbe v proizvodne zmogljivosti OVE in SPTE, vendar ne bodo presegale maksimalnih dopustnih vrednosti, ki jih je s smernicami predpisala Evropska komisija. Pravila dodeljevanja državnih pomoči na ravni držav članic so v izključni pristojnosti EU in jih morajo države v celoti upoštevati pri oblikovanju nacionalne zakonodaje. To velja tudi za ureditev pravil in opredelitev pogojev nacionalne podporne sheme, ki jih je morala pred uveljavitvijo odobriti Evropska komisija. Zaradi usklajevanja pravil in pogojev podporne sheme z Evropsko komisijo je nova podporna shema zaživela šele konec leta 2016, po tem, ko je bil oktobra 2016 uspešno zaključen postopek priglasitve pri Evropski komisiji in shema razglašena za združljivo z notranjim trgom.

Delovanje, organizacijsko strukturo podporne sheme in pristojnosti ter naloge institucij, ki sta odgovorni za delovanje sheme, to sta agencija in Center za podpore, ki deluje v okviru družbe Borzen, d.o.o., ureja konec novembra 2016 uveljavljena Uredba o podporah elektriki, proizvedeni iz obnovljivih virov energije in v soproizvodnji toplote in elektrike z visokim izkoristkom.


V okviru podporne sheme se proizvajalcem električne energije, proizvedene iz OVE in v SPTE, dodeljuje državna pomoč – podpora za nadomestitev razlike med stroški proizvodnje in prihodki, če stroški proizvodnje te električne energije, vključno z normalnim tržnim donosom na vložena sredstva, presegajo ceno, ki jo je za to električno energijo mogoče doseči na trgu. Shema podpira proizvodnjo električne energije iz naslednjih obnovljivih virov: voda, vetrna, sončna in geotermalna energija, energija iz biomase, energija iz bioplina, energija iz odlagališčnega plina in plina čistilnih naprav ter energija iz biološko razgradljivih odpadkov. Od uveljavitve EZ-1 je podpore mogoče pridobiti za električno energijo, proizvedeno v proizvodnih napravah na obnovljive vire energije, ki ne presegajo 10 MW nazivne električne moči, razen za proizvodne naprave za izrabo vetrne energije, kjer je ta meja 50 MW, ter v proizvodnih napravah s soproizvodnjo z visokim izkoristkom, ki ne presegajo 20 MW nazivne električne moči. Do uveljavitve EZ-1 je bilo mogoče pridobiti podporo tudi za električno energijo iz OVE, proizvedeno v proizvodnih napravah do 125 MW, ter za električno energijo, proizvedeno v proizvodnih napravah s soproizvodnjo do 200 MW nazivne električne moči.

Pri SPTE so podpore namenjene izključno soproizvodnji z visokim izkoristkom, ki zagotavlja prihranke primarne energije. Kriterij obratovalnih ur, ki naprave loči v dve skupini z različno višino podpore, to so naprave z manj kot 4000 in naprave z več kot 4000 letnimi obratovalnimi urami, pa naprave ločuje na tiste, katerih obratovanje je omejeno le na kurilno sezono, in tiste, ki obratujejo vse leto.

Podpora električni energiji iz naprav na OVE in v SPTE se izvaja kot zagotovljen odkup električne energije po vnaprej določeni fiksni ceni ali kot obratovalna podpora za tekoče poslovanje, kjer proizvajalci sami prodajo električno energijo na trgu, kot državna pomoč pa jim je izplačana razlika med opredeljenim stroškom proizvodnje, ki vključuje tudi normalen donos, in referenčno tržno ceno električne energije. Prihodnji trend razvoja podpornih shem za električno energijo, proizvedeno iz OVE in v SPTE, je počasno ukinjanje sistemov zagotovljenih cen, prioriteta pa postaja popolna vključitev te električne energije na trg. Tako je s spremembo podporne sheme zagotovljena odkupna cena elektrike omejena le na proizvodne naprave z



Sprememba podporne sheme OVE in SPTE omogoča nadzor nad stroški ter konkurenco med potencialnimi investitorji



Podpora v obliki zagotovljenega odkupa le za proizvodne naprave z nazivno močjo do 500 kW

nazivno močjo do 0,5 MW. Podpore je mogoče zagotoviti za največ 15 let za naprave na OVE in za 10 let za sproizvodne enote.

V podporno shemo so vključeni lastniki oziroma upravljavci proizvodnih naprav, ki so pri agenciji pridobili deklaracijo za proizvodno napravo in odločbo o dodelitvi podpore ter s Centrom za podpore sklenili pogodbo o zagotavljanju podpore. Če je sklenjena pogodba o zagotovljenem odkupu, Center za podpore prevzema električno energijo in jo plačuje po ceni, ki je določena skladno z odločbo o dodelitvi podpore. Naprava je uvrščena v posebno bilančno skupino oziroma podskupino, ki jo oblikuje Center za podpore. Ta ureja tudi izravnavo razlik med napovedano in realizirano proizvodnjo, upravičencem pa za električno energijo, ki je oddana v javno omrežje, plačuje zagotovljeno odkupno ceno. Če je z upravičencem sklenjena pogodba o obratovalni podpori, Center za podpore ne plačuje električne energije, temveč na podlagi podatkov o proizvedenih neto količinah električne energije izplačuje le finančno podporo za tekoče obratovanje, s katero proizvajalcu nadomešča razliko med proizvodnimi stroški in tržno ceno, ki jo je proizvajalec za proizvedeno električno energijo dosegel na prostem trgu. V tem primeru morajo proizvajalci sami poskrbeti za ureditev izravnave razlik med napovedano in realizirano proizvodnjo ter bilančne pripadnosti oziroma jim to uredi dobavitelj, s katerim imajo sklenjeno odprto pogodbo za prodajo električne energije. S sredstvi podporne sheme upravlja Center za podpore.

Do uveljavitve EZ-1 so podporo lahko pridobili vsi proizvajalci, ki so namestili naprave za proizvodnjo električne energije iz OVE in v SPTE ter izpolnili z zakonodajo predpisane druge pogoje za dodelitev podpore. Z EZ-1 pa je bila uveljavljena obveznost naše države, da pravico do uveljavljanja podpore za električno energijo, proizvedeno iz OVE in v SPTE, dodeli v konkurenčnem postopku izbire projektov proizvodnih naprav. S tem je bila podpora shema spremenjena in usklajena z leta 2014 uveljavljenimi Smernicami o državni pomoči za varstvo okolja in energijo za obdobje 2014–2020, s katerimi je Evropska komisija postavila nova pravila za opredelitev shem državnih pomoči – podpor za tekoče poslovanje proizvajalcem električne energije, pridobljene tako iz OVE kot tudi v SPTE z visokim izkoristkom. Smernice za dodelitev

podpor namreč zahtevajo konkurenčen postopek zbiranja ponudb, odprt za vse proizvajalce električne energije pod enakimi pogoji, z jasnimi in nediskriminativnimi merili, kar je bilo v EZ-1 uvedeno s pooblastilom agenciji za izvedbo javnih pozivov investitorjem k prijavi projektov proizvodnih naprav na OVE in v SPTE za vstop v podporno shemo. V okviru javnih pozivov agencija razpiše pogoje za prijavo projektov, določi najvišje, pri prijavi še sprejemljive cene električne energije po posameznih tehnologijah, in iz energetske bilance povzame vrednost sredstev, ki so na razpolago za javni poziv, za katera se lahko na letni ravni poveča skupna vrednost sredstev za podporno shemo, če bodo

izbrani projekti na javnem pozivu izvedeni. Zainteresirani investitorji pa na javni poziv prijavijo projekte načrtovanih proizvodnih naprav za proizvodnjo električne energije iz OVE in v SPTE ter, kot glavni konkurenčni pogoj, ceno za megavatno uro proizvedene električne energije, po kateri so pripravljene proizvajati električno energijo. V okviru prijave projekta proizvodne naprave ponujena cena električne energije zagotavlja pokritje vseh stroškov proizvodnje, vključno s 7,2-odstotnim donosom na vložena sredstva, hkrati pa ne sme presegati najvišje še sprejemljive cene, ki jo določi agencija. Agencija nato med vsemi prijavljenimi projekti, ki izpolnjujejo pogoje iz javnega poziva, izbere tiste, ki so ponudili ugodnejšo ceno. Izbranih je toliko projektov, da so sredstva, opredeljena v javnem pozivu, upoštevaje ponujeno ceno električne energije in napovedano količino proizvodnje, administrativno razdeljena. Investitorji, katerih projekti so v konkurenčnem postopku izbrani, morajo postavitev proizvodne naprave izvesti v treh letih od izbire projekta (oziroma v petih letih v primeru zahtevnih projektov), da so upravičeni do podpore.

3.2.1.1 Izbrani projekti proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov

Agencija je izvedla dva javna poziva k prijavi projektov proizvodnih naprav za proizvodnjo elektrike iz obnovljivih virov energije in v sproizvodnji toplote in elektrike z visokim izkoristkom za vstop v podporno shemo, torej dva postopka konkurenčne izbire projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru spremenjene podporne sheme. Prvega je objavila konec leta 2016 ter ga zaključila v juniju 2017, drugega je razpisala septembra 2017, izbor projektov, prijavljenih na ta poziv, pa je izvedla v začetku januarja 2018.

Vlada RS je v energetski bilanci tako za javni poziv, objavljen decembra 2016, in tudi za javni poziv iz septembra 2017 v okviru podporne sheme OVE in SPTE opredelila dodatnih 10 milijonov evrov sredstev na letni ravni. Razdelitev

Uveden konkurenčni postopek
izbire projektov za vstop
v podporno shemo

V letu 2017 sta bila
izvedena dva javna poziva

sredstev posameznim izbranim projektom na javnih pozivih je seveda zgolj administrativne narave. Posameznemu izbranemu projektu je dodeljeno toliko sredstev, kolikor jih bo okvirno, glede na ceno, ki jo je za projekt ponudil prijavitelj, in predvideno letno proizvedeno količino električne energije, ki bo proizvedena v proizvodni napravi iz projekta, treba na letni ravni zagotoviti prijavitelju – investitorju, ko bo projekt izveden in se bo v proizvodni napravi dejansko proizvajala električna energija. Če projekt ne bo izveden, do porabe sredstev, ki so projektu namenjena, ne bo prišlo.

V javnem pozivu, objavljenem decembra 2016, so bila razpoložljiva sredstva, predvsem v prvem krogu, izjemoma razdeljena s tehnološko opredelitvijo proizvodnje električne energije v novih proizvodnih napravah, kar je odobrila tudi Evropska komisija, in sicer na naslednji način:

- a) prvi krog:
 - skupina 1: hidroelektrarne do 1 MW nazivne moči z 1 milijonom evrov razpoložljivih sredstev;
 - skupina 2: elektrarne na lesno biomaso do 1 MW nazivne moči s 3 milijoni evrov razpoložljivih sredstev;
 - skupina 3: SPTE (z izrabo fosilnih energentov) na zemeljski plin do 50 kW nazivne moči z 1 milijonom evrov razpoložljivih sredstev;
- b) drugi krog:
 - skupina 4: obnovljene SPTE proizvodne naprave (z izrabo fosilnih energentov), ki delujejo v sistemih daljinskega ogrevanja, s 3 milijoni evrov razpoložljivih sredstev;
 - skupina 5: proizvodne naprave, ki niso opredeljene v skupinah prvega kroga, ter proizvodne naprave OVE in SPTE (z izrabo fosilnih energentov), ki niso uspele v konkurenčnih skupinah v prvem krogu, z 2 milijonoma evrov razpoložljivih sredstev.

Izbor projektov v javnem pozivu, razpisanem septembra 2017, je moral biti izveden v dvokrožnem konkurenčnem postopku tako, kot je opredeljen v sklepu Evropske komisije ter povzet v uredbi, čemur je bila prilagojena tudi razdelitev sredstev:

- a) prvi krog:
 - skupina 1: za nove proizvodne naprave OVE z energetskimi tehnologijami, ki izkoriščajo energijo vode, vetra in sonca ter bioplina iz odpadkov, čistilnih naprav in odlagališč do vključno 10 MW nazivne moči oziroma do vključno 50 MW nazivne moči za proizvodne naprave za izrabo vetrne energije, s 7 milijoni evrov razpoložljivih sredstev;
 - skupina 2: za nove proizvodne naprave OVE in SPTE (z izrabo fosilnih energentov), katerih obratovanje temelji na nakupu ali proizvodnji goriv, surovin za proizvodnjo bioplina ali rabi geotermalne energije do vključno 10 MW nazivne moči oziroma do vključno 20 MW nazivne moči za proizvodne naprave SPTE, z 2 milijonoma evrov razpoložljivih sredstev;
- b) drugi krog:
 - za obnovljene proizvodne naprave OVE in SPTE (z izrabo fosilnih energentov), proizvodne naprave OVE in SPTE (z izrabo fosilnih energentov), ki so bile neuspešne v prvem krogu, ter za proizvodne naprave na lesno biomaso, ki zaradi starosti niso več upravičene do podpore in zaradi nizkih cen elektrike ne morejo pokrivati obratovalnih stroškov, z 1 milijonom evrov razpoložljivih sredstev.

Na prvi javni poziv so investitorji prijavi 275 projektov za proizvodne naprave OVE in SPTE, od tega je bilo prijavljenih 243 projektov za nove proizvodne naprave in 32 projektov za obnovo obstoječih proizvodnih naprav, na drugi javni poziv pa je prispelo 232 projektov proizvodnih naprav, od tega 216 projektov za izvedbo novih proizvodnih naprav ter 16 projektov obnove proizvodnih naprav. Zastopanost posameznih energetskih tehnologij oziroma opredelitev proizvodnih virov za proizvodnjo električne energije v proizvodnih napravah iz prijavljenih projektov po posameznem javnem pozivu je razvidna iz tabel 10 in 11. Med prijavljenimi projekti v obeh javnih pozivih prevladujejo projekti za vetrne elektrarne, katerih prisotnost je v Sloveniji še zanemarljiva, medtem ko v sosednjih državah in v velikem delu drugih držav EU prispevajo pomemben delež k proizvodnji električne energije iz OVE.

507
prijavljenih projektov
proizvodnih naprav OVE in
SPTE s skupno nazivno močjo
318,5 MW

Prevladujejo projekti
vetrnih elektrarn

Tabela 9: Pregled na javni poziv prijavljenih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije

Tehnologija	Obnovljena/nova	Javni poziv - december 2016		Javni poziv - september 2017	
		Št. projektov	Nazivna moč (MW)	Št. projektov	Nazivna moč (MW)
Hidroelektrarne	Nova	25	7,80	11	6,07
Hidroelektrarne	Obnovljena	26	3,47	14	3,68
Sončne elektrarne	Nova	105	12,33	84	17,00
Vetrne elektrarne	Nova	41	56,19	70	139,65
Elektrarne na lesno biomaso	Nova	39	11,89	21	13,56
Elektrarne na odlagališčni bioplín	Nova	3	0,41		
Elektrarne na bioplín iz čistilnih naprav	Nova	1	0,20	1	0,20
Elektrarne na bioplín	Nova	3	6,03		
SPTÉ na fosilno gorivo	Nova	26	6,67	29	9,98
SPTÉ na fosilno gorivo	Obnovljena	6	19,15	2	4,19
Skupaj vsi prijavljeni projekti		275	124,14	232	194,32

Vir: agencija

Med prijavljenimi projekti na posamezni javni poziv, za katere so investitorji podali popolne prijave, je agencija v okviru predpisanega izbirnega postopka izbrala najkonkurenčnejše projekte proizvodnih naprav OVE in SPTÉ.

Tabela 10: Pregled na javnem pozivu iz decembra 2016 izbranih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije

Tehnologija	Obnovljena/nova	Št. projektov	Nazivna moč (MW)	Letna proizvodnja (MWh)
Hidroelektrarne	Nova	18	3,34	14.962
Hidroelektrarne	Obnovljena	12	1,82	723
Sončne elektrarne	Nova	7	3,80	4.890
Vetrne elektrarne	Nova	11	25,34	75.108
Elektrarne na lesno biomaso	Nova	8	2,20	17.575
Elektrarne na odlagališčni bioplín	Nova	3	0,41	2.582
SPTÉ na fosilno gorivo	Nova	13	5,30	21.186
SPTÉ na fosilno gorivo	Obnovljena	6	19,15	6.938
Skupaj vsi izbrani projekti		78	61,36	143.965
Skupaj OVE		59	36,91	115.841
Skupaj SPTÉ (na fosilne energente)		19	24,45	28.124

Vir: agencija

Tako je bilo med vsemi prijavljenimi projekti na prvi javni poziv izbranih 78 projektov s skupno nazivno električno močjo proizvodnih naprav 61,36 MW, ki bodo v primeru izvedbe projektov po ocenah prijaviteljev na letni ravni proizvedle dodatnih 143.965 MWh električne energije. Od tega bo 136.303 MWh dodatne proizvodnje iz novih proizvodnih naprav, preostala električna energija pa bo proizvedena v obnovljenih proizvodnih napravah, kjer je doprinos proizvodnje na letni ravni zaradi obnove ocenjen na dodatnih 10 % glede na proizvodnjo pred obnovo. Od skupne ocene dodatno proizvedene električne energije je bo 115.841 MWh proizvedene iz OVE, preostala energija pa bo ob realizaciji projektov proizvedena v SPTÉ

(na fosilne energente). Med izbranimi projekti tega javnega poziva je v 60 primerih predvidena izvedba novih proizvodnih naprav skupne nazivne moči 40,39 MW, v 18 primerih pa obnova obstoječih proizvodnih naprav s skupno nazivno močjo 20,97 MW ter 7661 MWh dodatne letne proizvodnje, pri čemer glavina moči odpade na obnovljene naprave SPTE v sistemih daljinskega ogrevanja. Tudi med izbranimi projekti prevladujejo proizvodne naprave, ki izkoriščajo energijo vetra, s skupno nazivno močjo 25,34 MW, njihova izvedba pa bi pomenila okrog 75.108 MWh dodatno na leto proizvedene električne energije.

Tabela 11: Pregled na javnem pozivu iz februarja 2017 izbranih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije

Tehnologija	Obnovljena/nova	Št. projektov	Nazivna moč (MW)	Letna proizvodnja (MWh)
Hidroelektrarne	Nova	1	0,35	1.784
Hidroelektrarne	Obnovljena	10	2,96	1.644
Sončne elektrarne	Nova	26	3,13	3.319
Vetrne elektrarne	Nova	37	80,92	220.662
Elektrarne na lesno biomaso	Nova	1	0,40	3.000
Elektrarne na bioplin iz čistilnih naprav	Nova	1	0,20	1.300
SPTE na fosilno gorivo	Nova	16	7,39	36.370
SPTE na fosilno gorivo	Obnovljena	1	2,68	1.046
Skupaj vsi izbrani projekti		93	98,03	269.125
Skupaj OVE		76	87,96	231.709
Skupaj SPTE (na fosilne energente)		17	10,06	37.416

Vir: agencija

V okviru drugega javnega poziva je bilo med vsemi prijavljenimi projekti izbranih 93 projektov s skupno nazivno močjo 98,03 MW in 269.125 MWh načrtovane skupne letne proizvedene električne energije, od katere bo 231.709 MWh proizvedene iz OVE, 37.416 MWh pa v izbranih projektih proizvodnih naprav SPTE na fosilne energente. Od tega je bilo izbranih 82 projektov novih proizvodnih naprav s skupno nazivno električno močjo 92,39 MW in načrtovano letno proizvodnjo 266.436 MWh ter 11 investicijskih projektov obnove proizvodnih naprav s skupno nazivno močjo 5,64 MW in 2690 MWh dodatne načrtovane letne proizvodnje, ki izhaja iz zahteve po povečanju električnega izkoristka za najmanj eno odstotno točko oziroma povečanja nazivne električne moči za vsaj 10 % v primeru prijave projekta za obnovljeno proizvodno napravo. Glede na nazivno moč proizvodnih naprav so med izbranimi projekti ponovno prevladovali naprave, ki izkoriščajo energijo vetra, in sicer 37 projektov s skupno nazivno električno močjo 80,92 MW ter z 220.662 MWh načrtovane letne proizvodnje električne energije.

Z izvedbo izbranih projektov v okviru obeh javnih pozivov bi glede na predvideno dinamiko prijaviteljev tako že v letu 2020 proizvedli dodatnih 256.700 MWh električne energije iz OVE, od tega več kot 200.000 MWh iz energije vetra in 65.462 MWh v SPTE na fosilne energente. Nadalje je pri nekaterih izbranih projektih njihova izvedba predvidena v letu 2022, kar prinaša proizvodnjo dodatnih 90.850 MWh električne energije iz OVE. Tako bi, glede na opredelitve prijaviteljev izbranih projektov, izvedba vseh izbranih projektov do leta 2022 pomenila tudi vključitev vseh prijaviteljev z izvedenimi projekti proizvodnih naprav v podporno shemo OVE in SPTE ter hkrati postopno dejansko porabo administrativno razdeljenih sredstev za podpore. V letu 2022 bi tako dodatno proizvedli več kot 400.000 MWh električne energije v podporni shemi OVE in SPTE, kar je dobrih 40 % zdaj proizvedene električne energije, za katero so proizvajalci pred spremembo podporne sheme pridobili upravičenost do podpore (slika 10).

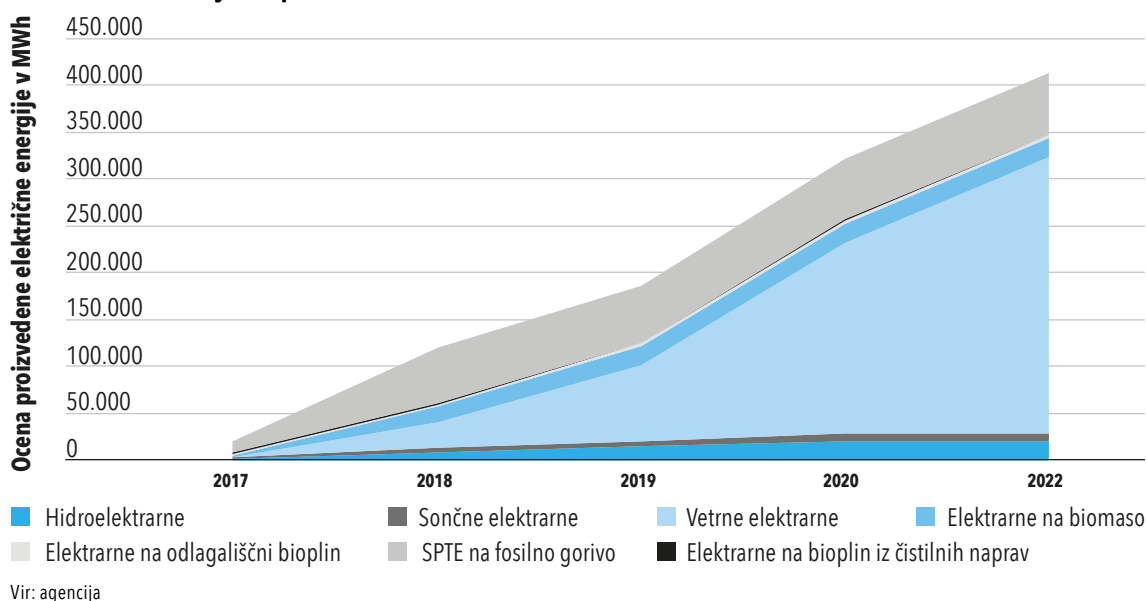
171

izbranih projektov s skupno nazivno električno močjo 124,9 MW proizvodnih naprav OVE in 34,5 MW proizvodnih naprav SPTE na fosilne energente

106,3 MW

znaša skupna nazivna električna moč izbranih projektov vetrnih elektrarn

Slika 18: Ocena dodatno proizvedene električne energije pri izvedbi vseh izbranih projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru dveh javnih pozivov



Izvedena javna poziva kaže, da je ob obstoječih spodbudah podporne sheme OVE in SPTE med potencialnimi investitorji interes za gradnjo proizvodnih naprav iz OVE in v objektih SPTE z visokim izkoristkom še zmeraj velik. Izbrani projekti v okviru obeh zaključenih javnih pozivov kažejo spodbuden nadaljnji razvoj tovrstne proizvodnje električne energije. Po drugi strani pa je dejstvo, da med izbranimi projekti prevladujejo proizvodne naprave, ki izkoriščajo energijo vetra, precej zaskrbljujoče, saj je bila do sedaj izvedba vetrnih elektrarn z vidika umeščanja v prostor izredno zahtevna in dolgotrajna. Posledično imajo

zdaj v sistemu podpor vetrne elektrarne le približno 3 MW skupne nazivne električne moči. Hkrati pa veljavni Akcijski načrt za obnovljivo energijo za obdobje 2010–2020 do leta 2020 predvideva letno 191.000 MWh električne energije, proizvedene v proizvodnih napravah, ki izkoriščajo energijo vetra, v predlogu spremembe tega akcijskega načrta do leta 2020 pa je predvidenih 100.000 MWh letne proizvodnje v vetrnih elektrarnah.

S spremembo podporne sheme in uvedbo konkurenčnega postopka izbire projektov se znižujejo tudi vrednosti podpor. To je posledica tako tehnološkega razvoja, ki je pocenil komponente proizvodnih naprav, kot tudi spremenjenega načina določitve proizvajalcev, ki bodo lahko uveljavljali pravico do podpore. Že referenčne vrednosti stroškov proizvodnje električne energije, te vključujejo tudi 7,2-odstotni donos na vložena sredstva, ki jih agencija objavi ob razpisu javnega poziva, lahko pa tudi ob izteku roka za prijavo projektov,

so po spremembi sheme pri nekaterih tehnologijah bistveno nižje, kot so bile ob uveljavitvi podporne sheme. Konkurenčni postopek pri izbiri projektov v spremenjeni podporni shemi OVE in SPTE pa investitorje pri opredelitvah ponujenih cen v projektih še dodatno sili k zniževanju proizvodne cene električne energije, proizvedene v okviru podporne sheme v proizvodnih napravah, ki so bile oziroma bodo izvedene po spremembi podporne sheme. Ponujene cene posameznih projektov proizvodnih naprav, izbranih na javnih pozivih, ter vrednosti referenčnih stroškov proizvodnje, ki so veljale v posameznih obdobjih in v času javnih pozivov, pomenijo zgornjo mejo ponujene cene, pred spremembo podporne sheme OVE in SPTE pa so opredeljevale vrednost podpor za večino tehnologij. Primerjavo cen prikazuje tabela 12. Iz nje je razvidno, da je dosežena najnižja ponujena cena izbranega projekta na javnem pozivu pri sončni elektrarni nazivne električne moči 0,99 MW za dobrih 60 % nižja od referenčnih vrednosti stroškov proizvodnje električne energije v enakih sončnih elektrarnah, ki so odražali vrednost podpor v drugi polovici leta 2012, ter da je ta ista ponujena cena dosegla manj kot 20 % vrednosti referenčnih stroškov proizvodnje električne energije v sončnih elektrarnah ob uveljavitvi podporne sheme v letu 2010. Nadalje je iz prikazane primerjave cen razvidno, da so referenčne vrednosti stroškov proizvodnje in tudi vrednosti ponujenih cen

256.700 MWh

dodatno proizvedene električne energije na leto, če bi bili izbrani projekti, skladno z napovedano dinamiko, realizirani v letu 2020

v okviru javnih pozivov pri vseh tehnologijah nižje od referenčnih vrednosti stroškov proizvodnje, veljavnih pred spremembo podporne sheme, vendar znižanja niso tako velika kot pri sončnih elektrarnah. Poleg izrazito nižjih cen proizvodnje elektrike iz energije sonca so malodane prepolovljene vrednosti tudi pri enotah SPTE na fosilno gorivo, bistveno nižje pa so tudi vrednosti stroškov proizvodnje električne energije iz lesne biomase, in sicer je vrednost referenčnih stroškov v okviru javnih pozivov 72,6 evra za MWh proizvedene električne energije nižja od referenčnih stroškov proizvodnje v primerljivi elektrarni na lesno biomaso, veljavnih v letu 2012. Nižje vrednosti referenčnih stroškov proizvodnje po spremembi podporne sheme pa ob nespremenjenih oziroma nekoliko višjih cenah električne energije na trgu pomenijo manjše državne pomoči na enoto proizvedene električne energije in posledično manjši potreben obseg sredstev za enak obseg proizvedene električne energije iz OVE in SPTE kot pred uveljavitvijo spremembe.

Tabela 12: Primerjava najnižjih ponujenih cen električne energije med izbranimi projekti nekaterih tehnologij v okviru javnih pozivov ter referenčnih stroškov proizvodnje električne energije istih tehnologij (RSEE) po in pred spremembo podporne sheme OVE in SPTE

Tehnologija	Nazivna moč (MW)	Ponujena cena (EUR/MWh) - min.	RSEE - poziv (EUR/MWh)	RSEE 2012 (2. polovica) (EUR/MWh)	RSEE 2010 (EUR/MWh)
Hidroelektrarne	0,350	84,28	90,55	92,61	92,61
Sončne elektrarne	0,990	70,00	72,40	180,70	353,42
Vetrne elektrarne	0,999	78,35	86,01	95,38	95,38
Elektrarne na lesno biomaso	0,400	134,24	173,67	246,29	225,74
Elektrarne na bioplin iz čistilnih naprav	0,200	60,77	61,35	74,42	74,42
SPTE na fosilno gorivo nad 4000 ur	0,999	72,14	73,85	141,01	125,72

Vira: agencija, Borzen

3.2.1.2 Proizvodne naprave, vključene v podporno shemo OVE in SPTE v obdobju 2010–2017

Ob koncu leta 2017 je bilo v podporno shemo OVE in SPTE vključenih več kot 2500 proizvajalcev s skupaj 3864 proizvodnimi napravami. Med njimi še zmeraj prevladujejo sončne elektrarne, teh je bilo 3312 oziroma več kot 85 %. Pomemben delež imajo še proizvodne naprave za soproizvodnjo električne energije in toplote z visokim izkoristkom na fosilne energente s 380 proizvodnimi enotami. Glavnina vseh proizvajalcev je v podporno shemo vključena po pogojih, ki so veljali pred uveljavitvijo njene spremembe. Med vanjo vključenimi proizvajalci v letu 2017 pa so bili tudi štirje, katerih projekti proizvodnih naprav so bili izbrani na prvem javnem pozivu, objavljenem decembra 2016, ter pred koncem leta 2017 tudi izvedeni.

Večina sončnih elektrarn je začela obratovati v letih 2010, 2011 in 2012, to je v obdobju, ko so bile vrednosti podpor za električno energijo, proizvedeno v sončnih elektrarnah, zelo ugodne glede na investicijske vrednosti elementov sončnih elektrarn na trgu. Večina sončnih elektrarn, ki so bile vključene v shemo v letu 2013, je bila zgrajena že v letu 2012. Ker so bile podpore za sončne elektrarne ob koncu 2012 močno znižane in so tako postale veliko manj donosne, je tudi gradnja teh elektrarn po tem obdobju močno upadla. Po letu 2012 je bilo nekoliko več vstopov v podporno shemo zaznati še pri gradnji oziroma nameščanju soproizvodnih enot na fosilne energente v obdobju 2013–2015. To je bilo v glavnem pogojeno s prehodno določbo EZ-1, ki je proizvajalcem omogočila pridobitev podpor za električno energijo, proizvedeno v proizvodnih napravah OVE in SPTE, za katere so proizvajalci sklenili pogodbo o uporabi sistema v šestih mesecih po uveljavitvi EZ-1 brez pogoja predhodne izbire projekta proizvodne naprave na javnem pozivu, torej še po stari ureditvi. Dinamika vključevanja proizvodnih naprav v podporno shemo v obdobju 2010–2017 je prikazana v tabeli 13.

85 %
proizvodnih naprav v podporni shemi so sončne elektrarne

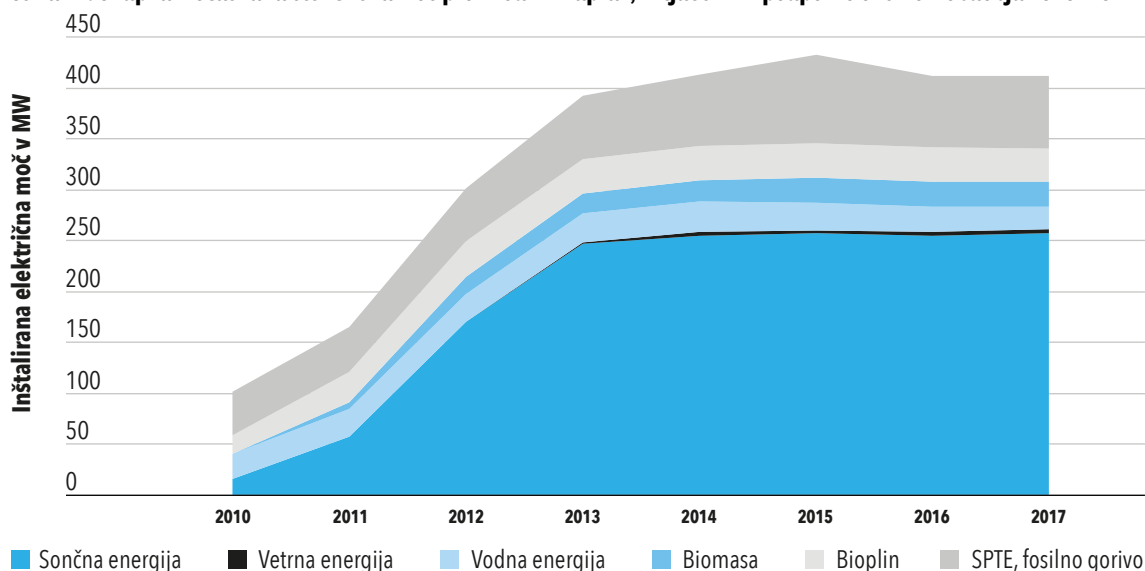
Tabela 13: Število proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in dinamika njihove vključitve (večina pod pogoji, ki so veljali pred uveljavitvijo EZ-1)

Vir	Število naprav, vključenih v podporno shemo							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sončna energija	381	975	2.406	3.218	3.319	3.339	3.323	3.312
Vetrna energija	3	4	3	5	4	9	7	7
Vodna energija	105	109	108	106	106	106	98	91
Biomasa	0	3	5	10	19	43	44	43
Bioplin	13	26	31	31	31	33	32	31
SPTe, fosilno gorivo	26	46	89	184	270	390	384	380
Skupaj	528	1.163	2.642	3.554	3.749	3.920	3.888	3.864

Vira: agencija, Borzen

Skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, se v letu 2017 glede na leto prej ni spremenila in je tudi ob koncu leta 2017 znašala 412 MW. Tako po številu kot tudi po skupni nazivni električni moči so prevladovali sončne elektrarne. Njihova skupna moč je znašala 257,6 MW, kar je 62 % skupne nazivne električne moči vseh v podporno shemo vključenih proizvodnih naprav. Sončnim elektrarnam po številu in nazivni moči sledijo enote SPTe na fosilne energente s skupno inštalirano električno nazivno močjo 72,3 MW ob koncu leta, kar je 17 % skupne nazivne električne moči vseh proizvodnih naprav v shemi. Omenjena intenzivnost vključevanja proizvajalcev električne energije oziroma njihovih proizvodnih naprav v podporno shemo je vidna tudi na sliki 11 in kaže izrazit porast inštaliranih nazivnih električnih moči sončnih elektrarn v letih 2010, 2011 in 2012 ter nekoliko izrazitejšo investicijsko dejavnost od pričakovane ob napovedani ukinitvi možnosti vstopov v podporno shemo pod pogoji, ki so veljali pred uveljavitvijo EZ-1.

Slika 11: Skupna inštalirana električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2010–2017



Vira: agencija, Borzen

3.2.1.3 Proizvedena količina električne energije v podporni shemi OVE in SPTe

V okviru podporne sheme OVE in SPTe je bilo v letu 2017 proizvedenih 944.878 MWh električne energije, kar je 6 % manj kot leto prej, glede na leto 2010 pa se je proizvodnja v okviru podporne sheme več kot podvojila. Glede na količino proizvedene električne energije so v letu 2017 prevladovali soproizvodne enote na fosilna goriva z 295.434 MWh proizvedene električne energije, kar je skoraj 8 % manj kot v letu 2016 in je bilo

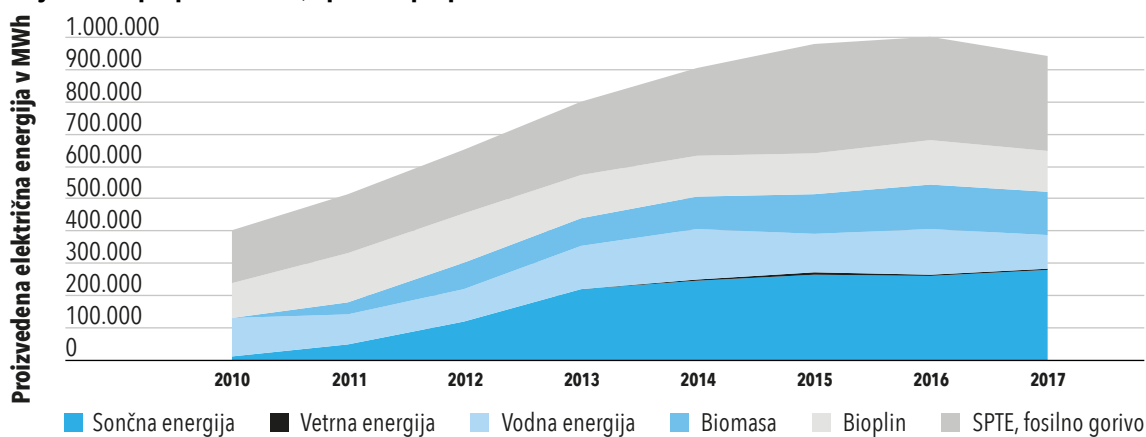
predvsem posledica vremenskih razmer. V sončnih elektrarnah je bilo v letu 2017 proizvedenih 279.055 MWh električne energije, kar je 7 % več kot v predhodnem letu, pri čemer je na letno spremembo količine proizvedene električne energije v sončnih elektrarnah po letu 2014 vplivala predvsem osončenost. Čeprav je skupna nazivna električna moč soproizvodnih enot znašala le slabo tretjino skupne nazivne električne moči sončnih elektrarn, je bilo v teh enotah proizvedene 6 % električne energije več kot v sončnih elektrarnah. Proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah je bila v okviru podporne sheme OVE in SPTE manjša za 26 %, kar je bilo predvsem posledica drugačnih hidroloških razmer kot v letu 2016, 8 % manj električne energije pa je bilo proizvedene tudi iz bioplina.

Od vse v letu 2017 v okviru podporne sheme proizvedene električne energije je bilo 649.443 MWh proizvedenih iz OVE, kar je 69 % celotne proizvodnje v okviru podporne sheme. V soproizvodnih enotah na fosilna goriva je bilo v istem obdobju proizvedenih 295.434 MWh električne energije. Gibanje količin proizvedene električne energije v objektih, vključenih v podporno shemo, v obdobju 2010-2017 prikazuje slika 12.

944.878 MWh

električne energije je bilo proizvedene v 3846 proizvodnih napravah, vključenih v podporno shemo

Slika 12: Proizvedena električna energija v obdobju 2010-2017, za katero so bile proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo, izplačane podpore



Vir: agencija, Borzen

3.2.1.4 Izplačane podpore

V letu 2017 je bilo proizvajalcem električne energije, ki so upravičeni do podpore za električno energijo, proizvedeno iz OVE in v SPTE, izplačanih 143,5 milijona evrov podpor ali 2,7 milijona evrov manj kot leto prej. Od uveljavitve podporne sheme OVE in SPTE do konca leta 2017 je bilo proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo, izplačanih 864 milijonov evrov podpor za skupaj 6.210.274 MWh proizvedene električne energije. V letu 2017 so pri izplačilih podpor s 70,9 milijona evrov, kar je 49 % vseh izplačanih podpor, prevladovala sredstva, namenjena za podporo proizvodnji v sončnih elektrarnah. Čeprav je bil tudi v letu 2016 največji delež podpor namenjen proizvodnji v sončnih elektrarnah, je bilo v tem letu za tovrstno električno energijo namenjenih 46 % vseh sredstev in izplačanih 4,2 milijona evrov manj sredstev kot v letu 2017.

Dejanski strošek državnih pomoči iz podporne sheme je nekoliko manjši od samih izplačil proizvajalcem, in sicer za vrednost prodanih količin električne energije, ki jih Center za podpore prevzame in odkupi od proizvajalcev, vključenih v Eko bilančno skupino. Proizvajalci so v Eko skupino lahko vključeni kot prejemniki podpore v obliki zagotovljenega odkupa oziroma imajo pravico do prodaje električne energije v Eko skupini na podlagi EZ-1. Prihodek Centra za podpore od na dražbi prodane električne energije Eko bilančne skupine je za leto 2017 znašal 6,1 milijona evrov. Tako je dejanski strošek podporne sheme v letu 2017 znašal 137,4 milijona evrov. Vrednosti izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010-2017 prikazuje slika 13.

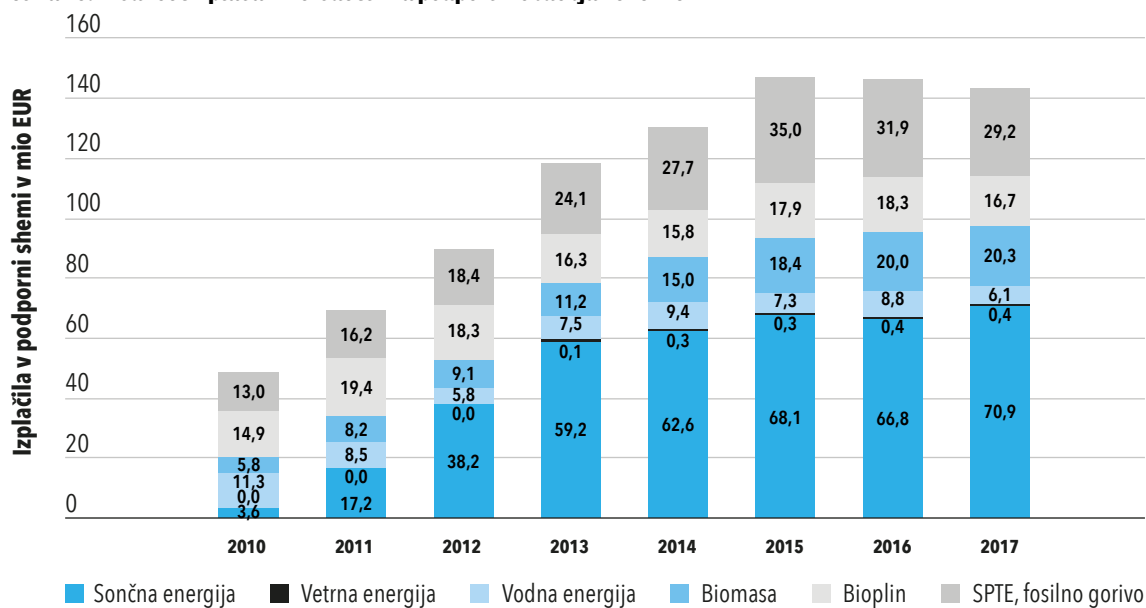
864 mio €

izplačanih podpor od uveljavitve podporne sheme v letu 2010

49 %

vseh izplačanih podpor v letu 2017 je bilo namenjenih sončnim elektrarnam

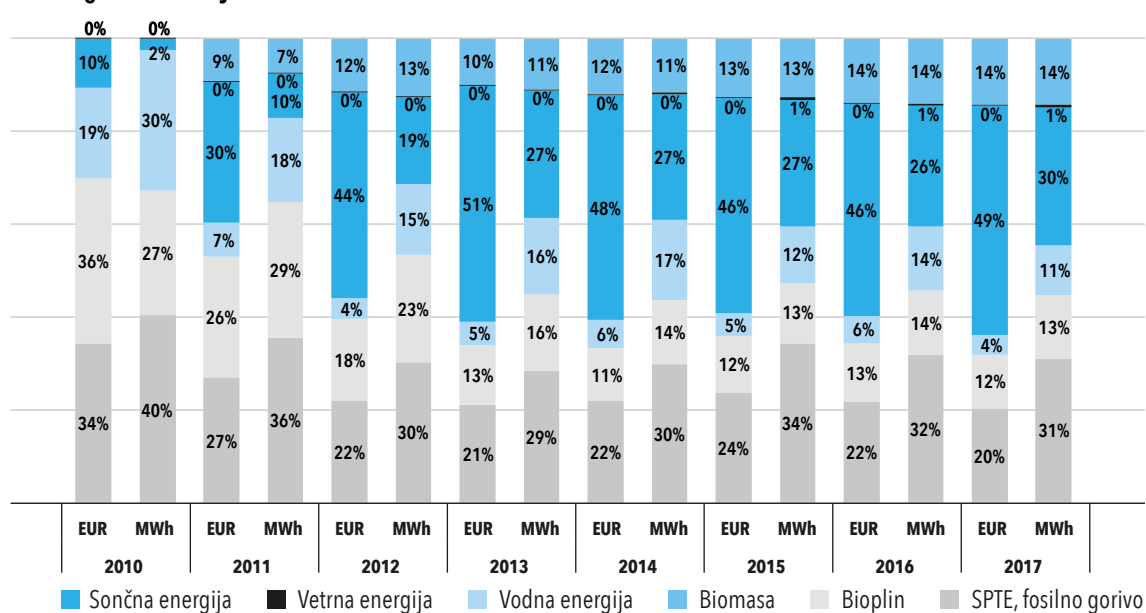
Slika 13: Vrednost izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010-2017



Vir: Borzen

Slika 14 prikazuje deleže izplačanih podpor po posameznih virih za proizvodnjo električne energije iz OVE in v SPTe ter deleže proizvedene električne energije iz teh proizvodnih virov po posameznih letih od uveljavitve podporne sheme. Razmerje med deležem izplačanih vrednosti podpor in deležem proizvedene količine električne energije je najugodnejše pri proizvodnji električne energije v hidroelektrarnah in tudi pri soproizvodnih enotah na fosilne energente. To pomeni, da je za tovrstno proizvodnjo električne energije v povprečju namenjena nižja vrednost podpore na enoto proizvedene električne energije kot pri tistih proizvodnih virih, kjer je delež sredstev, namenjenih za plačila podpor, večji od deleža proizvedene električne energije. Najmanj ugodno je razmerje med izplačili podpor in proizvedeno električno energijo pri sončnih elektrarnah, kjer je za enoto proizvedene energije, poleg manjših proizvodnih enot na lesno biomaso, v povprečju namenjena najvišja vrednost podpore.

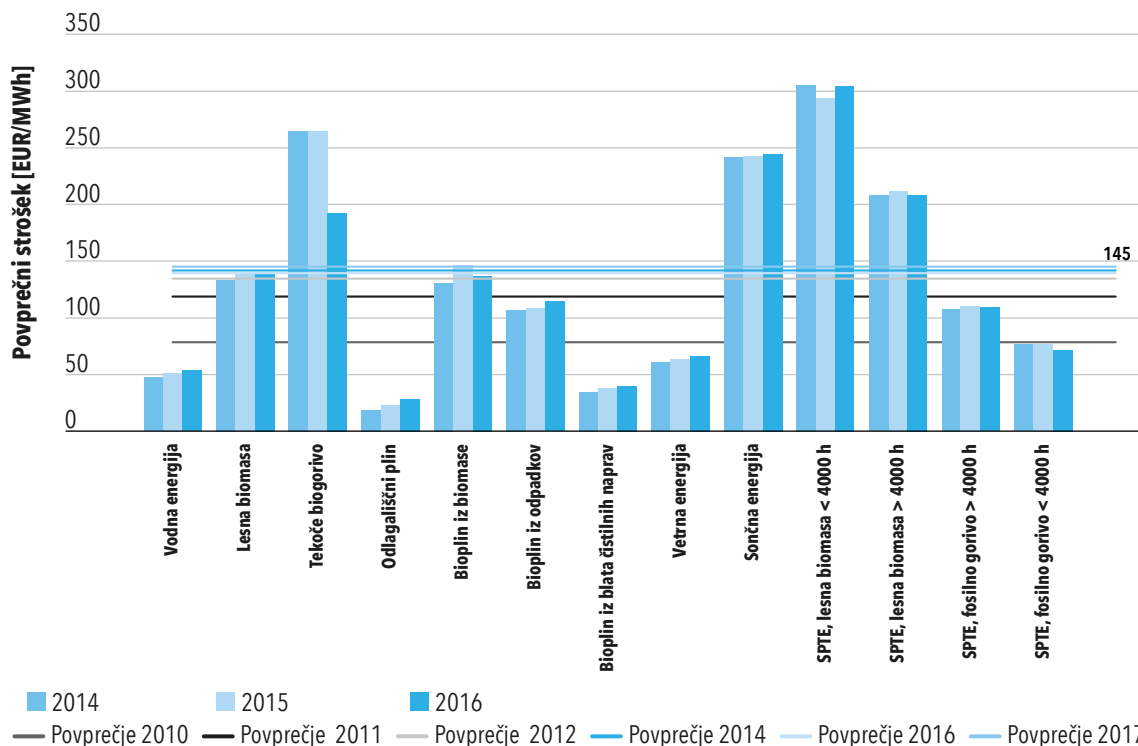
Slika 14: Razmerje med deležem izplačanih sredstev za podpore in proizvedeno količino električne energije glede na vir energenta v obdobju 2010-2017



Vira: agencija, Borzen

Večja količina električne energije, proizvedene v sončnih elektrarnah, in posledično tudi več sredstev, namenjenih za plačilo te energije glede na predhodno leto ter s tem povečanje deleža podpor za električno energijo iz sončnih elektrarn so glavni razlogi, da je bila tudi v letu 2017 povprečna vrednost podpore za megavatno uro proizvedene električne energije višja kot leto prej in je znašala 145 evrov za megavatno uro.

Slika 15: Povprečni stroški za izplačane podpore na enoto proizvodnje glede na vir energije v obdobju 2014–2017



Vir: agencija

3.2.1.5 Stroški podporne sheme in obremenitev končnih odjemalcev s prispevkom za zagotavljanje podpor

Sistem financiranja je določen z Uredbo o načinu določanja in obračunavanja prispevkov za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v sproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije. Temelji na prispevkih, ki jih plačujejo vsi končni odjemalci električne energije, zemeljskega plina in drugih energetskih plinov iz omrežja ter daljinske toplote za posamezno prevzemno-predajno mesto ter končni kupci trdnih in tekočih fosilnih goriv, utekočinjenega naftnega plina ter utekočinjenega zemeljskega plina. Do 1. junija 2014 so prispevke plačevali le končni odjemalci električne energije, po tem datumu pa prispevek za financiranje podporne sheme OVE in SPTe bremeni tudi končne kupce trdnih, tekočih in plinastih fosilnih goriv ter daljinske toplote.

Zaradi intenzivnega razvoja podporne sheme v prvih nekaj letih po njeni uveljavitvi je z enako intenzivnostjo naraščala tudi potreba po zagotovitvi zadostnega obsega likvidnih sredstev, ki je omogočal plačila podpor proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo. Zato je bilo treba zviševati prispevek, ki ga plačujejo končni odjemalci električne energije, ter s prispevkom dodatno obremeniti še končne odjemalce oziroma kupce drugih energentov, da bi bila obremenitev končnih odjemalcev električne energije še sprejemljiva. Kljub temu pa je obremenitev s prispevkom na enoto končnega odjema električne energije postala nesprejemljivo visoka stroškovna postavka za energetsko intenzivne panoge gospodarstva. To je vplivalo na uveljavitev znižanja prispevka končnim odjemalcem električne energije v energetsko intenzivnih sektorjih gospodarstva, ki izpolnjujejo pogoje iz 6. člena uredbe, je pa hkrati povzročilo zvišanje prispevka za druge končne odjemalce električne energije. Vrednosti prispevka za druge energente se od uvedbe v letu 2014 in do konca leta 2017 niso spremenile. Prav tako tudi prispevek, ki ga plačujejo končni odjemalci električne energije, po letu 2015 ni bil spremenjen.

14–17 %
je znašal delež prispevkov v končni ceni električne energije pri gospodinjskih odjemalcih

Slika 16: Spremembe vrednosti prispevkov posameznih odjemnih skupin končnih odjemalcev električne energije v obdobju 2010–2017

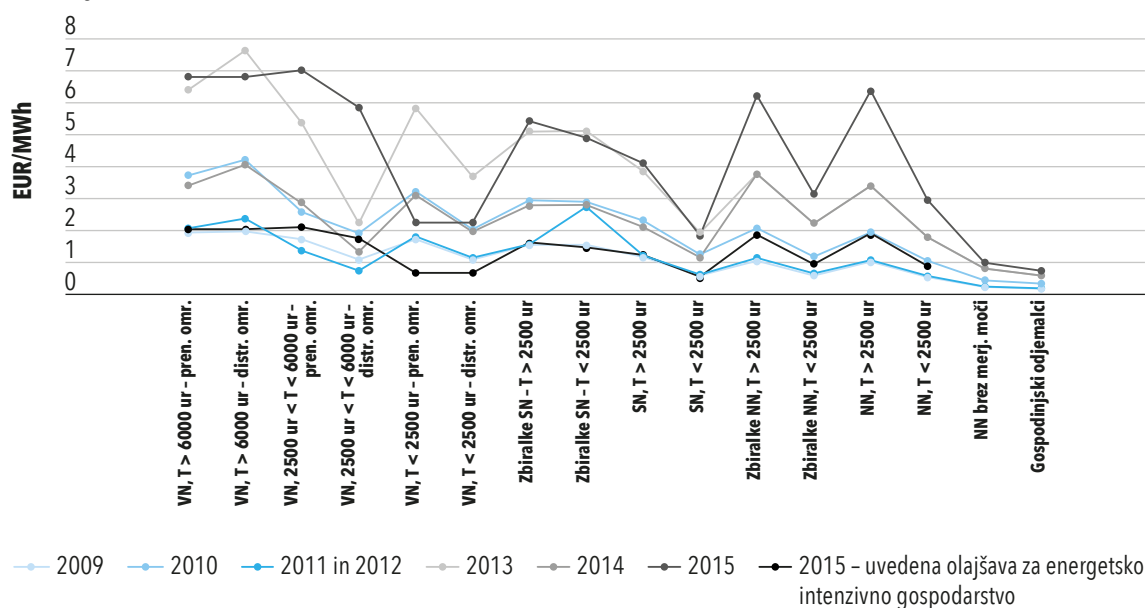


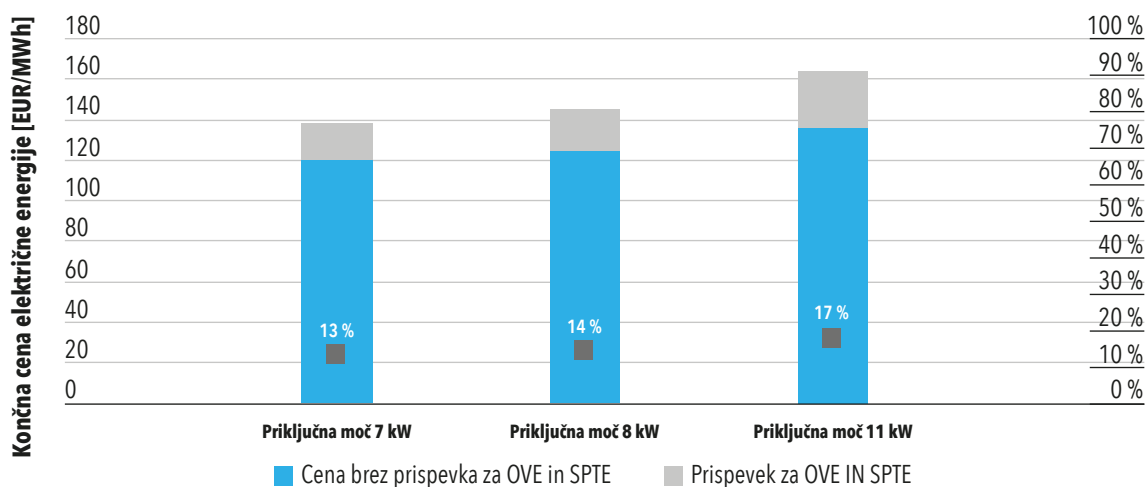
Tabela 14: Vrednosti prispevkov na fosilne energente, določene v letu 2014

Ergent	Prodajna enota	Prispevek v evrih na prodajno enoto energenta
Zemeljski plin	MWh	0,99045
Ekstra lahko kurilno olje	l	0,00990
Kurilno olje	kg	0,01092
Bencin	l	0,00911
Dizel	l	0,00990
Letalski bencin	l	0,00911
Kerozin	l	0,00913
Avtoplin - LPG	kg	0,01267
UNP	kg	0,01267
Daljinska toplota	MWh	0,99045

Vir: agencija

Obremenjenost končnih odjemalcev električne energije s prispevkom je odvisna predvsem od uvrstitve končnega odjemalca v odjemno skupino ter od priključne oziroma obračunske moči na prevzemno-predajnem mestu. Vrednost prispevka, ki ga plačujejo končni odjemalci električne energije, se namreč obračuna na enoto električne moči, neodvisno od porabljene količine električne energije, medtem ko končni odjemalci oziroma kupci drugih energentov plačujejo prispevek za vsako enoto porabljenega energenta. V zadnjih letih tako prispevek za OVE in SPTE predvsem pri končnih odjemalcih električne energije predstavlja precejšen del končne cene električne energije. Tako je na primer delež prispevkov v skupni končni ceni električne energije pri gospodinjstvem odjemalcu s priključno močjo 8 kW z letno porabo 3500 kWh v letu 2017 znašal 14 %, pri gospodinjstvem odjemalcu s priključno močjo 11 kW in enako porabo pa kar 17 %.

Slika 17: Delež prispevka OVE in SPTE v končni ceni električne energije gospodinjskega odjemalca, doseženi v letu 2017, pri 3500 kWh letnega odjema



Vir: agencija

3.3 Reguliranje omrežnih dejavnosti

3.3.1 Ločitev dejavnosti

V skladu z Energetskim zakonom morajo elektroenergetska podjetja zagotoviti ločeno računovodsko spremljanje prenosne in distribucijske dejavnosti na enak način, kot bi se to od njih zahtevalo, če bi ti dejavnosti opravljala ločena podjetja.

Dejavnost gospodarske javne službe (GJS) systemskega operaterja izvaja pravna oseba, ki razen prenosne opravlja 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.

Dejavnost GJS distribucijskega operaterja izvaja pravna oseba, pri kateri je to edina dejavnost, ki jo izvaja. Zato družba SODO za potrebe regulative ne pripravlja ločenih računovodskih izkazov.

SODO je na podlagi soglasja Vlade Republike Slovenije s pogodbo prenesel izvajanje GJS distribucijskega operaterja na distribucijska podjetja. Distribucijska podjetja razen dejavnosti, ki jim jo je na podlagi pogodbenega razmerja prenesel v izvajanje SODO, 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 so jo na podlagi pogodbenega razmerja prenesle v izvajanje SODO, ter 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.

3.3.2 Tehnične storitve operaterjev

3.3.2.1 Zagotavljanje sistemskih storitev

Sistemske storitve so storitve, ki jih mora zagotavljati sistemski operater, da omogoči normalno obratovanje celotnega elektroenergetskega sistema. Sistemske storitve na ravni slovenskega elektroenergetskega sistema zagotavlja sistemski operater ELES. Sistemska obratovalna navodila za prenosni sistem električne energije Republike Slovenije določajo, da mora ELES zagotavljati naslednje sistemske storitve:

- primarno, sekundarno in terciarno regulacijo frekvence in moči,
- regulacijo napetosti in
- zagon agregatov brez zunanjega napajanja.

Vse sistemske storitve razen primarne regulacije frekvence in moči sistemski operater kupi od ponudnikov na trgu. Sodelovanje pri zagotavljanju primarne regulacije je obvezno za vse proizvodne naprave, priključene na prenosni sistem, in je brezplačno. Zagotavljanje drugih sistemskih storitev se delno financira iz omrežnine za prenosni sistem, delno pa iz bilančnega obračuna.

Sistemske storitve delimo na frekvenčne, med katere sodijo primarna, sekundarna in terciarna regulacija, ter nefrekvenčne, to sta regulacija napetosti in zagon agregatov brez zunanjega napajanja. 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 ponudnikov na celotnem območju prenosnega sistema. Za leto 2017 je ELES predvidel naslednji obseg frekvenčnih sistemskih storitev:

- rezerva za primarno regulacijo frekvence in moči: med ± 14 in ± 18 MW;
- rezerva za sekundarno regulacijo frekvence in moči: ± 60 MW;
- rezerva za terciarno regulacijo frekvence in moči: +348 MW, - 185 MW.

Predvideni obseg frekvenčnih sistemskih storitev za leto 2017 je bil enak kot za predhodni dve leti. Ta obseg se določa na podlagi pravil, določenih v obratovalnih pravilih za območje sinhronnega obratovanja Celinska Evropa. Rezerva za primarno regulacijo mora tako pokriti slovenski delež referenčnega incidenta na tem območju, ki predstavlja hkraten izpad 3000 MW proizvodnje (hkraten izpad dveh največjih proizvodnih enot na območju sinhronnega obratovanja). Delež posamezne države se izračuna na podlagi razmerja med odjemom električne energije v tej državi in celotnim odjemom na območju sinhronnega obratovanja v prejšnjem letu.

Obseg rezerve za sekundarno regulacijo se določa na podlagi deterministične metode, v kateri kot parameter nastopa pričakovana konična obremenitev sistema, ali verjetnostne metode, ki temelji na statistični analizi odstopanj bilančnih skupin v prejšnjem obdobju. Na podlagi teh dveh metod in dejstva, da sistemski operater s proizvodnimi enotami na območju Slovenije ne more zagotoviti večjega obsega moči, je bil določen potreben obseg rezerve za sekundarno regulacijo, ki znaša 60 MW v pozitivno in negativno smer. Obseg rezerve za terciarno regulacijo se določi na podlagi pravila, da mora ta rezerva pokriti izpad največje proizvodne in porabniške enote. Čprav je največja proizvodna enota v slovenskem elektroenergetskem sistemu šesti blok v TE Šoštanj, katerega moč po soglasju za priključitev znaša 553 MW, je potrebna pozitivna rezerva za terciarno regulacijo v letu 2017 ostala na ravni, ki predstavlja polovico moči jedrske elektrarne v Krškem, to je 348 MW. Preostalo rezervo za pokritje izpada največje proizvodne enote je ELES zagotovil na podlagi podpisanih sporazumov o delitvi rezerv s sosednjimi sistemskimi operaterji. Prvi tak sporazum so podpisali vsi trije sistemski operaterji, ki sodelujejo v regulacijskem bloku Slovenija-Hrvaška-Bosna in Hercegovina, drugega pa z italijanskim sistemskim operaterjem Terno. Potrebna negativna rezerva za terciarno regulacijo je tudi za leto 2017 ostala na ravni 185 MW, kar predstavlja višek moči v sistemu v primeru izpada največje porabniške enote, to je črpalna elektrarna Avče v črpalnem režimu.

Ker je ELES že ob koncu leta 2013 sklenil sporazume za zagotavljanje večine sistemskih storitev za obdobje 2014–2018, dodatno pa je v letu 2014 sklenil še sporazum o zagotavljanju dela preostale manjkajoče pozitivne rezerve za terciarno regulacijo za obdobje 2015–2018, je moral za leto 2017 z novimi sporazumi zagotoviti še 154 MW pozitivne rezerve in 185 MW negativne rezerve za terciarno regulacijo.

Ostalo rezervo za pozitivno terciarno regulacijo je ELES razdelil na dva produkta, pri čemer je bil prvi produkt v višini 134 MW klasična rezerva v proizvodnih objektih (produkt 2017), drugi v višini 20 MW pa produkt z vključevanjem razpršene proizvodnje in prilagajanjem odjema (produkt DSM). Preostale ponudnike je ELES izbral na dveh javnih dražbah. Dražbo za klasično rezervo je izvedel 15. decembra 2016, dražbo za produkt DSM pa 22. novembra 2016. Pregled vseh produktov rezerve za izvajanje pozitivne terciarne regulacije je prikazan v tabeli 15.

Obseg potrebnih sistemskih storitev je v letu 2017 ostal nespremenjen

Tabela 15: Pregled produktov pozitivne terciarne rezerve za leto 2017

	Produkt 14-18	Produkt 15-18	Produkt 2017	Produkt DSM
Obdobje zakupa	2014-2018	2015-2018	2016	2016
Količina (MW)	144	50	134	20
Izvor rezerve	Slovenija	Slovenija	Slovenija	Slovenija
Čas aktivacije	≤ 5 min	≤ 15 min	≤ 15 min	≤ 15 min
Čas najave spremembe aktivacije	≤ 15 min	≤ 15 min	≤ 15 min	≤ 15 min
Število aktivacij	Neomejeno	Neomejeno	Neomejeno	Neomejeno, vendar največ 2-krat na dan
Čas nerazpoložljivosti po aktivaciji	0 min	≤ 30 min	≤ 30 min	≤ 10 ur
Trajanje ene aktivacije	≤ 6 h	≤ 6 h	≤ 4 h	≤ 2 h

Vir: ELES

Rezultati javnih dražb za zakupe posameznih produktov rezerve za pozitivno terciarno regulacijo za leto 2017 so prikazani v tabeli 16. V tabeli so prikazani tudi rezultati javne dražbe za zakup produkta rezerve za terciarno regulacijo v obdobju 2014-2018, ki jo je ELES izvedel 18. novembra 2013, in v obdobju 2015-2018, ki jo je izvedel 10. decembra 2014.

Tabela 16: Rezultati dražbe za zakup rezerve za terciarno regulacijo za leto 2017

Produkt	Zakupljena moč (MW)	Cena zakupa (EUR/MW/leto)	Cena energije (EUR/MWh)
Produkt 14-18			
Ponudnik 1	10	55.000,00	145,79
Ponudnik 2	134	68.300,00	107,79
Produkt 15-18			
Ponudnik 1	50	47.000,00	151,22
Produkt 2017			
Ponudnik 1	134	31.000,00	240,00
Produkt DSM			
Ponudnik 1	15	30.990,00	240,00
Ponudnik 2	5	30.790,00	240,00

Vir: ELES

Pri vrednostih, prikazanih v tabeli 16, je treba poudariti, da se iz omrežnine za prenosni sistem financirajo le stroški zakupa rezervnih zmogljivosti, stroški energije pri aktiviranju rezerve pa se financirajo iz bilančnega obračuna.

Ponudnika storitve izvajanja negativne terciarne regulacije za leto 2017 je ELES izbral na javni dražbi, ki jo je izvedel 15. decembra 2016. Izbran je bil ponudnik, ki je celotni obseg ponudil po ceni zakupa 39.000,00 EUR/MW/leto in ceni aktivirane energije -270 EUR/MWh.

Pri izvajanju sekundarne regulacije frekvenca in moči je ELES v letu 2017 angažiral 58,8 GWh pozitivne in 97,7 GWh negativne energije. K temu je treba dodati, da je v okviru sporazuma o medsystemski izmenjavi oziroma o netiranju odstopanj s sistemskima operaterjema Avstrije in Hrvaške v letu 2017 ELES za izravnano presežkov v sistemu izvozil 98,4 GWh, za izravnano primanjkljajev pa je uvozil 37,2 GWh energije. V okviru izvajanja pozitivne terciarne regulacije je ELES angažiral 7863 MWh energije, kar je 1017 MWh manj kot v letu 2016. Večina energije (86 %) je bila aktivirana pri domačih ponudnikih, preostalih 14 % pa so prispevali ponudniki iz tujine. V letu 2017 ni bilo aktivacij negativne terciarne regulacije.

Ponudnike nefrekvenčnih sistemskih storitev zagotavljanja rezerve za sekundarno regulacijo frekvenca in moči, regulacije napetosti in zagotavljanja zagona agregatov brez zunanjšega napajanja za obdobje 2014–2018 je ELES že ob koncu leta 2013 izbral na podlagi neposrednih pogajanj s potencialnimi ponudniki storitev. Zaradi narave teh sistemskih storitev je lahko izbral le ponudnike, ki so ponujali storitve s proizvodnimi viri, lociranimi znotraj regulacijskega območja Slovenije.

V letu 2017 je prišlo tudi do nekaterih pomembnih sprememb in novosti na področju zagotavljanja sistemskih storitev. Na ravni Slovenije je najpomembnejša ureditev razmer na področju primarne regulacije. Ker je ELES v letu 2015 ugotovil, da nekateri slovenski proizvajalci primarne regulacije ne izvajajo na ustrezen način, je bila ustanovljena posebna delovna skupina, ki jo sestavljajo predstavniki sistema operaterja in proizvajalcev električne energije. Namen njene ustanovitve je bil doseči, da bodo slovenski proizvajalci primarno regulacijo izvajali v skladu z mednarodnimi standardi in zahtevami slovenske zakonodaje. V ta namen je tudi agencija sprožila postopek nadzora nad proizvajalci električne energije. Delovna skupina je v letu 2017 dosegla pomembne rezultate, saj se je to področje začelo urejati. Pripravila je dokumenta, ki določata postopke preverjanja delovanja primarne regulacije pri ponudnikih storitve in tehnične zahteve za preverjanje usposobljenosti proizvodnih enot za izvajanje primarne regulacije. Ob koncu leta so prvi proizvodni objekti že uspešno opravili to preverjanje in pridobili ustrezne certifikate sistema operaterja.

Na ravni EU je bilo z vidika izvajanja frekvenčnih sistemskih storitev pomembno predvsem dejstvo, da sta začeli veljati evropski uredbi, ki urejata obratovanje prenosnih sistemov in izravnavo na področju električne energije, Uredba Komisije (EU) 2017/1485 z dne 2. avgusta 2017 o določitvi smernic za obratovanje sistema za prenos električne energije in Uredba Komisije (EU) 2017/2195 z dne 23. novembra 2017 o določitvi smernic za izravnavo električne energije. Z njuno uveljavitvijo je začelo teči prehodno obdobje, v katerem bodo v obliki metodologij, katere potrjuje nacionalni regulativni organi, institucionalizirani številni postopki, ki se zdaj izvajajo na podlagi dogovorov med sistemskimi operaterji, kot na primer določanje potrebne obsega rezerv.

Uredbi prav tako prinašata nova poimenovanja sistemskih storitev. Primarna regulacija frekvenca je tako po terminologiji iz uredb proces vzdrževanja frekvenca, sekundarna regulacija avtomatski proces povrnitve frekvenca, terciarna pa ročni proces povrnitve frekvenca.

3.3.2.2 Izravnava odstopanj in bilančni obračun

Za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema od napovedanih vrednosti je v Sloveniji odgovoren sistemski operater ELES. Kadar trenutne razmere proizvodnje in odjema v sistemu odstopajo od napovedanih, mora sistemski operater spremeniti razmerje med proizvodnjo in odjemom v sistemu. Največkrat to pomeni, da mora ali povečati ali zmanjšati proizvodnjo električne energije. Za manjša odstopanja v sistemu v ta namen uporabi samodejno sekundarno regulacijo, v primeru večjih odstopanj pa mora angažirati rezervo za terciarno regulacijo ali kupiti oziroma prodati energijo na izravnalnem trgu. Izravnava

odstopanj povzroča sistemskemu operaterju stroške, ki jih morajo pokriti tisti, ki jih povzročajo. V ta namen imamo v Sloveniji vzpostavljeno bilančno shemo, ki jo sestavljajo bilančne skupine, v okviru katerih lahko deluje tudi neomejeno število bilančnih podskupin. Bilančne skupine in podskupine so člani bilančne sheme, ki jih predstavljajo odgovorni bilančne skupine ali podskupine. Pravila za delovanje organiziranega trga z elektriko določajo, da so odgovorni bilančnih skupin zadolženi za ohranjanje tržnih planov in obratovalnih napovedi svojih bilančnih skupin v okvirih napovedanih vrednosti. Tržni plan predstavlja vsoto vseh sklenjenih zaprtih pogodb člana bilančne sheme, obratovalna napoved pa napovedano oddajo in odjem električne energije za prevzemno-predajna mesta, za katera ima član bilančne sheme sklenjene odprte pogodbe. Na slo-

venskem organiziranem trgu z elektriko energijo imamo obračunsko obdobje, ki je enako eni uri. Kadar v neki uri realizacija člana bilančne sheme ni enaka vrednosti, ki jo določata njegov tržni plan in obratovalna napoved, govorimo o odstopanju člana bilančne sheme. Če je realizacija člana bilančne sheme manjša od napovedane (primanjkljaj energije), govorimo o pozitivnem odstopanju, če pa je večja od napovedane (višek energije), govorimo o negativnem odstopanju. Odstopanja posameznih članov bilančne sheme se velikokrat medsebojno izničijo, saj nekateri člani odstopajo v pozitivno, nekateri pa v negativno smer. Cena, po kateri člani bilančne sheme plačujejo stroške odstopanj, je odvisna od tega, kakšne stroške s svojimi odstopanji povzročajo sistemskemu operaterju. V obračunskih intervalih, v katerih odstopa celo-

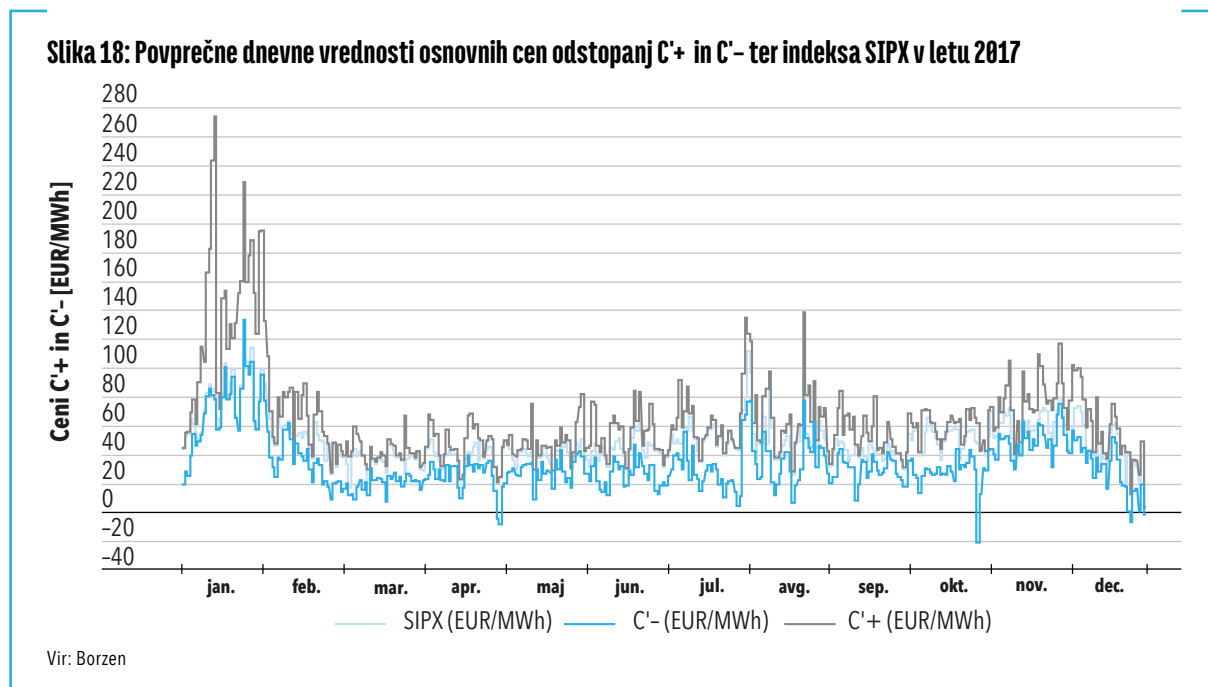
Tudi v letu 2017 so bilančne skupine pretežno odstopale v negativni smeri oziroma so imele zakupljene več energije, kot so je dejansko potrebovale

ten sistem in ima sistemski operater dodatne stroške, so cene odstopanj višje kot v primerih, ko sistem zaradi medsebojne izravnave odstopanj posameznih bilančnih skupin v celoti ne odstopa od napovedanih vozni redov.

Za izvajanje bilančnega obračuna je v Sloveniji odgovoren operater trga, Borzen. Ta najprej za vsako bilančno skupino za vsak obračunski interval določi skupno količino odstopanj. Nato določi še vrednost teh odstopanj, pri čemer upošteva dejanske stroške, ki jih je imel ELES z izravnavo, in urni indeks cene električne energije na slovenski borzi z električno energijo. Tako določi osnovni ceni za obračun odstopanj, C+ in C-. Cena C+ se nanaša na pozitivna odstopanja, cena C- pa na negativna. Pri obračunu odstopanj posamezne bilančne skupine nato še preveri, ali so bila odstopanja izven tolerančnega pasu. Če je bilančna skupina v obračunskem intervalu odstopala izven tolerančnega pasu, ji izračuna še ustrezen znesek penalizacije. Operater trga vsak mesec opravi korekcijo osnovnih cen za odstopanja tako, da prihodki in odhodki iz naslova bilančnih obračunov bilančnih skupin, brez upoštevanja penalizacije, pokrijejo vse stroške, ki jih ima ELES z izravnavo odstopanj. Korekcijo izračunanih cen izvede tako v primeru presežka kot v primeru primanjkljaja. Izvede jo v tolikih obračunskih intervalih, kolikor je potrebno, da so stroški, ki jih ima sistemski operater prenosnega omrežja z izravnavo odstopanj sistema v obračunskem obdobju, pokriti. Na ta način dobi izpeljani ceni odstopanj, C'+ in C'-. Korekcijo cen odstopanj izračuna brez upoštevanja penalizacije odstopanj ter napovedanih odstopanj (odstopanja bilančnih skupin brez prevzemno-predajnih mest). Izračun penalizacije operater trga izvede po opravljeni korekciji cen, kar pomeni, da presežki bilančnega obračuna nastanejo le zaradi penalizacije odstopanj bilančnih skupin.

Na podlagi obračunov v vseh obračunskih intervalih in korekcij cen C+ in C- operater trga vsak mesec izvede finančni obračun odstopanj. Finančni obračuni se pripravijo za bilančne skupine, ki imajo pripadajoča odjemna ali proizvodna prevzemno-predajna mesta. Za bilančne skupine, ki nimajo pripadajočih odjemnih ali proizvodnih prevzemno-predajnih mest, torej za bilančne skupine trgovcev, ki v Sloveniji ne nastopajo v vlogi dobaviteljev, se finančni obračun bilančnega obračuna naredi samo v primeru, ko odgovorni takih bilančnih skupin prijavijo napovedana odstopanja.

Slika 18 prikazuje gibanja izpeljanih cen odstopanj C'+ in C'- ter indeksa cen na slovenski borzi električne energije SIPX v letu 2017.

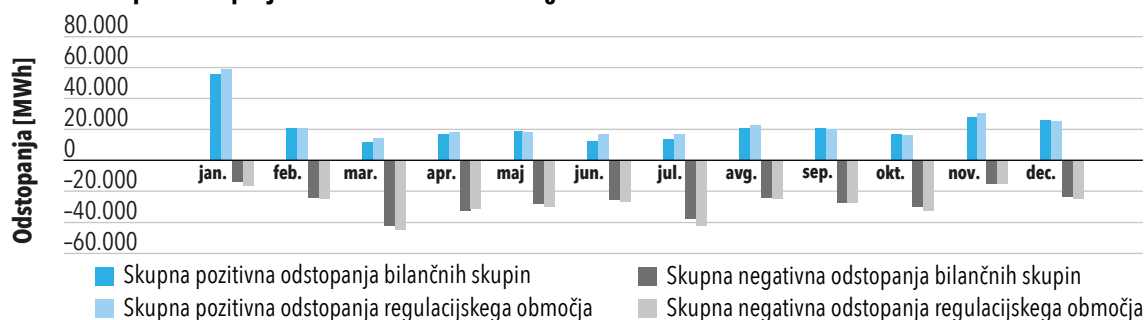


Kot podlago za izračun osnovnih cen za odstopanja C+ in C-, posledično pa tudi za izračun izpeljanih cen odstopanj C'+ in C'-, operater trga uporablja indeks slovenske borze električne energije SIPX. Povprečna vrednost indeksa SIPX je v letu 2017 znašala 49,52 EUR/MWh, kar je 13,88 EUR/MWh več kot v predhodnem letu. Najvišja vrednost SIPX je bila zabeležena 24. avgusta v 8. urnem bloku, ko je znašala 199,00 EUR/MWh, najnižja vrednost -42,93 EUR/MWh pa je bila dosežena 24. decembra v 7. urnem bloku.

V obdobju od januarja do konca decembra je bila povprečna vrednost izpeljane cene za pozitivna odstopanja C'+ 64,62 EUR/MWh, za negativna odstopanja C'- pa 34,62 EUR/MWh. Cena C'+ je najvišjo vrednost dosegla 13. januarja v 3. urnem bloku, ko je znašala 1444,62 EUR/MWh, cena C'- pa je svojo najvišjo vrednost 193,03 EUR/MWh dosegla 24. avgusta v 8. urnem bloku. Najnižja vrednost C'+ je bila dosežena 31. decembra v 4. urnem bloku, ko je znašala -3,82 EUR/MWh, najnižja vrednost C'- pa 14. maja v 12. urnem bloku, ko je znašala -189,87 EUR/MWh. Glede na predhodno leto so se povprečne cene odstopanj v letu 2017 znatno zvišale. Tako je bila povprečna cena za pozitivna odstopanja višja za 44,8 %, povprečna cena za negativna pa kar za 53,2 %. Med razlogi za zvišanje je vsekakor tudi zvišanje cen električne energije na veleprodajnem trgu.

Na sliki 19 so prikazani skupna pozitivna in negativna odstopanja vseh bilančnih skupin v Sloveniji v letu 2017 in skupna odstopanja slovenskega regulacijskega območja.

Slika 19: Skupna odstopanja v slovenskem elektroenergetskem sistemu v letu 2017



Vira: Borzen, ELES

Najvišja pozitivna odstopanja bilančnih skupin so bila zabeležena v januarju, najvišja negativna pa v marcu. Skupna letna pozitivna odstopanja regulacijskega območja so znašala 280.935 MWh, negativna pa 344.064 MWh. Hkrati so skupna letna odstopanja vseh bilančnih skupin, vključno z odstopanji pri najavi čezmejnih izmenjav, znašala 263.038 MWh, negativna pa 326.166 MWh. V primerjavi s prejšnjimi leti opazimo, da so se v letu 2017 pozitivna odstopanja tako na ravni regulacijskega območja (RO) kot na ravni vseh bilančnih skupin (BS) zmanjšala, medtem ko so se negativna na ravni regulacijskega območja povečala. Pregled gibanja velikosti odstopanj v zadnjih petih letih je prikazan v tabeli 17.

Tabela 17: Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in regulacijskega območja Slovenije v obdobju 2013–2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Skupna pozitivna odstopanja BS (MWh)	301.777	299.692	300.292	239.765	263.038
Skupna pozitivna odstopanja RO (MWh)	161.056	232.311	258.325	247.527	280.935
Skupna negativna odstopanja BS (MWh)	-397.808	-330.305	-387.450	-371.020	-326.166
Skupna negativna odstopanja RO (MWh)	-234.919	-292.514	-346.660	-378.773	-344.064

Vira: Borzen, ELES

V letu 2017 so se glede na predhodno leto zmanjšala skupna negativna odstopanja, pozitivna odstopanja pa so se povečala. Povečanje skupne količine pozitivnih odstopanj lahko pripišemo predvsem razmeram v januarju, ki so ga zaznamovali nizke temperature in pomanjkanje električne energije na celotnem območju celinske Evrope. Kot tudi v letih prej pa so, z izjemo januarja, odstopanja tako sistema kot bilančne skupine bolj odstopala v negativno kot v pozitivno smer. Glavni razlog za to je v načinu izvajanja bilančne obračuna v Sloveniji, ki temelji na dveh cenah, med katerima je praviloma znatna razlika. To dejstvo spodbuja trgovce k temu, da si raje zagotovijo viške energije, saj so s tem njihova tveganja na trgu manjša. Velik delež negativnih odstopanj lahko delno pripišemo tudi čedalje večjemu deležu nepredvidljive proizvodnje iz obnovljivih virov.

Pri podatkih v tabeli 17 je treba omeniti še, da so odstopanja na ravni sistema večja od odstopanj bilančnih skupin, in to kljub dejstvu, da se odstopanja bilančnih skupin zaradi različnih smeri odstopanj medseboj-

no delno izničijo. Razlog za to je v tem, da izravnava sistema poteka v realnem času, medtem ko izravnava med bilančnimi skupinami poteka v okviru enournih obračunskih intervalov. Prav tako so v izravnavi sistema upoštevani tudi kompenzacijski posli med regulacijskimi območji, ki so namenjeni povračilu energije zaradi nenamernih odstopanj med sistemskimi operaterji v prejšnjem nekajdnevnem obdobju in ki jih ELES izvaja z nakupom ali prodajo energije na dnevnem trgu.

V letu 2017 so bili v bilančno shemo operaterja trga na novo vključeni štirje člani, od tega tri domače in ena tuja družba. V istem obdobju so iz bilančne sheme izstopile tri tuje družbe. To pomeni, da se je skupno število članov bilančne skupine povečalo za enega. Poleg tega sta bila v letu 2017 izvedena dva prehoda bilančnih skupin v bilančni podskupini in dva prehoda bilančnih podskupin v drugo bilančno skupino. Ob koncu leta 2017 je tako bilo v Sloveniji registriranih 52 bilančnih skupin (17 slovenskih in 35 tujih podjetij) ter 24 bilančnih podskupin (21 slovenskih in tri tuja podjetja).

3.3.2.3 Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe

Za zagotavljanje varnosti in zanesljivosti obratovanja se v slovenskem prenosnem sistemu uporablja kriterij n-1. Uporablja se tako pri načrtovanju omrežja kot tudi pri normalnem obratovanju. Uporaba tega kriterija, ki je temeljni standard varnosti in zanesljivosti obratovanja, pomeni, da lahko omrežje v primeru izpada katerega koli elementa, kakršni so daljnovodi ali transformatorji, še naprej normalno obratuje in ne pride do preobremenitve katerega koli drugega elementa omrežja. Enak kriterij se uporablja tudi pri načrtovanju in obratovanju srednjenapetostnega distribucijskega sistema. Razlika glede na prenosni sistem je le v obratovanju, saj lahko izpad elementa v distribucijskem sistemu povzroči krajšo prekinitev, ki je potrebna za ročni preklon in vzpostavitev napajanja z druge strani sistema.

Na sistemski ravni se z uvedbo ustreznega reguliranja s pomočjo kakovosti 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. Na področju neprekinjenosti napajanja je v letu 2017 agencija začela s presojo podatkov, poročenih leta 2014, in pri tem ugotovila odstopanja od pravil poročanja, ki so določena z Aktom o pravilih monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo. V okviru postopka presoje je ocenila tudi učinkovitost procesa nadzora neprekinjenosti napajanja. Agencija poleg navedenih dejavnosti izvaja reguliranje s kakovostjo oskrbe tudi z objavo podatkov in analiz, ki jih javno objavi v poročilu o kakovosti oskrbe z električno energijo.

Elektrooperaterja in distribucijska podjetja pri izvrševanju svojih nalog uporabljajo mednarodno veljavne standarde ter slovenske standarde in tehnična poročila, ki so sprejeta v sistem slovenske standardizacije. Pri obravnavi neprekinjenosti napajanja in kakovosti napetosti se uporablja v sistem slovenske standardizacije sprejeti mednarodni standard SIST EN 50160 – Značilnosti napetosti v javnih razdelilnih omrežjih (angl. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks).

Neprekinjenost napajanja

Podatki o neprekinjenosti napajanja se zbirajo, poročajo in analizirajo na podlagi enotne metodologije. S tem je zagotovljena medsebojna primerljivost podatkov o kakovosti oskrbe med posameznimi distribucijskimi podjetji, prav tako pa tudi 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 takšne prekinitve uvrstimo med tuje vzroke. Pri nepričakovanih oziroma nepredvidenih dogodkih, ki niso posledica krivde elektrooperaterja ali distribucijskih podjetij oziroma tretjih oseb, pa se takšne 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 določena medletna nihanja ravni kakovosti oskrbe. Dobava električne energije je bila v letu 2017 v povprečju prekinjena več kot 3,5-krat v skupnem trajanju 287 minut. Glede ravni kakovosti oskrbe, za katero je neposredno odgovoren distribucijski operater, prav tako ugotavljamo medletna nihanja. V letu 2017 smo sicer zabeležili edini manjši porast parametrov zaradi tujih vzrokov.

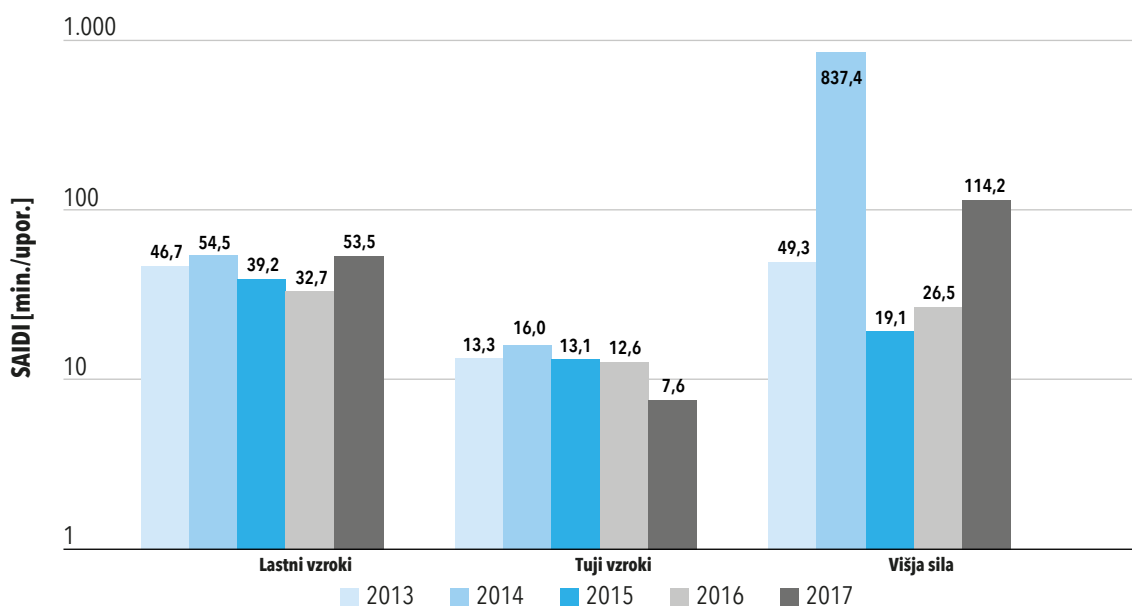
287 minut

je povprečno skupno trajala prekinitev dobave elektrike, prekinjena pa je bila povprečno 3,5-krat

Agencija spremlja tudi parameter kratkotrajnih prekinitev MAIFI, ki se izračuna podobno kot parameter SAIFI, temelji pa na številu kratkotrajnih prekinitev, ki so krajše od treh minut in se ne ločujejo po vzrokih. V letu 2017 se je vrednost parametra MAIFI ponovno poslabšala na devet kratkotrajnih prekinitev na uporabnika sistema, s čimer se je tesno približala razmeram iz leta 2014.

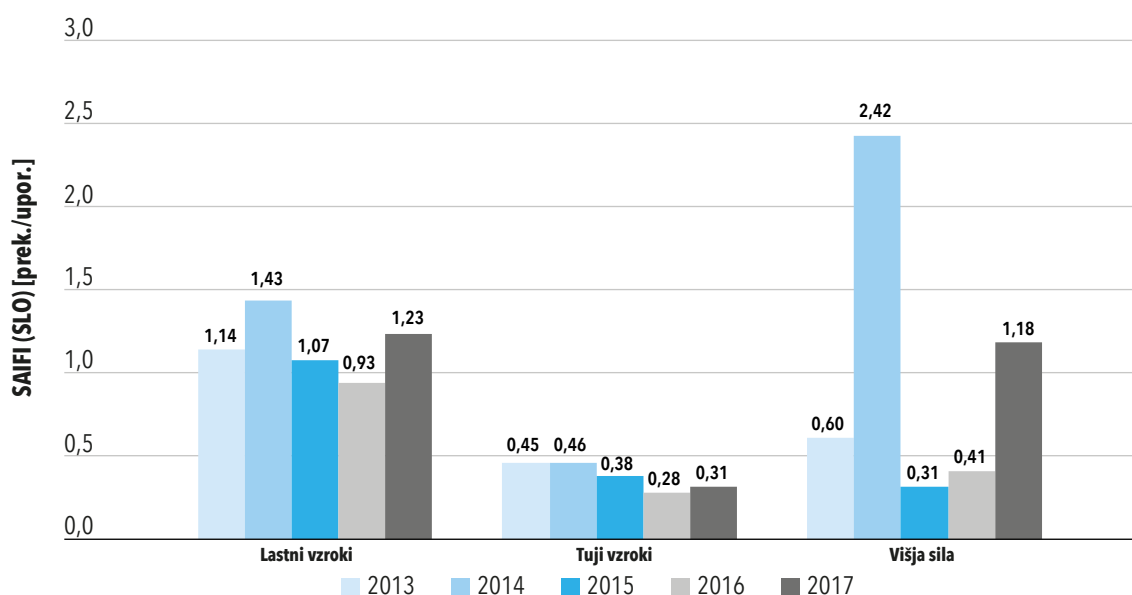
Na slikah 20 in 21 so prikazane vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2013–2017 za nenačrtovane dolgotrajne prekinitev, ki so ločene po vzrokih prekinitev na lastne in tuje vzroke ter višjo silo, slika 22 pa prikazuje parameter MAIFI za isto opazovano obdobje. Vsi parametri so izračunani na državni ravni.

Slika 20: Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017



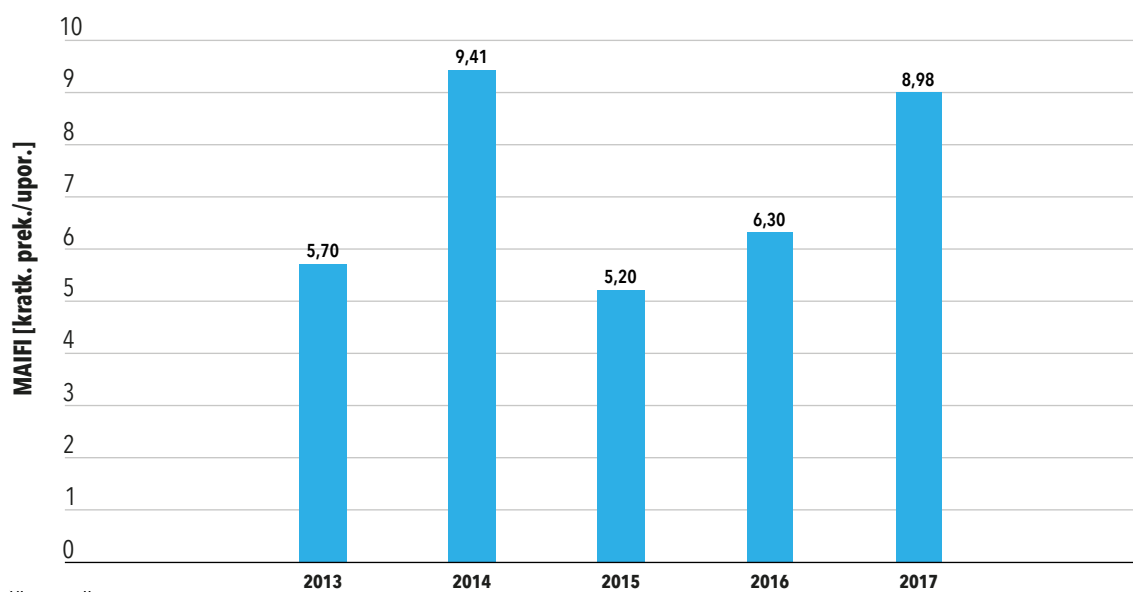
Vir: agencija

Slika 21: Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

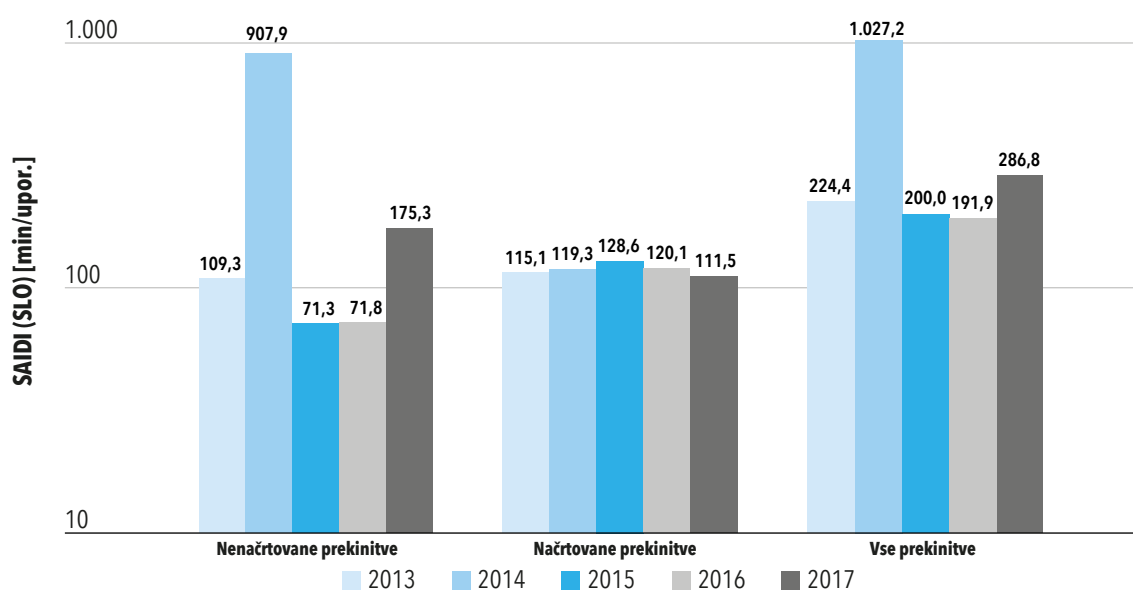
Slika 22: Parameter MAIFI v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

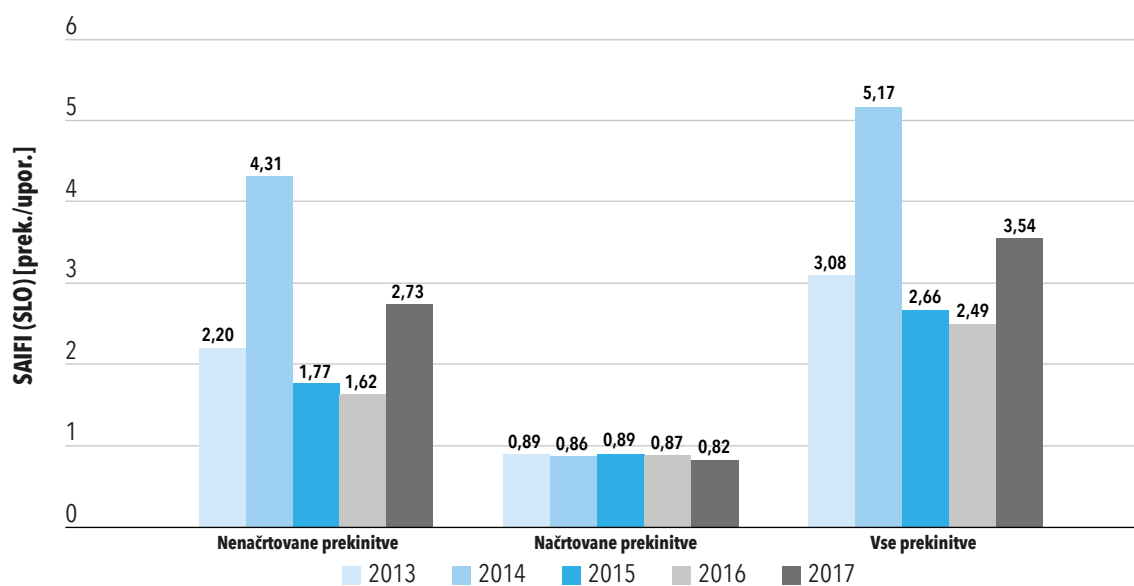
Na slikah 23 in 24 so prikazane skupne vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2013–2017 za nenačrtovane, načrtovane in vse prekinitev v Sloveniji.

Slika 23: Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Slika 24: Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017



Agencija je v letu 2017 nadaljevala s spremljanjem podatkov o neprekinjenosti napajanja tudi na zaprtih distribucijskih sistemih. V ZDS Petrol Energetika, ki deluje na dveh ločenih industrijskih območjih, so na lokaciji Ravne na Koroškem zabeležili sedem dolgotrajnih prekinitev napajanja zaradi lastnih vzrokov, na lokaciji Štore pa šest kratkotrajnih prekinitev. Na navedenih lokacijah so skupaj zabeležili osem načrtovanih prekinitev napajanja, od katerih je bila ena na lokaciji Štore. V ZDS Jesenice so v letu 2017 imeli eno nenačrtovano prekinitev zaradi lastnih vzrokov. V ZDS Acroni je bila prekinitev dobave zabeležena dvakrat, v ZDS Talum v Kidričevem pa do prekinitev dobave električne energije v letu 2017 ni prišlo. Zaradi prekinitev napajanja ZDS niso prejeli nobene pritožbe uporabnika.

Komercialna kakovost

Zahtevana raven komercialne kakovosti je opredeljena s sistemskimi in zajamčenimi standardi komercialne kakovosti. Kršitev zajamčenih standardov komercialne kakovosti, ki so določeni z zakonodajo oziroma jih določi energetski regulator, ima lahko finančne posledice za izvajalca posamezne storitve v obliki plačila nadomestila posameznemu uporabniku. 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 2017 nismo zabeležili nobenega primera izplačila nadomestila uporabniku zaradi kršitev zajamčenega standarda.

Ohranjanje dosežene ravni komercialne kakovosti storitev

Analiza parametrov komercialne kakovosti kaže, da se je raven kakovosti storitev za uporabnike v povprečju ohranila, saj je pri večini parametrov komercialne kakovosti prišlo le do manjših nihanj doseženih vrednosti glede na predhodno obdobje. V tabeli 18 so prikazani razponi med minimalnimi in maksimalnimi povprečnimi vrednostmi parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2015–2017.

Tabela 18: Razpon vrednosti parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2015–2017

Parameter komercialne kakovosti	2015		2016		2017	
	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.
Priključevanje na sistem						
Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev (dni)	6,68	24,72	6,86	20,00	8,19	19,50
Povprečni čas, potreben za izdajo ocene stroškov oziroma predračuna za enostavna dela (dni)	1,49	6,64	1,90	3,55	2,39	3,45
Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN sistem (dni)	1,00	6,10	1,00	6,56	1,00	5,94
Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na sistem (dni)	1,70	4,60	1,50	5,80	2,08	5,90
Skrb za odjemalce						
Povprečni čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov (dni)	1,67	4,80	2,11	4,51	1,59	4,97
Povprečni čas zadržanja klica v klicnem centru (s)	24,56	94,66	18,00	122,00	15,00	126,70
Kazalnik ravni strežbe klicnega centra (%)	84,00	90,90	84,67	90,90	79,27	93,80
Tehnične storitve						
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06.00–22.00, h)	1,01	2,43	1,00	2,17	1,01	1,86
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (22.00–06.00, h)	0,88	2,78	0,60	1,81	0,90	2,06
Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti (dni)	8,37	29,04	13,70	21,50	13,70	21,05
Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti (mesecev)	0,25	30,30	0,83	41,00	0,31	24,00
Merjenje in zaračunavanje						
Povprečni čas, potreben za odpravo okvare števca (dni)	0,24	5,40	2,55	6,00	2,63	10,00
Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila (h)	0,52	4,70	0,15	8,35	0,18	9,36

Vir: agencija

V zvezi s komercialno kakovostjo se na podlagi poenotenega postopka zbirajo tudi podatki o pritožbah uporabnikov. Iz njih je razvidno, da so se uporabniki sistema distribucijskim podjetjem največkrat pritožili zaradi prekoračitve maksimalnega časa do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti in tudi zaradi prekoračitve roka za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti. Tudi v letu 2017 smo beležili manjše število prejetih pritožb, ki so jih uporabniki naslovili na distribucijskega operaterja, kot v letu pred tem. Distribucijski operater je od uporabnikov sistema prejel le 19 pritožb oziroma tri manj kot leta 2016. Večje število prejetih pritožb so od uporabnikov sistema prejeli dobavitelji električne energije; podrobneje je to področje obravnavano v poglavju, ki se nanaša na pritožbe odjemalcev in reševanje sporov. Podatek o deležu upravičenih pritožb lahko kaže na ozaveščenost uporabnikov o njihovih pravicah, ki jim jih je distribucijski operater dolžan zagotavljati pri opravljanju svojih storitev.

Podatki o pritožbah glede komercialne kakovosti za leto 2017 so zbrani v tabeli 19.

Tabela 19: Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v letu 2017

Vzrok za pritožbo	Število vseh pritožb	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb
Aktivacije priključkov			
Prekoračitev časa za ponovno vzpostavitev napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka	1	0	0 %
Kakovost oskrbe			
Prekoračitev maksimalnega časa trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	5	0	0 %
Prekoračitev roka za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	4	0	0 %
Prekoračitev maksimalnega dovoljenega trajanja in števila nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (velja samo za končne uporabnike na SN-sistemu)	1	1	100 %
Merjenje			
Zamuda pri odpravi okvare števca	1	1	100 %
Obračunavanje in izdajanje računov ter izterjave			
Zamuda pri odgovorih na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	1	1	100 %
Priključevanje na sistem			
Zamuda pri izdaji pogodbe o priključitvi na NN-sistem	1	1	100 %
Zamuda pri izdaji soglasja za priključitev	2	0	0 %
Storitve uporabnikom			
Nepravočasna obveščенost uporabnikov o načrtovani prekinitvi	3	3	100 %

Vir: agencija

Zaključeni distribucijski sistemi so v letu 2017 nadaljevali s spremljanjem kakovosti oskrbe na področju komercialne kakovosti. ZDS Petrol Energetika je v letu 2017 obravnaval le eno vlogo za izdajo soglasja za priključitev, in to na lokaciji Štore, prav tako je obravnaval eno upravičeno pritožbo uporabnika, ki se je nanašala na redno odčitavanje števca električne energije. V ZDS Jesenice so obravnavali dve vlogi za izdajo soglasja za priključitev, prejeli so tudi dve vlogi za sklenitev pogodbe o priključitvi na distribucijski sistem in dva zahtevka za menjavo varovalke. V ZDS Talum so v letu 2017 obravnavali eno novo priključitev na distribucijski sistem, pritožb s področja komercialne kakovosti pa v ZDS Talum, kot tudi v ZDS Acroni, niso prejeli.

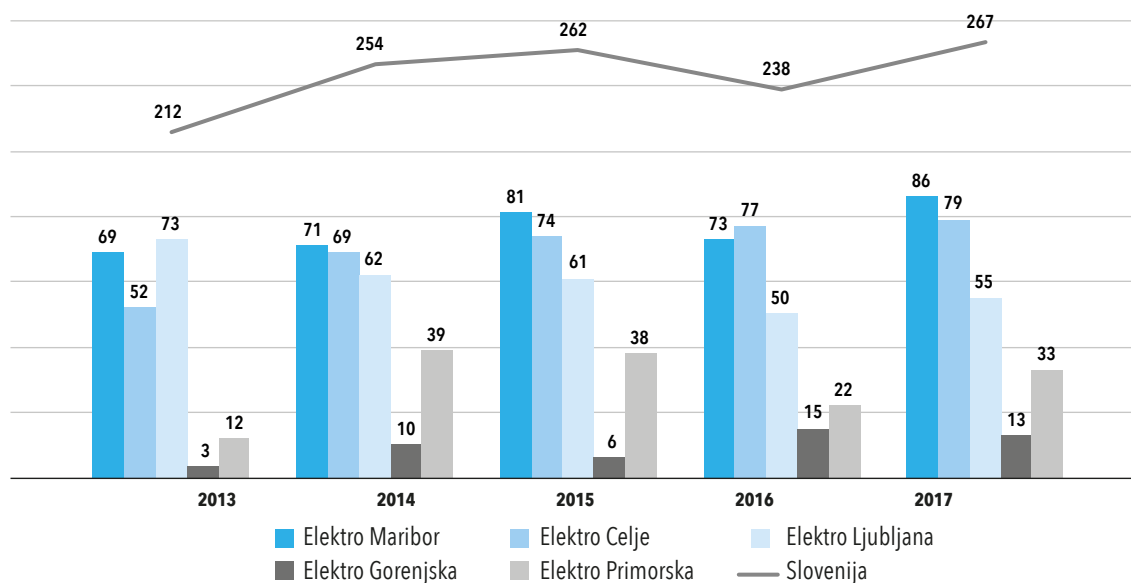
Kakovost napetosti

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 v postopku izdaje soglasja za priključitev, ko izdajatelj soglasja na ta način preveri razmere glede kakovosti napetosti v sistemu pred priključitvijo novega uporabnika.

Na sliki 25 so ločeno prikazana gibanja števila pritožb s področja kakovosti napetosti po posameznih distribucijskih podjetjih in za celotno Slovenijo. Čeprav se je skupno število pritožb, ki so jih v letu 2017 prejeli distribucijska podjetja in sistemski operater, glede na predhodno leto povečalo, se je delež upravičenih pritožb zmanjšal, kar je razvidno s slike 26.

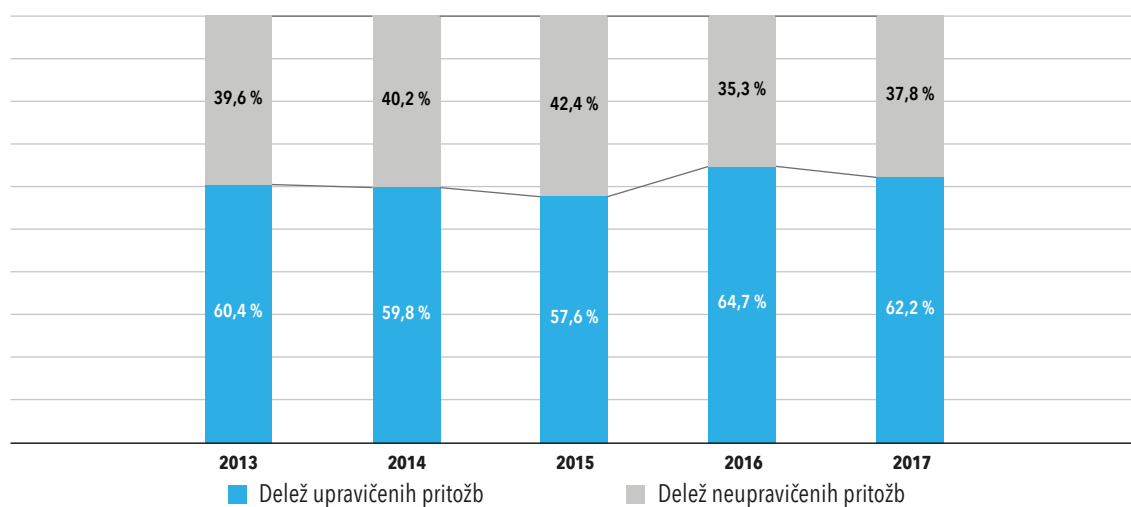
Več pritožb kot leta 2016,
vendar manj upravičenih

Slika 25: Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Slika 26: Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

ELES je na visokonapetostnem sistemu izvajal stalni monitoring kakovosti napetosti v 190 merilnih točkah, to so meje z distribucijskimi sistemi, proizvodnimi objekti in neposrednimi odjemalci. Podobno kot v predhodnem letu so zaznali največ kršitev standarda zaradi pojava flikerja. Neskladnost flikerja s standardom so ugotovili v 170 merilnih točkah. Vzpostavljane stalnega monitoringa kakovosti napetosti se bo v prihodnjih letih nadaljevalo še na preostalih stičnih točkah med prenosnim sistemom in njegovimi uporabniki, kjer stalni monitoring še ni vzpostavljen, in na povezovalnih točkah s sosednjimi prenosnimi sistemi Hrvaške, Avstrije in Italije. Poleg parametrov, ki se uporabljajo na področju neprekinjenosti napajanja na distribucijskem sistemu (SAIDI, SAIFI in MAIFI), se na prenosnem sistemu spremljajo tudi nekateri drugi parametri, ki temeljijo še na količini nedobavljene energije (AID, AIT, AIF in ENS). Podrobneje je področje neprekinjenosti napajanja systemskega operaterja predstavljeno v poročilu o kakovosti oskrbe z električno energijo, ki ga agencija pripravi vsako leto.

Tudi ZDS so v letu 2017 izvajali stalni monitoring kakovosti napetosti skladno s standardom SIST EN 50160. V ZDS Talum je bil sistem za stalni monitoring vzpostavljen decembra 2016. Po potrebi razpolagajo s podatki, ki jih na teh merilnih točkah zajema ELES, v primeru zahtev uporabnikov pa uporabljajo prenosni analizator omrežja. V ZDS Acroni in ZDS Jesenice se v letu 2017 glede na predhodno leto razmere glede kakovosti napetosti niso bistveno spremenile; v obeh primerih so bile mejne vrednosti standarda prekoračene zaradi flikerja, na katerega pa na VN-nivoju ZDS nimata vpliva. Petrol Energetika je na obeh lokacijah ZDS, Ravne na Koroškem in Štore, izvajal stalni monitoring napetosti in pri tem prav tako zaznal odstopanja od standarda pri meritvi flikerja, pri občasnem monitoringu pa odstopanja pri meritvi višjih harmonskih komponent. ZDS niso prejeli pritožb s področja spremljanja kakovosti napetosti.

3.3.2.4 Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja

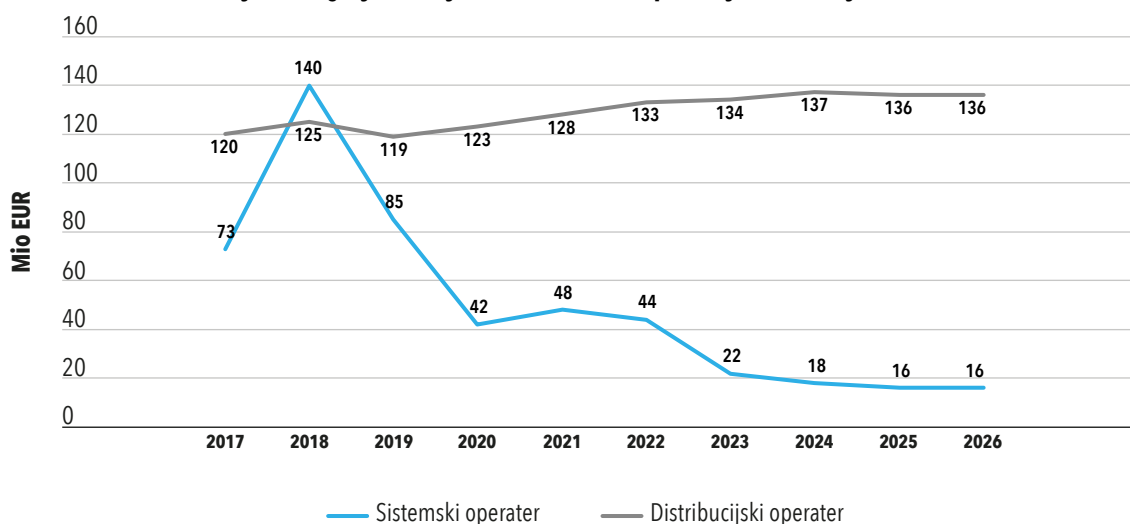
Elektrooperaterja morata vsako drugo leto pripraviti 10-letna načrta prenosnega in distribucijskega sistema električne energije in zanj pridobiti soglasje ministra, pristojnega za energijo. Načrta morata biti izdelana na podlagi predpisane enotne metodologije, med seboj morata biti razvojno usklajena in upoštevati strateške usmeritve nacionalne energetike.

Izhodišče za načrtovanje omrežja v razvojnem načrtu systemskega operaterja je analiza razmer v prenosnem sistemu. Na podlagi vhodnih podatkov za napoved porabe električne energije in moči mora sistemski operater izdelati analizo variantnih napovedi porabe, pri čemer mora upoštevati tudi metodologije evropskega združenja systemskih operaterjev ENTSO-E in lastno oceno prihodnjega gospodarskega razvoja. Razvojni načrt mora vsebovati analizo pokrivanja porabe s proizvodnimi viri in zadostnost proizvodnih virov kot tudi analize za ocenitev potreb po prenosnih zmogljivostih, ki so podlaga za opredelitev časovne dinamike načrtovanih investicij in njihovo finančno ovrednotenje.

Distribucijski operater mora v razvojnem načrtu analizirati obdobje predhodnega razvojnega načrta, opraviti analizo napovedi porabe električne energije in električne moči ter pripraviti načrt investicijskih vlaganj v elektrodistribucijsko infrastrukturo za območje celotne države, ki ga mora tudi finančno ovrednotiti.

V veljavnih razvojnih načrtih elektrooperaterja v obdobju do leta 2026 načrtujeta naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo v vrednosti 504 milijone na prenosnem sistemu in 1291 milijonov evrov na distribucijskem sistemu.

Slika 27: Ocena investicijskih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2017-2026



Vira: ELES, SODO

Razvojni načrt systemskega operaterja do leta 2026 je pripravljen na podlagi študij o potrebah po novi prenosni infrastrukturi. Upoštevali so stanje omrežja, potrebe po tehnoloških prenovah v objektih prenosnega sistema, potrebe proizvajalcev in odjemalcev električne energije, kriterije za zanesljivo in varno obratovanje prenosnega sistema ter mednarodne sporazume in pogodbe. Splošne smernice, ki so bile upoštevane pri izdelavi nabora novih in obnovitvenih investicij, zajemajo: povezovanje s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi, obvladovanje pretokov moči in zagotovitev ustreznih napetostnih razmer v

celotnem elektroenergetskem sistemu Slovenije, zagotavljanje zanesljivega in varnega obratovanja skladno s priporočili in kriteriji ENTSO-E ter uvajanje pametnih omrežij za boljše izkoriščenost obstoječe infrastrukture in za doseganje ustrezne stabilnosti in učinkovitosti v okviru izpolnjevanja evropskih energetskih zahtev. V zvezi s slednjim se bo nadaljevala implementacija mednarodnega projekta pametnih omrežij SINCRO.GRID, v okviru katerega so se sistemski in distribucijski operaterji Slovenije in Hrvaške lotili izzivov za obvladovanje napetosti v prenosnem omrežju in za zmanjševanje potrebnih zmogljivosti za sekundarno rezervo. Najpomembnejša okrepitev prenosnega omrežja v prihodnjih letih bo izgradnja 400-kV daljnovoda Cirkovce–Pince, ki bo znatno povečal uvozno zmogljivost prenosnega sistema Slovenije in omogočil uvoz cenejše električne energije iz vzhodnega dela Evrope ter izboljšal zanesljivost napajanja v Sloveniji. Projekta prehoda 220-kV prenosnega omrežja na 400-kV napetostni nivo ter nova enosmerna povezava Slovenija–Italija sta še v študijski fazi, njuna realizacija pa bo odvisna predvsem od tržnih razmer v prihodnosti.

Distribucijski operater v razvojnem načrtu distribucijskega omrežja do leta 2026 upošteva cilje, povezane z zastavljenimi smernicami in cilji nacionalne energetske in okoljske politike. Razvojni načrt tako odgovarja na vprašanja, kako zadostiti potrebam po načrtovani porabi električne energije in potrebam po električni moči, kako zagotoviti stroškovno učinkovito omrežje, ki ustreza stanju tehnike, ter kako zagotoviti dolgoročno stabilnost, zanesljivost in razpoložljivost distribucijskega omrežja ob izboljšanju oziroma ohranjanju kakovosti oskrbe z električno energijo, ob vsem tem pa omogočiti doseganje nacionalnih podnebno-energetskih ciljev. V razvojnem načrtu distribucijskega operaterja prevladujejo izgradnja novega in rekonstrukcija obstoječega srednjenapetostnega omrežja, saj je to s stališča neprekinjenosti oskrbe najšibkejši člen v elektroenergetskem sistemu, še posebej pri nadzemni izvedbi. Pri novogradnjah zato prevladuje podzemna izvedba srednjenapetostnega omrežja, pri rekonstrukcijah nadzemnih vodov pa zamenjava golih vodnikov s polizoliranimi vodniki oziroma samonosnimi kablji. Temeljne razvojne usmeritve distribucijskega operaterja so vlaganja v razvoj sistemov obratovanja omrežij, ki zajema zazankanje srednjenapetostnega omrežja, avtomatizacijo in vodenje, način ozemljevanja nevtralne točke in kabliranje omrežja ter izboljšanje kakovosti napajanja odjemalcev z uvajanjem koncepta pametnih omrežij in naprednega merjenja.

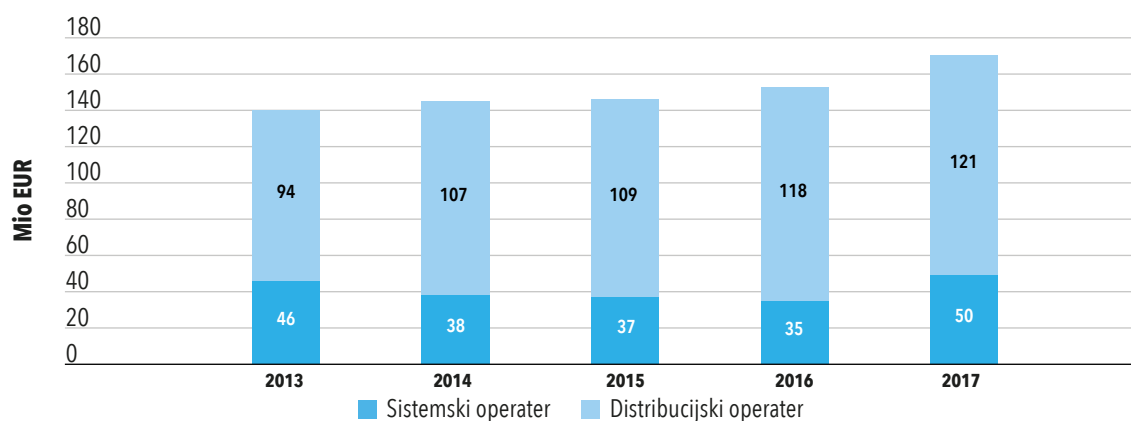
Nadzor nad izvajanjem razvojnih načrtov elektrooperaterjev

Slika 28 prikazuje naložbe obeh elektrooperaterjev v obdobju 2013–2017, pri čemer so zajete tako naložbe v nova sredstva kot tudi rekonstrukcije obstoječih. Obseg naložb distribucijskega operaterja in lastnikov distribucijske infrastrukture je ostal na približno enaki ravni kot v predhodnem letu, opazna pa je znatna rast naložb sistemkega operaterja, vendar še ni dosegla sredstev, načrtovanih v razvojnem načrtu in regulativnem okviru.

1796 mio €
načrtovanih naložb v omrežje
v 10 letih, od tega 1291 mio €
na distribucijskem in 504 mio €
na prenosnem omrežju

171 mio €
naložb v omrežja v letu 2017, od
tega 121 mio € v distribucijska
in 50 mio € v prenosno omrežje

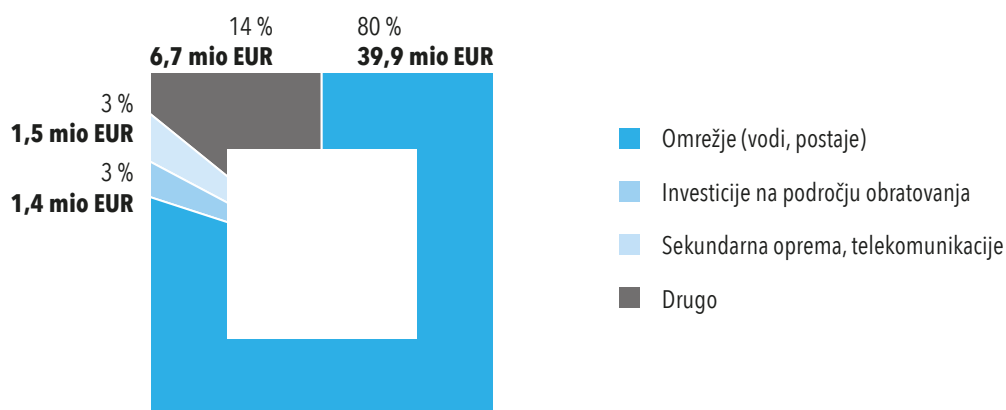
Slika 28: Naložbe sistemkega operaterja in distribucijskega operaterja skupaj



Vira: ELES, SODO

Sistemeski operater je v letu 2017 za naložbe namenil le 57 % sredstev, predvidenih v razvojnem načrtu, oziroma dobrih 75 % sredstev, predvidenih v regulativnem okviru. Od skupaj 50 milijonov evrov je bilo 20,9 milijona evrov namenjenih izgradnji nove elektroenergetske infrastrukture, 22,4 milijona rekonstrukcijam obstoječe ter 6,7 milijona evrov drugim naložbam, med katere sodijo naložbe v poslovne stavbe, vozila in podobno.

Slika 29: Investicije sistemskega operaterja v letu 2017

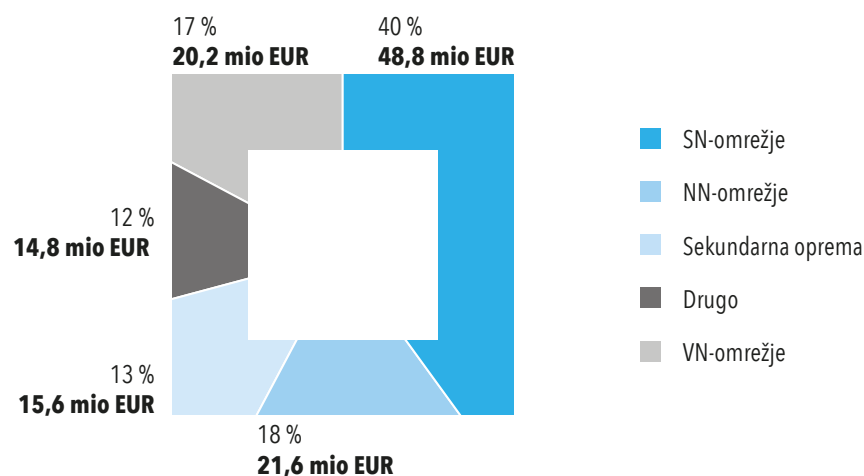


Vir: ELES

Distribucijski operater in lastniki elektrodistribucijskega omrežja so v letu 2017 za naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo namenili 121 milijonov evrov, kar predstavlja skoraj 110 % sredstev, načrtovanih v regulativnem okviru, in je skoraj enako sredstvom, predvidenim v razvojnem načrtu.

Od skupno realiziranih investicij je bilo 53,3 milijona evrov namenjenih za nove investicije, 52,8 milijona za rekonstrukcije in 14,8 milijona evrov za druge poslovno potrebne investicije. Največ sredstev je bilo namenjenih za investicije v SN-omrežja, kjer so v ospredju izgradnja novih SN-kablovodov in zamenjava nadzemnih vodov s podzemnimi s ciljem zagotoviti večjo robustnost in zanesljivost obratovanja v ekstremnih vremenskih razmerah.

Slika 30: Investicije distribucijskega operaterja v letu 2017



Vir: SODO

Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema za električno energijo v Sloveniji ob koncu leta 2017 je prikazan v tabeli 20.

Tabela 20: Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2017

Prenosni sistem

Vodi 400 kV	669 km
Vodi 220 kV	328 km
Vodi 110 kV	1.903 km
RTP VN/VN	27
RP 110 kV, TP 110 kV, ENP 110 kV	4

Distribucijski sistem

Vodi 110 kV	871 km
Vodi 35 kV, 20 kV, 10 kV	17.880 km
Vodi 0,4 kV	46.742 km
RTP 110 kV/SN	92
RTP SN/SN	10
RP SN	85
TP SN/NN	17.601

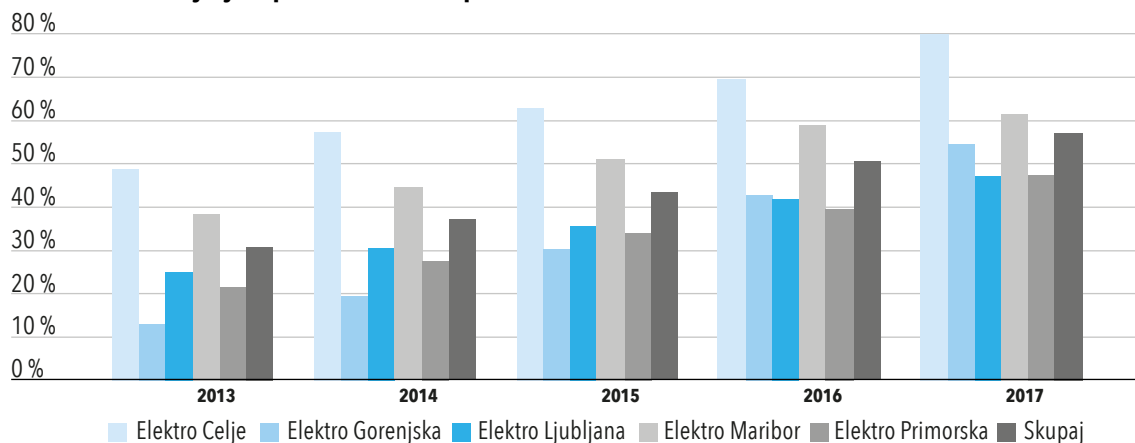
Viri: ELES, SODO, EDP

Razvoj sistema naprednega merjenja v Sloveniji

V Sloveniji intenzivno poteka tudi nameščanje naprednih merilnih naprav. Konec leta 2017 je tako bilo 57 % uporabnikov na distribucijskem sistemu opremljenih z naprednimi merilnimi napravami, 52 % pa jih je bilo dejansko povezanih v daljinski zajem merilnih podatkov. Ti podatki uvrščajo Slovenijo med vodilne evropske države na področju uvajanja naprednega merjenja. Ob nadaljevanju tega trenda se bo Slovenija predvidoma približala cilju iz evropske direktive, da naj bo do leta 2020 80 % uporabnikov opremljenih z naprednimi merilnimi napravami. Razvoj sistema naprednega merjenja obenem precej zamuja za formalnim načrtom na področju zagotavljanja podatkovnih storitev upravičencem, poleg tega pa brez ustreznih sprememb v okviru izvajanja projekta sistem tudi ne bo omogočal izvajanja pričakovanih storitev in ukrepov, ki jih bo zahteval trg z električno energijo v prihodnosti. Posledično to pomeni, da ne bodo zagotovljene pričakovane koristi projekta.

57 %
odjemalcev na distribucijskem sistemu do konca leta 2017 že opremljenih z naprednimi merilnimi napravami

Slika 31: Trend uvajanja naprednih merilnih naprav



Viri: EDP

Razvoj in reguliranje na področju pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij

Na področju elektroenergetskih omrežij je v zadnjih letih opazen hiter razvoj. Vzroki so predvsem v uresničevanju evropske okoljske politike, posledica katere je rast proizvodnje iz obnovljivih virov energije. Elektroenergetsko omrežje prihodnosti bo stroškovno učinkovito in trajnostno, uspešno bo združevalo proizvajalce, odjemalce in subjekte, ki so hkrati eno in drugo. Takšno omrežje bo moralo biti »pametno«, vsebovalo bo sisteme informacijsko-komunikacijske tehnologije in procesne inteligence. Ti sistemi bodo omogočali komunikacijo med elementi omrežja ter procesiranje podatkov v realnem času, s čimer bodo izboljšali delovanje omrežja.

V nadaljevanju so predstavljeni projekti na področju pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij, ki so jih elektrooperaterji izvajali v letu 2017. Agencija je začela namensko spodbujati investicije v pametna omrežja v regulativnem obdobju 2013–2015, svojo politiko pa nadgradila v regulativnem obdobju 2016–2018. Za investicije v pametna omrežja sta bili v letu 2017 na voljo dve vrsti spodbud – za investicijske in pilotne projekte. S ciljem, da tematiko pametnih omrežij čim bolj približa strokovni in širši zainteresirani javnosti, agencija objavlja na svojih spletnih straneh osnovne informacije in možne koristi vseh kvalificiranih projektov, ki jih spodbuja v okviru svoje metodologije reguliranja, prav tako pa izvaja nadzor vseh kvalificiranih pilotnih projektov. Informacije o stanju na področju izvajanja projektov izven sheme spodbud je agencija pridobila neposredno od nosilcev teh projektov.

Investicijski projekti so projekti, ki rešujejo konkretno problematiko na določenem delu omrežja, kot sta na primer problem integracije proizvodnje iz obnovljivih virov ali kakovost napetosti. Agencija je ta področja natančno opredelila in določila tudi spodnjo investicijsko mejo 200.000 evrov kot enega krovnih pogojev, da se projekt lahko uvrsti v shemo spodbud. Drugi ključni pogoj je izkazovanje pozitivnega rezultata študije stroškov in koristi, izdelane na podlagi priporočil Evropske komisije. Projektu, ki se uvrsti v shemo spodbud, se prizna enkratna spodbuda v višini 3 % od neodpisane vrednosti sredstva na dan 31. decembra leta, v katerem je bilo sredstvo v okviru posameznega projekta aktivirano. Vsota spodbud je navzgor omejena z vrednostjo 10 % izkazanih neto koristi celotnega projekta, ki so opredeljene v omenjeni študiji.

V letu 2017 sta bila aktivna dva velika investicijska projekta pametnih omrežij, NEDO in SINCRO.GRID.

NEDO² je projekt slovensko-japonskega sodelovanja in poleg nosilca, to je ELES, na slovenski strani vključuje veliko število deležnikov, zato ga upravičeno imenujemo nacionalni projekt, in je tudi edinstven tovrsten projekt v Evropi. Sorodni projekti v Evropi so osredotočeni na ožje področje ali skupnosti, v našem primeru pa lahko z integriranimi in centralno vodenimi rešitvami v oblaku dejansko govorimo o uvajanju pametnega omrežja na ravni države. Elektrodistribucijska podjetja so vključena v dejavnosti, ki se izvajajo v okviru uvajanja ukrepov na območjih njihovih distribucijskih sistemov. V letu 2017 je bila z japonskimi partnerji usklajena vsebina druge faze projekta. V okviru naprednega vodenja distribucijskega omrežja so načrtovani razvoj in testiranje treh segmentov za povečanje spoznavnosti in vodljivosti, in sicer: a) avtomatsko lociranje okvare, izoliranje okvarjenega segmenta voda ter ponovna vzpostavitev napajanja neokvarjenih delov; b) koordinirana regulacija napetosti na obeh nivojih, 110/20kV in 20/0,4kV, glede na različne optimizacijske kriterije; ter c) preizkus vpliva zmanjšanja obremenitve prek regulacije napetosti kot del sistemske storitve ali storitve lokalne optimizacije za zmanjšanje konic.

Elektro Maribor je v letu 2017 začel izvajati podprojekt Razvoj napredne funkcionalnosti za ocenjevanje največje možne količine razpršene proizvodnje v omrežju, ki zajema: a) avtomatsko obdelavo in uporabo merilnih podatkov na modelu pilotnega omrežja z namenom podpore procesu načrtovanja s poudarkom na vključevanju proizvodnih virov; b) oceno dodatne možne zmogljivosti razpršenih virov; ter c) analizo tehničnih in netehničnih izgub. Izvedeni sta bili analiza stanja in priprava ustreznih vhodnih podatkov (določitev pilotnega omrežja, modeliranje omrežja, priprava osnovnih vmesnikov, funkcijsko-tehnične specifikacije rešitve).

35 mio €

znaša vrednost celotnega projekta NEDO

² <https://www.eles.si/projekt-nedo>

SINCRO.GRID³ je projekt evropskega pomena, ki se izvaja na območju Slovenije in Hrvaške. V projektu sodelujejo slovenski in hrvaški sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja, ELES in HOPS, ter sistemska operaterja distribucijskega omrežja obeh držav, SODO in HEP ODS. Projekt, ki ga vodi ELES, je v študijski fazi, v okviru katere so potekali priprave tehničnih specifikacij ter začetek izdelave projektne in razpisne dokumentacije za dobavo in montažo opreme. Projekt je bil predstavljen občinskim svetom občin, v katerih bo postavljena oprema. V Sloveniji so načrtovani: vgradnja statičnih kompenzatorjev z regulacijskim obsegom +/- 150 Mvar v RTP Beričevo, RTP Divača in RTP Cirkovce, vgradnja dveh regulacijskih dušilk velikosti -150 Mvar in -200 Mvar ter vgradnja kondenzatorske enote z močjo +150 Mvar v RTP Divača in namestitvev dveh baterijskih hranilnikov električne energije z močjo 5 MW v RTP Okroglo in RTP Pekre. Hkrati bo vpeljan sistem za ugotavljanje mej obratovanja, kjer načrtujejo: namestitev strojne in programske opreme v podatkovnih centrih, namestitev merilnikov atmosferskih spremenljivk na daljnovidne stebre ter nadgradnjo programske opreme sistema SUMO⁴ (sistem za dinamično termično ocenjevanje zmogljivosti prenosnega elektroenergetskega sistema), kar bo omogočilo boljše izkoriščenost obstoječih daljnovodov in transformatorjev. V letu 2017 se je začelo vzpostavljanje čezmejnega virtualnega centra vodenja, ki bo omogočal ustrezno izmenjavo podatkov, upravljanje virov jalove moči z namenom optimizacije napetosti in zmanjšanja izgub v elektroenergetskem omrežju Slovenije in Hrvaške ter vključitev razpršenih virov v storitve avtomatske regulacije frekvence.

88 mio €
je vrednost projekta
SINCRO.GRID

Na področju raziskovalnih aktivnosti elektrooperaterjev je v letu 2017 treba izpostaviti projekt FUTUREFLOW⁵, ki ga vodi ELES in katerega cilj je vključitev naprednih odjemalcev v zagotavljanje sekundarne regulacije frekvence in združevanje trgov prožnosti. Projekt se izvaja v okviru programa Horizon 2020. Projektni partnerji raziskujejo nove rešitve za izravnavo elektroenergetskega sistema in upravljanje pretokov v evropskem elektroenergetskem omrežju. Razvijata se platforma za združevanje virov prožnosti in platforma za regionalno izmenjavo virov prožnosti. Elektro Ljubljana sodeluje pri definiciji in izboru demonstracij in na koncu še pri nameščanju komunikacijskih vmesnikov pri odjemalcih. V letu 2017 so potekali oblikovanje tržnega modela čezmejne izmenjave izravnalne energije, usklajenega s kodeksi omrežja, izdelava specifikacij, arhitekturne rešitve in razvoj demonstracijskega okolja, v katerem se bodo izvajali pilotni testi, ter identificiranje primernih naprednih odjemalcev in dogovarjanje za sodelovanje v projektu.

Razen tega je bilo v letu 2017 aktivnih več raziskovalno-inovacijskih projektov, v katerih sodelujejo ELES in elektrodistribucijska podjetja. Dejavnosti se izvajajo večinoma tako v okviru programov FP7 in Horizon 2020 kot tudi v okviru drugih partnerskih projektov.

ELES sodeluje tudi v projektu MIGRATE⁶, kjer se člani konzorcija ukvarjajo s problematiko prihodnjega elektroenergetskega sistema, v katerem bo znaten delež proizvodnih obnovljivih virov priključen na omrežje prek naprav močnostne elektronike. Pripravljen je bil javni dokument, ki povzema in obravnava kakovost električne energije in vire povzročanja motenj v omrežju z velikim številom naprav močnostne elektronike. Izvedeni sta bili dve delavnici za deležnike. V sklopu projekta TDX-ASSIST⁷ je načrtovana vzpostavitev demonstracijskega poligona za testiranje interoperabilnosti, v katerega bosta vključena ELES in Elektro Gorenjska. Pripravljen je bilo poročilo in opravljen pregled trenutnega evropskega stanja tehničnega razvoja interoperabilnosti med sistemskimi operaterji prenosnega in distribucijskega sistema po obstoječih evropskih in mednarodnih regulativnih standardih ter protokolih. Cilj projekta BIOENERGYTRAIN⁸, v katerem sodeluje ELES, je ustvariti nove študijske programe na podiplomski ravni s poudarkom na obnovljivih virih energije ter zagotavljanju visoko usposobljene in inovativne delovne sile na tem področju. Izdelana in akreditirana sta bila dva nova podiplomska študijska programa. Na Tehniški univerzi v avstrijskem Gradcu se bo izvajal program inženiringa biorafinerij, na Univerzi Twente na Nizozemskem pa management vrednostnih verig bioloških virov energije. ELES sodeluje tudi v projektu DEFENDER, ki je vsebinsko obravnavan v poglavju o kibernetiki varnosti.

³ <http://www.sincrogrid.eu/>

⁴ <https://www.agen-rs.si/documents/10926/102421/Projekt-SUMO/295786f7-8143-4c06-b6ab-bd0d0051edc6>

⁵ <http://www.futureflow.eu/>

⁶ <https://www.h2020-migrate.eu/>

⁷ <http://www.tdx-assist.eu/>

⁸ <http://www.bioenergytrain.eu/>

Projekt SUNSEED⁹ se je sklenil v letu 2017. Vodil ga je Telekom Slovenije, Elektro Primorska pa je bila zadolžen za izvedbo testnega poligona in postavitve primerov uporabe. Dejavnosti so vključevale testiranje merilnikov fazorjev napetosti za izvajanje meritev v realnem času kot podpora večji spoznavnosti omrežja (ocenjevalnik stanja). Elektro Primorska je začel izvajati tudi dejavnosti v projektu 3SMART¹⁰, katerega cilj je zagotoviti tehnološke in zakonodajne podlage za navzkrižno energetska upravljanje stavb, energetskih omrežij in večjih občinskih infrastruktur v Podonavju, sistem pa pilotno uporabiti in testirati na petih lokacijah v petih različnih državah v podonavski regiji. Elektro Primorska je zadolžen za modul za upravljanje energije v omrežju¹¹ in izvedbo pilotnega projekta v Idriji.

V okviru projekta STORY¹² bo v distribucijskem omrežju Elektra Gorenjska izvedena instalacija večjega modernega hranilnika električne energije, ki bo z ustrezno integracijo v sisteme vodenja zagotavljal vse pomembnejše funkcionalnosti iz nabora pametnih omrežij. Predvideni sta dve demonstraciji uporabe hranilnika, in sicer na lokaciji TP Suha in na lokaciji podjetja v TP Elektro. Hranilnik bo voden z naprednim krmilno-procesnim sistemom, ki bo zagotavljal optimalno izbiro režima delovanja glede na trenutni odjem

iz omrežja in proizvodnjo električne energije v sončnih elektrarnah. V okviru projektnih ciljev so predvideni izvedba zniževanja in prerazporejanja koničnih obremenitev, kompenzacija jalove energije in zagotavljanje systemske storitve terciarne regulacije frekvence. V letu 2017 so bile izvedene dejavnosti priprave modelov omrežja, simulacij kontrolnih algoritmov, izdelave koncepta vodenja in priprave opreme za priključitev hranilnika v distribucijski sistem.

Projekt HYBRID-VPP4DSO¹³, pri katerem je sodeloval Elektro Ljubljana, se je v letu 2017 zaključil. Dejavnosti so obravnavale aktivno upravljanje bremen in proizvodnje iz obnovljivih virov energije v distribucijskem omrežju. Ekonomsko se je ovrednotila hibridna virtualna elektrarna, ki je primarno omogočila prilagajanje uporabnikov glede na potrebe in zahteve operaterja distribucijskega

sistema, sekundarno pa glede na potrebe trga. Rezultati projekta kažejo, da je investicija v virtualno elektrarno upravičena, še zlasti v razmerah povečanega deleža razpršenih virov proizvodnje. Elektro Ljubljana je v letu 2017 začel dejavnosti v treh projektih. Projekt INTEGRID¹⁴ obravnava demonstracijo tehnologije, ki omogoča vzpostavitev rešitev za interaktivni trg med vsemi deležniki v energetskem prostoru. Elektro Ljubljana je osredotočen tako na pridobitev poslovnih modelov ter storitev na podlagi prilagajanja odjema za potrebe distribucijskega podjetja kot tudi na primerjavo pilotnih projektov na različnih segmentih odjemalcev in nivojih omrežja. V projektu FLEXITRANSTORE¹⁵ bo Elektro Ljubljana na svojem SN-omrežju na izbranem daljnovodu namestil DLR¹⁶ senzorje, s katerimi bo mogoče preprečiti nastanek žledu. Preizkusili bodo uporabnost sistema spremljanja in ocenjevanja razmer v realnem času (temperatura, vremenske razmere, povos, nateznost, obremenitev). Elektro Ljubljana in ELES sodelujeta tudi v projektu Aktivni odjemalec¹⁷, ki deluje pod vodstvom GEN-I. Cilj projekta je razvoj in demonstracija sistema, ki z uvedbo naprednih storitev prilagajanja odjema porabnikov in proizvodnje malih razpršenih proizvodnih naprav (sončne elektrarne) omogoča vključitev malih aktivnih uporabnikov na trge z električno energijo in systemskimi storitvami. Najpomembnejše funkcije se bodo izvajale na ravni agregatorja, ki bo na podlagi vseh prejetih podatkov izračunaval individualno in skupno razpoložljivo prožnost ter se odločal o njeni aktivaciji. Elektro Ljubljana bo ugotavljal vpliv aktivacij na izbranem demonstracijskem delu omrežja. Koordiniranje systemskih storitev v distribucijskem omrežju bo potekalo v sodelovanju z ELES. Za ELES je projekt Aktivni odjemalec zanimiv tudi zaradi vsebinske navezave s projektom NEDO – s primerjavo dveh tehničnih rešitev vključevanja malega odjema in z agregiranjem malega odjema iz projekta s preostalim prožnim odjemom projekta NEDO, ki bo potencialno na voljo v drugi fazi tega projekta.

Več kot **100**
partnerjev sodeluje
s slovenskimi elektrooperaterji
v aktualnih evropskih
raziskovalnih projektih

⁹ <http://sunseed-fp7.eu/>

¹⁰ <http://www.interreg-danube.eu/approved-projects/3smart>

¹¹ Grid-side EMS module

¹² <http://horizon2020-story.eu/>

¹³ <http://www.hybridvpp4dso.eu/>

¹⁴ <https://integrid-h2020.eu/>

¹⁵ <http://www.flexitranstore.eu/>

¹⁶ Dynamic Line Rating

¹⁷ <http://www.gen-i.si/novice-in-mediji/projekt-aktivni-odjemalec/>

Razen že navedenih projektov razvojni načrt distribucijskega omrežja¹⁸ navaja tudi projekt CIM¹⁹, ki je namenjen zagotavljanju učinkovite izmenjave informacij med različnimi inteligentnimi napravami in sistemi, tako znotraj podjetja kot tudi med različnimi podjetji. Primerne metodologije in standardi za referenčno arhitekturo pametnih omrežij so že razviti, manjka le še splošna strategija, kako postopoma doseči zadovoljivo raven integracije sistemov IT v evropskih distribucijskih podjetjih. Slovenska elektrodistribucijska podjetja pri določenih dejavnostih že uporabljajo integracijsko platformo CIM.

Elektro Celje in Elektro Maribor sta v letu 2017, sicer v ločenih pilotnih projektih Flex4Grid²⁰ in Izravnava konic/prilagajanje odjema na področju RTP Breg²¹, raziskovala učinkovitost aktivnega vključevanja odjemalcev v programe prilagajanja odjema z uporabo dinamičnega tarifiranja za potrebe zmanjšanja lokalnih koničnih obremenitev v distribucijskem sistemu. Projekta sta podrobneje predstavljena v nadaljevanju v okviru študijskega primera. Namen pilotnih projektov je odgovoriti na ključna razvojna vprašanja pametnih omrežij in praktično dokazati, da je določeno rešitev mogoče uspešno uporabiti v rednem delovanju. V shemo spodbud za pilotne projekte so se v letu 2017 lahko uvrstili le projekti distribucijskega sistema. Spodbudo v regulativnem obdobju 2016–2018 predstavlja posebna dinamična omrežninska tarifa (kritična konična tarifa), ki je namenjena projektom na področju prilagajanja odjema. Gre za izvedbeno spodbudo, namenjeno odpravi regulativnih ovir za izvajanje inovativnih ukrepov, ki jih obstoječa sistemska ureditev obračuna omrežnine ne omogoča. Oba pilotna projekta temeljita na uvedbi kritične konične tarife za omrežnino, ki se uvede v času, ko bo omrežje najbolj obremenjeno. Ta tarifa je občutno višja od drugih tarifnih postavk. Odjemalci so o nastopu te tarife pravočasno obveščeni in se nanjo predvidoma prilagodijo tako, da občutno zmanjšajo svoj odjem. S tem pomagajo razbremenjevati omrežje takrat, ko je to najbolj obremenjeno, in tako pripomorejo k znižanju najvišje konične moči sistema. Ta je ključna za načrtovanje omrežja, kar pomeni, da bi se lahko naložbe v širitev omrežja prestavile v prihodnost. V nadaljevanju v študiji primera objavljamo rezultate preliminarnih analiz, saj bodo sklepne ugotovitve na voljo ob koncu leta 2018, ko se bosta projekta zaključila.

14

projektov se izvaja v okviru mednarodnih, dva pa v okviru slovenskih partnerstev

¹⁸ https://www.sodo.si/_files/5203/RN_2017_2026_SODO_dopolnitev_junij_2017.pdf

¹⁹ Common Information Model

²⁰ <https://www.elektro-celje.si/si/flex4grid>

²¹ <https://premakni-porabo.si/>

ŠTUDIJA PRIMERA: Učinkovitost aktivnega vključevanja odjemalcev v programe prilagajanja odjema z uporabo dinamičnega tarifiranja

Na področju spodbujanja naložb v pametna omrežja je agencija v regulativnem obdobju 2016–2018 podprla testiranje učinkovitosti aktivnega vključevanja odjemalcev v programe prilagajanja odjema z uporabo dinamičnega tarifiranja. Predvidena je bila uporaba kritične konične tarife (KKT), ki je namenjena dinamični preusmeritvi končnih odjemalcev z obremenjevanja sistema v času konic na čas zunaj konic.

Za potrebe celovitega izvajanja dveh kvalificiranih pilotnih projektov (Flex4Grid in Izravnava konic/prilagajanje odjema na področju RTP Breg, ki je javnosti poznan kot projekt Premakni porabo) je bil omogočen obračun omrežnine za distribucijski sistem na podlagi pilotne KKT iz 123. člena Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 66/15, 105/15, 61/16). Minimalno obdobje obračuna omrežnine po pilotni tarifi je eno leto. Distribucijski operater v sodelovanju z elektrodistribucijskim podjetjem o nastopu in času trajanja KKT obvesti končnega odjemalca najmanj 24 ur vnaprej, informacijo pa istočasno objavi na spletni strani. Število ur KKT v koledarskem letu je omejeno na 50.

V obravnavanih projektih so odjemalci sodelovali tako, da so sami ročno ali prek dodatne opreme²² svojo porabo prilagajali zahtevam operaterja.

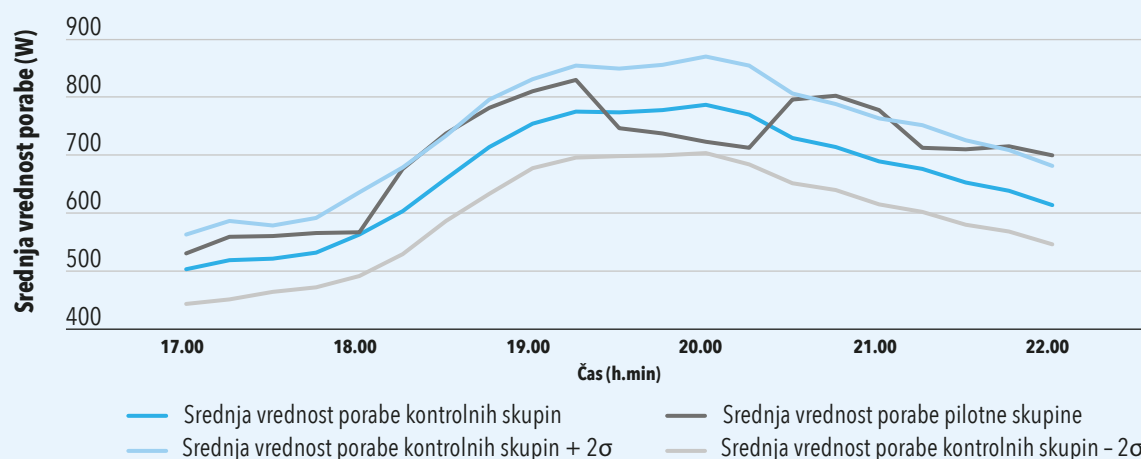
44 W

na gospodinjstvo oziroma merilno mesto je znašala povprečna prožnost v času kritičnega koničnega dogodka

Projekt Flex4Grid je evropski razvojni projekt in se osredotoča na razvoj odprtega tehnološkega sistema za upravljanje podatkov in zagotavljanje storitev, ki bodo omogočale upravljanje prožnosti. V pilotne aktivnosti prilagajanja odjema je vključena družba Elektro Celje.

V nadaljevanju je opisan primer kritičnega koničnega dogodka, ki je bil napovedan za 19. oktober 2017. Napovedi za dogodek so bile pripravljene dan prej, v ponedeljek dopoldne. Slika 32 prikazuje porabo električne energije za 782 odjemalcev, ki so prostovoljno vključeni v pilotni projekt. Temno siva črta predstavlja povprečno porabo električne energije odjemalcev na časovni interval, s temnejšo modro črto pa je prikazana srednja vrednost porabe električne energije kontrolnih skupin²³. Svetlo modra in svetlo siva črta predstavljata odstopanje dveh standardnih deviacij od povprečja, tako da je v ta interval vključeno 95 % vseh srednjih vrednosti kontrolnih skupin. Slika kaže, da se obnašanje povprečja skupine pilotnih odjemalcev razlikuje od obnašanja povprečja kontrolnih skupin. Pilotni odjemalci so zmanjšali porabo električne energije ob 19.15 in jo ponovno povečali po končanem kritičnem dogodku. Povprečna prožnost, zagotovljena v času kritičnega koničnega dogodka, je znašala 44 W na gospodinjstvo oziroma merilno mesto.

Slika 32: Srednja vrednost porabe električne energije pilotnih odjemalcev Elektro Celje 19. oktobra 2017, dogodek KKT med 19.15 in 20.15, v primerjavi z enako velikimi, naključno izbranimi kontrolnimi skupinami



Vir: Elektro Celje

²² V okviru projekta »Flex4Grid« 150 odjemalcev sodeluje v oddaljenem upravljanju s porabo, medtem ko v okviru projekta »Izravnava konic / prilagajanje odjema na področju RTP Breg« 100 odjemalcev sodeluje v oddaljenem upravljanju s porabo. Prikazani rezultati niso segmentirani po načinu sodelovanja odjemalcev.

²³ Kontrolna skupina je naključno vzorčena skupina odjemalcev Elektro Celje iz populacije, ki pripada isti skupini transformatorskih postaj kot pilotna skupina, ob enaki razporeditvi glede postaj, brez pilotnih odjemalcev. Velikost populacije je večja od 11.000 odjemalcev. Velikost vsake kontrolne skupine je enaka velikosti pilotne skupine. Temnejša modra črta predstavlja srednjo vrednost 100 srednjih vrednosti kontrolnih skupin za vsak predstavljeni časovni interval.

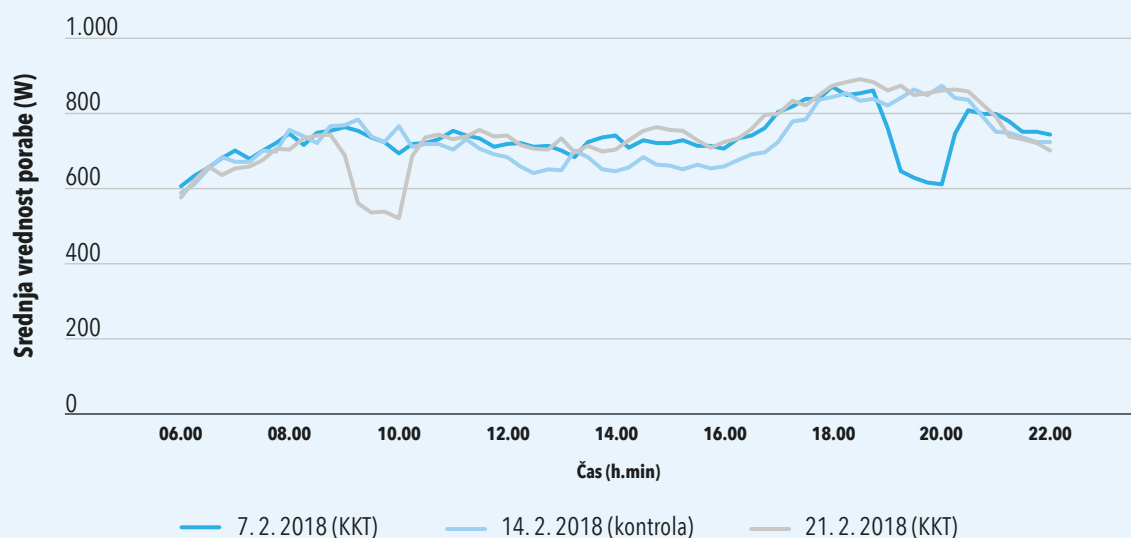
Projekt Izravnava konic/prilagajanje odjema na področju RTP Breg oziroma Premakni porabo se izvaja na distribucijskem območju Elektro Maribor okviru sporazuma NEDO, obsežnega partnerskega projekta na področju pametnih omrežij, v katerem sodelujejo podjetja in institucije iz Slovenije in Japonske.

V nadaljevanju je opisan primer izvedbe dveh aktivacij KKT pri Elektru Maribor. KKT je bila napovedana za sredo, 7. februarja 2018, med 18. in 19. uro ter v sredo, 21. februarja 2018 med 9. in 10. uro, pri tem pa kontrolni dan predstavlja sredo, 14. februarja 2018. Odjemalci so bili prek SMS-sporočil in e-pošte obveščeni 24 ur pred dogodkom in ponovno naslednji dan 15 minut pred dogodkom. Odziv odjemalcev na nastop KKT je razviden s slike 33 in se ocenjuje kot zelo dober, saj se je obremenitev znižala za 30 %. Urna vzpostavitev KKT prav tako ni povzročila nove maksimalne obremenitve pred ali po nastopu KKT.

30 %
manjša obremenitev
v času KKT

Slika prikazuje potek dnevne obremenitve na dan aktivacij (7. februar 2018, temnejša modra črta, in 21. februar 2018, siva črta) v primerjavi s kontrolnim dnevom brez aktivacije (14. februar 2018, svetlo modra črta). Pri tem gre za agregirane podatke vseh 827 odjemalcev, prostovoljno vključenih v projekt, kar predstavlja 12 % merilnih mest, ki ustrezajo tehničnim in zakonskim zahtevam na obravnavanem območju.

Slika 33: Potek dnevne obremenitve pilotnih odjemalcev Elektro Maribor na dan aktivacij (7. in 21. februar 2018) v primerjavi s kontrolnim dnevom (14. februar 2018)



Vir: Elektro Maribor

Začetni rezultati obeh obravnavanih projektov so zelo spodbudni. Šele podrobnejše analize vseh aktivacij v predvidenem minimalno enoletnem obdobju obračuna KKT, segmentiranih po načinu prilagajanja odjemalcev, pa bodo dale dokončne ugotovitve glede učinkovitosti pilotnih ukrepov. Agencija v okviru nadzora spremlja izvajanje projektov ter bo rezultate in izsledke upoštevala pri snovanju ukrepov pilotnih projektov in spodbud v novem aktu o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje.

Kibernetska varnost elektroenergetskega sistema

Agencija kot regulator slovenskega energetskega trga potrjuje naložbene načrte elektrooperaterjev in operaterjev sistemov zemeljskega plina ter nadzira izvajanje nalog GJS v okviru zagotavljanja zanesljivosti oskrbe. V tem okviru spremlja tudi investicije v kibernetsko varnost in razvojne vidike na tem področju. Poleg tega izvaja potrebne dejavnosti za zagotavljanje kibernetske varnosti lastne infrastrukture.

Agencija je organizirala dve posvetovanji Slovenskega energetskega varnostnega foruma s ciljem usmerjati deležnike k učinkovitemu upravljanju kibernetske varnosti

Zaradi pomembnosti tega segmenta investicij agencija ozavešča deležnike in spremlja njihove dejavnosti z vidika stroškovne učinkovitosti ter nadaljuje z organizacijo polletnih srečanj Slovenskega energetskega varnostnega foruma (SEVF). V okviru SEVF se vzpostavlja strokovni dialog na področju kibernetske oziroma informacijske varnosti z izvajalci gospodarske javne službe v energetskem sektorju, državnimi organi in evropskimi institucijami (SI-CERT, Uprava RS za informacijsko varnost, Ministrstvo za javno upravo – Direktorat za informacijsko družbo, ACER ...).

Skladno s priporočili ameriškega združenja regulativnih organov NARUC je agencija izvajala dodatne dejavnosti, namenjene ozaveščanju izvajalcev gospodarskih javnih služb v energetskem sektorju.

Organizirala je dve posvetovanji SEVF, prvo marca in drugo oktobra, na katerih so obravnavali naslednje teme:

- energetski sektor in kibernetska/informacijska varnost – pregled stanja;
- smernice za kibernetsko varnost: agencija je skladno s standardi in priporočili dobre prakse pripravila nabor minimalnih kontrol za informacijsko varnost poslovne in procesne informatike;
- pametni števcji in pametna omrežja: priporočila za vrednotenje tehnologij in analizo stanja. Agencija je deležnikom predstavila smernice za analizo in vrednotenje²⁴ ter pripravila vprašalnik, ki skladno s temi priporočili naslavlja vidike kibernetske varnosti naprednega sistema merjenja;
- Direktiva 2016/1148 o ukrepih za visoko skupno raven varnosti omrežij in informacijskih sistemov v Uniji (NIS) in Uredba 2016/679 o varstvu posameznikov pri obdelavi osebnih podatkov in o prostem pretoku takih podatkov (GDPR): deležniki so se seznanili s prenosom direktive v nacionalno zakonodajo in vsebino uredbe z roki. Agencija je udeležence seznanila tudi s predlogom zakona o informacijski varnosti, z dejavnostmi Evropske komisije za energetski sektor EU in delom delovne skupine CEER za kibernetsko varnost.

Sistemske operater ELES nadaljuje svoje sodelovanje v evropskem projektu kibernetskega varovanja kritične infrastrukture – Defender²⁵. Cilj projekta je identifikacija tveganj na kritični energetski infrastrukturi in podprtih storitvah ter priprava informacijskega okolja za zgodnje prepoznavanje tveganj in ozaveščanje zaposlenih o ukrepih za njihovo zmanjševanje. Dejavnosti ELES s partnerji se v okviru pilotnega projekta osredotočajo na scenarije, ki bodo uporabljeni za preverjanje, kako je mogoče prepoznati varnostne grožnje, ki jih predstavljajo poskusi vdorov v omrežje s kombinacijo človeškega, kibernetskega in fizičnega dejavnika.

Med dejavnostmi elektrooperaterjev na področju kibernetske/informacijske varnosti v letu 2017 lahko izpostavimo naslednja tehnična in organizacijska področja: varnostni mehanizmi pri integraciji poslovne in procesne informatike, vzpostavljanje varnostnih kontrol za poslovno in procesno informatiko ter zagotavljanje skladnosti s standardi ISO, izboljšanje organizacijske sheme upravljanja kibernetske/informacijske varnosti, izboljšanje robustnosti komunikacijskih povezav pomembnih energetskih vozlišč z varnostnimi mehanizmi in segmentacijo omrežja, monitoring varnostnih dogodkov, zagotavljanje revizijskih sledi, analiza in centralizirano upravljanje, posodobitve robnih ali centralnih varnostnih naprav, izvajanje varnostnih preverjanj, varnost osebnih podatkov, vpeljava testnih okolij za zbiranje in upravljanje masovnih podatkov, ozaveščanje uporabnikov, upravljanje incidentov in upravljanje tveganj.

Agencija je v letu 2017 na podlagi ocene tveganj izvajala dejavnosti v okviru izboljšanja zrelosti implementacij varnostnih kontrol informacijskega sistema in dejavnosti za nadgradnjo funkcionalnosti robnih varnostnih naprav. V ključnem obsegu informacijskega sistema je zagotovila centralizirano zbiranje revizijskih sledi z namenskimi orodjem za spremljanje in analizo. Izvajala je tudi dejavnosti za konsolidacijo varnostnih politik in razširitev obsega njihovega izvajanja ter za spremljanje zrelosti implementacije kontrol kibernetske varnosti.

²⁴ BAT Reference document for the cyber-security and privacy of the 10 minimum functional requirements of the Smart Metering Systems

²⁵ <http://defender-project.eu/pilot-3/>

3.3.3 Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja

3.3.3.1 Določanje omrežnine

Agencija izvaja 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. Pri tem agencija spodbuja stroškovno učinkovitost izvajalcev, zagotavlja trajno in stabilno poslovanje elektrooperaterjev, stabilno okolje za vlagatelje oziroma lastnike ter stabilne in predvidljive razmere za uporabnike sistema.

Z regulativnim okvirom se elektrooperaterjema določi omrežnina, ki zagotavlja pokrivanje stroškov, nujno potrebnih za opravljanje tovrstne dejavnosti. To so stroški delovanja in vzdrževanja, električne energije za izgube v omrežju, sistemskih storitev in amortizacije ter reguliran donos na sredstva in spodbude. Pri določitvi omrežnine agencija upošteva tudi druge prihodke iz opravljanja dejavnosti elektrooperaterja ter presežke in primanjkljaje omrežnine iz prejšnjih let.

Metoda regulirane omrežnine temelji tudi na spodbudah, ki so odvisne od realiziranih upravičenih stroškov, dosežene ravni kakovosti oskrbe, pridobljenih brezplačno prevzetih sredstev, prihrankov pri nabavi sistemskih števecv električne energije in naložb v projekte pametnih omrežij.

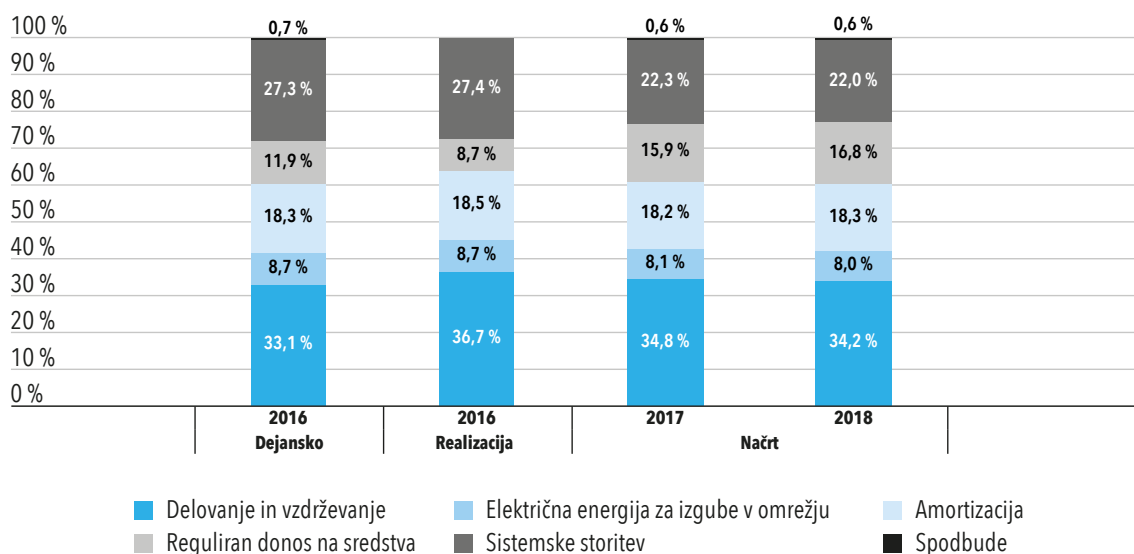
Po preteku posameznega leta regulativnega obdobja se ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira kot razlika med dejanskimi upravičenimi stroški elektrooperaterja in dejanskimi viri za pokrivanje upravičenih stroškov. Dejanski upravičeni stroški elektrooperaterja in dejanski viri za pokrivanje upravičenih stroškov so izračunani na podlagi kriterijev za njihovo določitev. V okviru ugotavljanja odstopanj se preveri tudi upravičenost do spodbud. Agencija izda posebno odločbo, če odstopanja od regulativnega okvira, ki jih ugotavlja elektrooperater, niso izračunana skladno z metodologijo. Odstopanja od regulativnega okvira se odražajo v primanjkljaju ali presežku omrežnine. Metoda regulirane omrežnine pa določa obveznost elektrooperaterja, da mora presežek omrežnine upoštevati kot namenski vir za pokrivanje primanjkljajev omrežnine iz prejšnjih let oziroma upravičenih stroškov naslednjih let. Obenem pa metoda regulirane omrežnine daje elektrooperaterju pravico, da se primanjkljaj omrežnine upošteva pri določitvi omrežnine v naslednjih letih. Če agencija ugotovi, da so znotraj regulativnega obdobja pri poslovanju elektrooperaterja nastale bistvene spremembe, lahko regulativni okvir spremeni že med regulativnim obdobjem.

S 1. januarjem 2016 se je začelo novo triletno regulativno obdobje, ki traja do 31. decembra 2018. Agencija je v letu 2015 izdala Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje. Na podlagi tega akta je v letu 2015 sistemskemu in distribucijskemu operaterju določila regulativni okvir za obdobje 2016–2018 z odločbama, v katerih je določila tudi tarifne postavke za omrežnino.

Po preteku prvega leta tega regulativnega obdobja sta elektrooperaterja na podlagi kriterijev iz akta preračunala načrtovane upravičene stroške v dejanske, torej priznane z regulacijo. Preračun je agencija tudi preverila. Prav tako je na podlagi podatkov iz poslovnih knjig elektrooperaterjev in distribucijskih podjetij izračunala realizirane upravičene stroške.

Slika 34 prikazuje strukturo upravičenih stroškov sistemskega operaterja.

Slika 34: Struktura upravičenih stroškov sistemskega operaterja

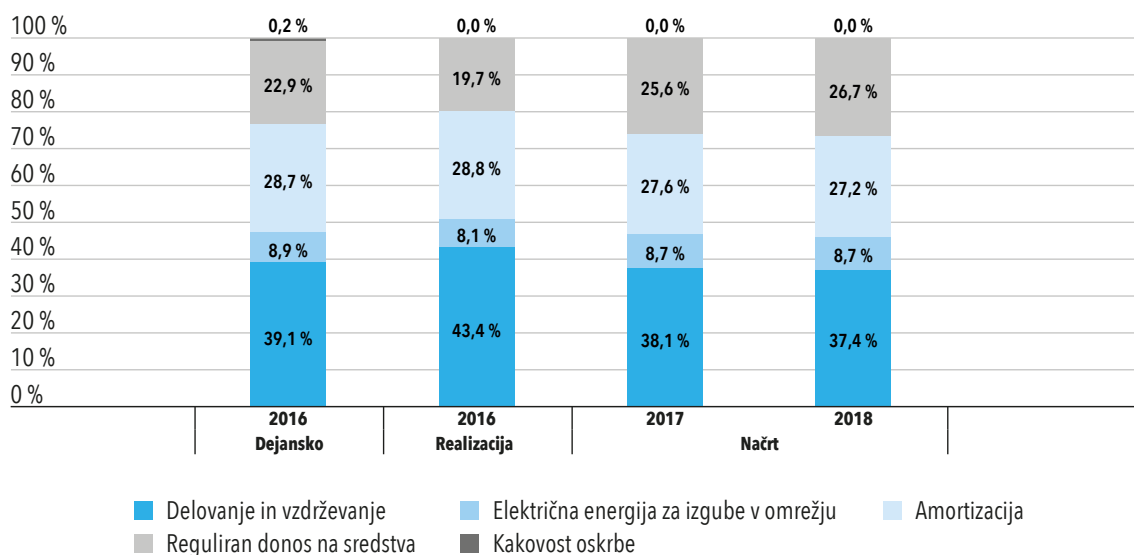


Vir: agencija

Opomba: v stroške delovanja in vzdrževanja sodijo tudi stroški električne energije za izravnavo sistema. Ti stroški zaradi primerljivosti podatkov s prejšnjimi leti na sliki niso zajeti.

Slika 35 prikazuje strukturo upravičenih stroškov za dejavnost distribucijskega operaterja, pri čemer so ti stroški izračunani kot vsota upravičenih stroškov distribucijskih podjetij in distribucijskega operaterja.

Slika 35: Struktura upravičenih stroškov distribucijskega operaterja



Vir: agencija

V splošnem pa je treba dodati, da na višino realiziranega reguliranega donosa vplivajo tudi spodbude, spremembe na področju virov za pokrivanje upravičenih stroškov ter evidentiranje presežkov in primanjkljajev omrežnine v poslovnih knjigah. To velja tako za sistemskega kot za distribucijskega operaterja.

3.3.3.2 Obračunavanje omrežnine

Za obračunavanje omrežnine agencija uporablja netransakcijsko metodo poštno znamke, kar pomeni uporabo sistema enotnih tarifnih postavk za obračunavanje omrežnine na celotnem območju Slovenije v okviru posamezne odjemne skupine. Za izračun tarifnih postavk omrežnine se načrtovana zneska omrežnine za prenosni in distribucijski sistem obravnavata kot strošek sistema, ki se razdeli po napetostnih nivojih, na katere so priključeni odjemalci. Za zagotovitev učinkovite in racionalne rabe omrežja se uporablja binomni način obračuna omrežnine, to je na doseženo obračunsko moč in prevzeto električno energijo. Ta omogoča prilagajanje odjema v času, ko je sistem bolj obremenjen. Odjemalci lahko z zmanjšanjem maksimalne moči pomembno vplivajo na višino omrežnine in s tem pripomorejo k zanesljivi oskrbi.

Metoda obračunavanja se v dosedanjih regulativnih obdobjih ni spreminjala, saj se s tem ohranja predvidljivost pri odjemalcih.

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.

Elektrooperater uvrsti končnega odjemalca v odjemno skupino glede na napetostni nivo (VN, SN, NN), način priključitve (zbiralka, izvod), režim obratovanja (obratovalne ure) in vrsto odjema. Pri končnih odjemalcih z merjeno močjo se tarifne postavke omrežnine za prenosni in distribucijski sistem delijo po sezonah, in sicer na:

- višjo sezono - VS, ki traja od januarja do marca in od oktobra do decembra, in na
- nižjo sezono - NS, ki traja od aprila do septembra.

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

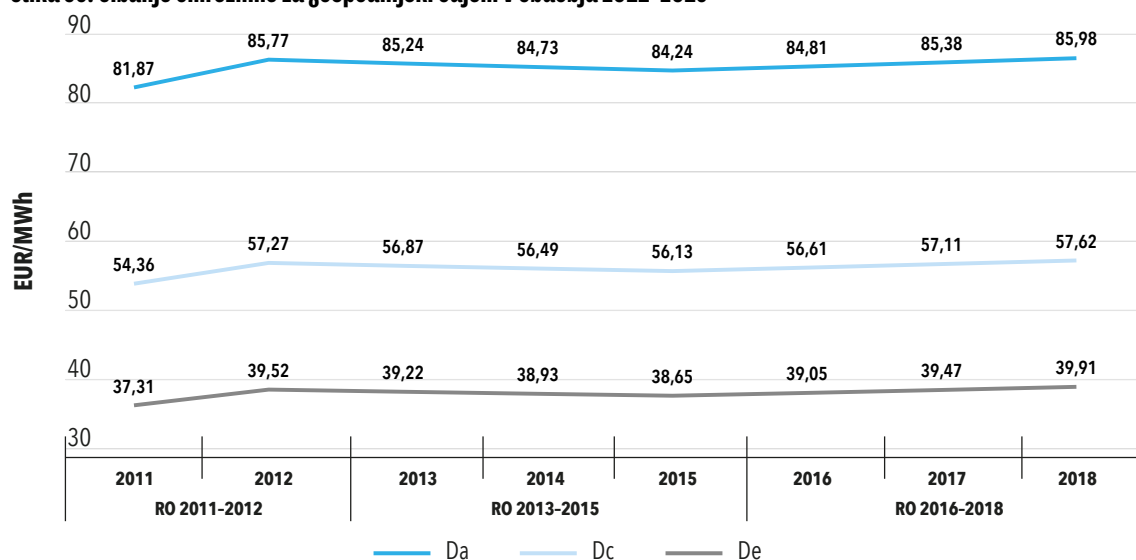
- konične dnevne tarifne postavke v času konične tarife (za končne odjemalce na visoko- in sredjenapetostnem nivoju, ki uporabljajo merilne naprave za evidentiranje 15-minutne konične obremenitve);
- višje dnevne tarifne postavke v času višje tarife (VT), ki se obračunavajo od ponedeljka do petka med 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.

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

Na slikah 36 in 37 so prikazani gibanje omrežnine v prejšnjih letih (regulativnih okvirih) in za zdaj veljaven regulativni okvir za obdobje 2016–2018 za nekatere značilne gospodinjske in poslovne odjemalce, definirane s standardnimi porabniškimi skupinami z naslednjimi značilnostmi:

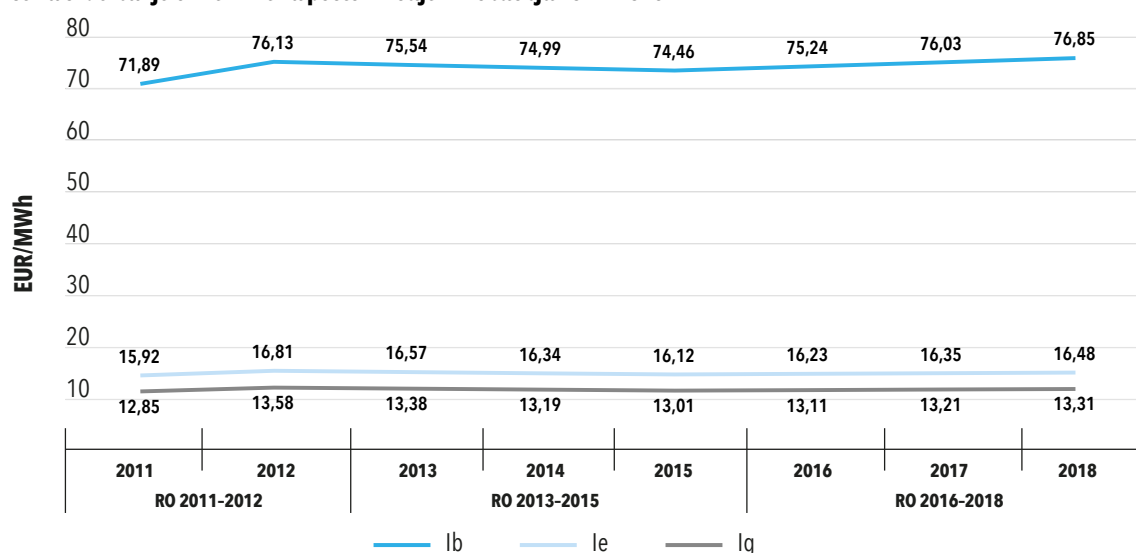
- gospodinjski odjemalec:
 - Da (letna poraba 600 kWh v enotni tarifi - ET, moč 3 kW),
 - Dc (letna poraba 2200 kWh v višji tarifi - VT in 1300 kWh v manjši tarifi - MT, moč 7 kW),
 - De (letna poraba 5000 kWh v višji tarifi - VT in 15.000 kWh v manjši tarifi - MT, moč 10 kW);
- poslovni odjemalec:
 - Ib (moč 50 kW, letna poraba 50 MWh (razmerje tarif VT : MT = 60 : 40), odjemna skupina NN T < 2500 h, povprečje sezon),
 - Ie (moč 500 kW, letna poraba 2 GWh (razmerje tarif VT : MT = 55 : 45), odjemna skupina SN T ≥ 2500 h, povprečje sezon) in
 - Ig (moč 4 MW, letna poraba 24 GWh (razmerje tarif VT : MT = 55 : 45), odjemna skupina SN T ≥ 2500 h, povprečje sezon).

Slika 36: Gibanje omrežnine za gospodinjiski odjem v obdobju 2011–2018



Vir: agencija

Slika 37: Gibanje omrežnine za poslovni odjem v obdobju 2011–2018



Vir: agencija

Po rasti omrežnine iz regulativnega okvira za obdobje 2011–2012 je sledilo obdobje postopnega zniževanja omrežnine v regulativnem okviru za obdobje 2013–2015. Ob upoštevanju kriterijev za določitev in način izračuna elementov regulativnega okvira za obdobje 2016–2018 je predvidena ponovna rast omrežnine.

3.3.4 Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti

Znotraj slovenskega prenosnega sistema nimamo omejitev pri dostopu do omrežja. To pomeni, da lahko vsak član slovenske bilančne sheme dostopa do prenosnega sistema in lahko med poljubnima točkama sistema prenese poljubno količino električne energije. Take razmere pa ne vladajo na mejah slovenskega trgovalnega območja s trgovalnimi območji sosednjih držav. Slovensko trgovalno območje je s povezovalnimi vodi povezano s trgovalnimi območji Avstrije, Italije in Hrvaške. Vodi povezujejo slovenski prenosni sistem s prenosnimi sistemi teh treh držav. Zmogljivosti teh povezav so omejene, zato je treba vzpostaviti postopke za dostop vseh zainteresiranih tržnih udeležencev do njih na nediskriminativen način.

Evropska zakonodaja zahteva, da sistemski operaterji zmogljivosti na omejenih povezavah med posameznimi trgovanjskimi območji, ki so v večini primerov, med katere sodi tudi Slovenija, enaka območjem posameznih držav, dodeljujejo z uporabo tržnih metod. Pri tržnih metodah tržni udeleženci plačajo dostop do medobmočnih prenosnih zmogljivosti (MPZ). Cena, ki jo tržni udeleženci plačajo za dostop do MPZ, odraža razliko v ceni med sosednjima trgovanjskima območjema oziroma državama. Da bi zagotovili enake možnosti za vse udeležence, se za dodeljevanje MPZ uporabljajo dražbe. Ločimo eksplicitne in implicitne dražbe. Pri eksplicitnih se tržni udeleženci potegujejo le za zmogljivosti na čezmejnih povezavah (MW), pri implicitnih dražbah, ki potekajo prek trgovanja na borzah, pa se hkrati z energijo (MWh) potegujejo tudi za prenosne zmogljivosti. Dražbe za dostop do MPZ se praviloma izvajajo na letni, mesečni in dnevni ravni, preostale zmogljivosti pa se dodeljujejo tudi znotraj dneva.

Ciljni model evropskega trga z električno energijo, ki naj bi bil po načrtih v celoti vzpostavljen do leta 2014, predvideva izvajanje dodeljevanja MPZ na letni in mesečni ravni z uporabo eksplicitnih dražb, za dan vnaprej in znotraj dneva pa z uporabo implicitnih dražb. Vse dražbe naj bi potekale koordinirano in prek skupnih dražbenih platform. Koordinacija se začne že na ravni določanja MPZ, ki se praviloma izvaja najprej na letni ravni, nato pa še v časovnem obdobju, ki je čim bližje času dobave. Eksplicitne dražbe na letni in mesečni ravni naj bi potekale na enotni vseevropski platformi, implicitno dodeljevanje za dan vnaprej in znotraj dneva pa naj bi potekalo koordinirano z uporabo enotnih evropskih algoritmov spajanja trgov. Ciljni evropski model trga z električno energijo v celoti opredeljujejo smernice za vzpostavitev kodeksov omrežja. V letu 2017 sta veljali Uredba Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti (Uredba 2015/1222), ki pokriva določanje in dodeljevanje 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, ki pokriva določanje in dodeljevanje MPZ za časovna obdobja, daljša od dneva vnaprej. Decembra 2017 je začela veljati tudi Uredba Komisije (EU) 2017/2195 z dne 23. novembra 2017 o določitvi smernic za izravnavo električne energije, ki določa postopke za izvajanje izravnave električne energije, vključno z izmenjavo med različnimi trgovanjskimi območji. V letu 2017 so regulativni organi na vseevropski in regionalni ravni potrjevali različne predloge pogojev in metodologij, ki so jih sistemski operaterji in imenovani operaterji trga z električno energijo (IOTEE) pripravili na podlagi določil uredb 2015/1222 in 2016/1719. Ti predlogi so se nanašali na široko področje določanja, dodeljevanja in uporabe MPZ.

V letu 2017 je dodeljevanje MPZ na mejah slovenskega prenosnega sistema s sosednjimi državami le deloma potekalo v skladu z evropskim ciljnim modelom. Pregled načinov dodeljevanja MPZ po mejah ob koncu leta 2017 prikazuje tabela 21.

Tabela 21: Pregled načinov dodeljevanja medobmočnih prenosnih zmogljivosti (MPZ) ob koncu leta 2017 po mejah

Meja	Obdobje dodeljevanja MPZ	Način dodeljevanja MPZ
Slovensko-italijanska	Letno	Eksplicitne dražbe
	Mesečno	Eksplicitne dražbe
	Dan vnaprej	Vseevropsko spajanje trgov - implicitne dražbe
	Znotraj dneva	Bilateralno spajanje trgov - dopolnilne implicitne dražbe
Slovensko-avstrijska	Letno	Eksplicitne dražbe
	Mesečno	Eksplicitne dražbe
	Dan vnaprej	Vseevropsko spajanje trgov - implicitne dražbe
	Znotraj dneva	Netržno dodeljevanje
Slovensko-hrvaška	Letno	Eksplicitne dražbe
	Mesečno	Eksplicitne dražbe
	Dan vnaprej	Eksplicitne dražbe
	Znotraj dneva	Netržno dodeljevanje

Vir: agencija

Iz tabele je razvidno, da so samo na slovensko-italijanski meji razmere skoraj v celoti skladne s ciljnim evropskim modelom. Ta model za dodeljevanje sicer predvideva dodeljevanje MPZ prek sprotnega trgovanja, vendar Uredba 2015/1222 dopušča tudi tako imenovane dopolnilne regionalne dražbe. Pri tem je treba omeniti, da ciljni model dodeljevanja MPZ znotraj dneva nikjer v Evropi še ni uveden, saj v okviru projekta XBID še vedno poteka razvoj ustreznega algoritma. Najslabša stopnja skladnosti s ciljnim modelom je na slovensko-hrvaški meji, kjer je zagotovljena skladnost le pri letnem in mesečnem dodeljevanju, medtem ko dodeljevanji zmogljivosti za dan vnaprej na eksplicitnih dražbah in znotraj dneva na netržni način nista skladni s tem modelom.

Dodeljevanje MPZ za dan vnaprej na mejah z Avstrijo in Italijo poteka v okviru večregijskega spajanja trgov. Pri tem spajanju kot borza na slovenskem trgovalnem območju sodeluje borza BSP Energetska Borza s sedežem v Ljubljani, ki je bila decembra 2016 v skladu z zahtevami uredbe 2015/1222 določena kot IOTEE za trgovalno območje Slovenije. Borza BSP na slovenskem trgovalnem območju sodeluje tudi pri izvajanju dopolnilnih implicitnih dražb za dodeljevanje zmogljivosti znotraj dneva na slovensko-italijanski meji.

Vse eksplicitne dražbe na slovenskih mejah izvaja dražbena hiša JAO (Joint Allocation Office) s sedežem v Luksemburgu, ki opravlja vlogo skupne evropske platforme za eksplicitno dodeljevanje MPZ, kot to določa Uredba 2016/1719.

Količine dodeljenih MPZ po posameznih mejah in smereh pretoka v letu 2017, skupaj s prihodki od dražb in ceno dodeljene megavatne ure električne energije, prikazuje tabela 22.

Tabela 22: Pregled dodeljenih količin MPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah

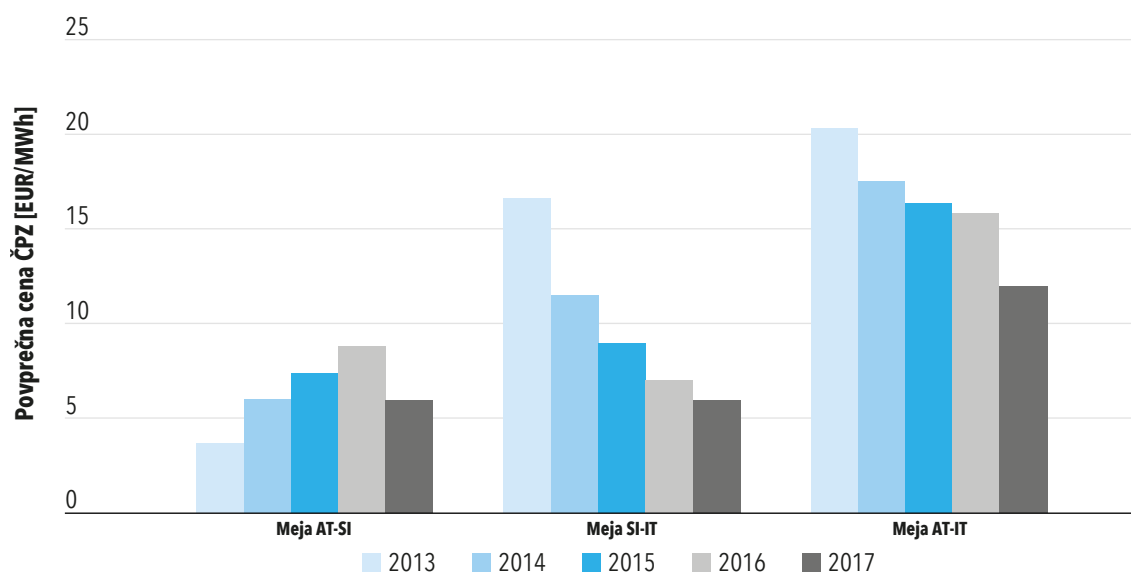
Vir: ELES

Meja	Dodeljeno (MWh)	Bruto prihodek (EUR)	Povprečna cena dodeljenih MPZ (EUR/MWh)	Neto prihodek (EUR)
SI-IT	3.462.766	20.634.907	5,96	7.101.867
IT-SI	2.248.544	3.401.484	1,51	1.089.038
SI-AT	4.935.435	123.870	0,03	2.649
AT-SI	5.578.825	33.289.480	5,97	10.450.876
SI-HR	13.608.296	6.955.605	0,51	3.821.266
HR-SI	16.648.142	412.313	0,02	44.093

V tabeli so prikazani bruto in neto prihodki od dražb. Neto prihodki so bruto prihodki, od katerih so odštet stroški izvedenih dražb za sosednje systemske operaterje, vračila trgovcem zaradi znižanja zmogljivosti in vračila trgovcem, ki so po načelu »uporabi ali prodaj« zmogljivosti, dodeljene na dolgoročnih dražbah, prodali systemskemu operaterju. Ta jih je nato dodelil v okviru spajanja trgov za dan vnaprej. Povprečna cena dodeljenih MPZ za posamezno mejo in smer prenosa so izračunane kot bruto prihodek, deljen s celotno količino dodeljenih MPZ.

Dosežene cene prenosnih zmogljivosti po posameznih mejah odražajo razliko med cenami na različnih trgih. Slovenski trg je vpet med nemško-avstrijski trg, na katerem so cene električne energije najnižje, in italijanski trg, za katerega so značilne visoke cene. Na sosednjem hrvaškem trgu v letu 2017 še ni delovala likvidna borza z električno energijo, zato verodostojne urne cene na tem trgu niso znane. Glede na povprečno doseženo ceno MPZ v obeh smereh prenosa pa lahko sklepamo, da se od slovenskih niso bistveno razlikovale. Zato je bila za trgovce tudi v letu 2017 najbolj zanimiva možnost prodaja električne energije iz Nemčije in Avstrije v Italijo, na kar kažejo tudi vrednosti doseženih povprečnih cen MPZ na posameznih mejah. Na sliki 38 so predstavljeni gibanje cen MPZ iz Avstrije v Slovenijo, iz Slovenije v Italijo in skupna cena MPZ iz Avstrije v Italijo v obdobju 2013-2017.

Slika 38: Gibanje povprečne cene MPZ v smeri iz Avstrije v Italijo v obdobju 2013–2017



Vir: ELES

Na sliki vidimo, da sta se skupna cena MPZ med Avstrijo in Slovenijo ter cena MPZ iz Slovenije v Italijo v obdobju 2013–2017 stalno zmanjševali, medtem ko se je v tem obdobju cena MPZ iz Avstrije v Slovenijo zvišala, v letu 2017 pa se je, kljub povečanju razlike med cenami na avstrijskem in slovenskem trgu, znižala. Za razjasnitev teh gibanj je treba pogledati primerjavo gibanja cen na borzah z doseženimi povprečnimi cenami MPZ.

Tabela 23: Gibanje razlike v cenah na borzah in povprečnih cen MPZ v obdobju 2013–2017

Meja	AT-SI		SI-IT		AT-IT	
	Razlika med cenami na borzah* (EUR/MWh)	Povprečne cene MPZ (EUR/MWh)	Razlika med cenami na borzah (EUR/MWh)	Povprečne cene MPZ (EUR/MWh)	Razlika med cenami na borzah (EUR/MWh)	Povprečne cene MPZ (EUR/MWh)
Leto						
2013	5,40	3,71	18,41	16,61	23,81	20,32
2014	7,66	6,02	9,92	11,51	17,58	17,53
2015	9,78	7,42	11,30	8,93	21,08	16,34
2016	6,64	8,80	7,05	7,00	13,69	15,80
2017	15,33	5,97	4,87	5,96	20,20	11,93

Viri: ELES, spletne strani borz z električno energijo

* Kot cena na avstrijskem trgu je uporabljena cena na nemški borzi EPEX DE

V tabeli 23 je prikazana primerjava razlik med borznimi cenami in doseženimi povprečnimi cenami MPZ na mejah, ki ločujejo posamezna trgovalna območja. Pri primerjavi so uporabljene cene pasovne energije pri trgovanju za dan vnaprej na posameznih borzah, torej povprečne cene v vseh 8760 urnih intervalih trgovanja v letu. Kot referenčne cene na avstrijsko-nemškem trgu so uporabljene cene za trgovalno območje Nemčije in Avstrije na borzi EPEX SPOT. Iz tabele je očitna velika stopnja korelacije med razliko cen na borzah in doseženo ceno MPZ. V letu 2017 pa je prišlo do velike razlike v ceni MPZ med Slovenijo in Avstrijo ter razlikama v cenah na obeh trgovalnih območjih. Podobna razhajanja, kot so se pojavila v letu 2017, so bila značilna do uvedbe spajanja trgov. Dogajanje v letu 2017 lahko pripišemo predvsem dejstvu, da je na slovensko-avstrijski meji večina dolgoročno dodeljenih zmogljivosti tudi nominiranih, kar pomeni, da na tej meji trgovci le redko uporabljajo pravilo »uporabi ali prodaj«. Posledično je ceno zmogljivosti za leto 2017 določala predvsem cena, dosežena na letni dražbi za to mejo, ki je bila izvedena ob koncu leta 2016 in je znašala 6,07 EUR/MWh. Razmere na trgu v letu 2017 pa so povzročile bistveno večjo razliko v cenah med

slovenskim in avstrijsko-nemškimi trgovalnim območjem, ki je v povprečju znašala kar 15,33 EUR/MWh. Te razlike so bile predvsem posledica velikega deleža nepredvidljive proizvodnje iz obnovljivih virov v Nemčiji in Avstriji. Zato so trgovci ocenili, da je za njih ugodneje izkoristiti dolgoročne pogodbe kot tvegati z udeležbo na spajanju trgov za dan vnaprej. Na slovensko-italijanski meji so bile razmere veliko bolj predvidljive tudi zaradi relativno manjšega deleža nepredvidljive proizvodnje na italijanskem trgu. Zato so trgovci na tej meji tudi v letu 2017 uporabljali že nekaj let uveljavljeno prakso, da so veliko večino dolgoročno dodeljenih zmogljivosti prodali sistemskemu operaterju, ki jih je nato dodeljeval v okviru spajanja trgov za dan vnaprej. Posledično je bila na tej meji tudi v letu 2017 le manjša razlika med povprečno razliko med cenami na borzi in povprečno ceno dodeljenih zmogljivosti. Sklepamo lahko, da so bile v povprečni razliki med cenami na posameznih trgih upoštevane tudi ure, ko je bila cena na slovenskem trgu višja kot na enem od sosednjih, in tudi ure, ko sta bili ceni na obeh trgih enaki. V urah enakih cen na slovenskem in sosednjih trgih so bile razpoložljive MPZ v smeri iz sosednjega trgovalnega območja v Slovenijo oziroma iz Slovenije v sosednje trgovalno območje izkoriščene le delno. Obratno pa so bile v primerih, ko je bila cena na sosednjem trgu višja ali nižja, izkoriščene v celoti. To dejstvo lahko pripelje do tega, da je povprečna letna cena MPZ višja od povprečne razlike cen na borzah.

Dostop do MPZ je v praksi sestavljen iz dveh faz. Prva je dodeljevanje pravice njihove uporabe, druga pa potrjevanje dejanske uporabe. Pri eksplicitnih dražbah sta to dva ločena postopka, pri implicitni dražbi (spajanje trgov) pa pridobitev zmogljivosti pomeni tudi hkratno nominacijo, ki jo, vsak pri svojem sistemskem operaterju, izvedeta posrednika med trgoma. Vlogo posrednika na slovenskem trgovalnem območju opravlja sistemski operater. Ko uporabnik omrežja na eksplicitni dražbi pridobi pravico uporabe MPZ, mora v določenem roku prijaviti dejansko uporabo v obliki najave voznega reda, kar imenujemo nominacija. Pridobljeno pravico lahko uporabi v celoti, delno, ali pa je sploh ne uporabi. Za neizkoriščene zmogljivosti, pridobljene na letni ali mesečni dražbi, velja pravilo "uporabi MPZ ali jo prodaš", kar pomeni, da neizkoriščeni delež MPZ sistemski operater proda na naslednji dražbi za krajše obdobje, imetnik MPZ pa dobi neizkoriščen delež plačan po ceni, doseženi na tej dražbi. V letu 2017 je bil največji delež uporabe MPZ na meji iz Avstrije v Slovenijo in iz Slovenije v Italijo. Velik delež izkoriščenosti je tudi v obeh smereh prenosa na meji s Hrvaško, kjer pa so bili prihodki od MPZ relativno majhni zaradi velike količine razpoložljivih MPZ. Relativno visoka izkoriščenost smeri iz Slovenije v Hrvaško je tudi posledica dejstva, da polovica proizvodnje v jedrski elektrarni v Krškem pripada Hrvaški. Izkoriščenost uporabe MPZ za vse meje v obdobju 2013-2017 prikazuje tabela 24.

Tabela 24: Stopnja uporabe MPZ v obdobju 2013-2017

Meja/leto	Stopnja uporabe MPZ (%)				
	2013	2014	2015	2016	2017
SI-IT	96	91	87	79	58
IT-SI	7	9	3	10	20
SI-AT	28	16	12	17	8
AT-SI	75	92	96	89	93
SI-HR	49	58	46	46	58
HR-SI	54	33	36	37	28

Vir: ELES

Primerjava stopnje uporabe MPZ na posameznih mejah kaže, da je bila smer prenosa iz Avstrije čez Slovenijo najbolj zanimiva, zato so bile tudi MPZ v tej smeri najbolj izkoriščene. V primerjavi s prejšnjimi leti se je bistveno zmanjšala zanimivost uporabe slovensko-italijanske meje, kar je bilo predvsem posledica vse večje konvergence med cenami na slovenskem in italijanskem veleprodajnem trgu. Zato je naraščalo število ur v letu, v katerih sta bili ceni na obeh trgih enaki ali pa je bila cena na slovenskem trgu celo višja od cene na italijanskem. Glavni razlog za to je pospešeno nameščanje sončnih elektrarn na ozemlju Italije, predvsem na njenem južnem delu. Vseeno pa delež teh elektrarn na ozemlju Italije še zdaleč ne dosega deleža predvsem vetrnih elektrarn na območju Nemčije in Avstrije, ki za tržne udeležence predstavljajo največjo negotovost. Na stopnjo uporabe MPZ v smeri iz Avstrije na Hrvaško močno vplivajo tudi hidrološke razmere v deželah Zahodnega Balkana. V običajnih razmerah je prevladujoč pretok iz smeri Avstrije proti Hrvaški, v obdobjih ugodnih hidroloških razmer na Balkanskem polotoku pa se smer pretoka obrne.

Posledično se poveča tudi stopnja uporabe MPZ iz Hrvaške v Slovenijo in iz Slovenije v Avstrijo. Ker pa je bilo leto 2017 dokaj sušno, sta se povečali stopnji uporabe MPZ iz Avstrije proti Sloveniji in iz Slovenije v smeri Hrvaške.

3.3.5 Skladnost z zakonodajo

Skladno z Direktivo 2009/72/ES o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo mora agencija izpolnjevati in izvajati vse pravno zavezujoče odločitve ACER in Evropske komisije ter pri sprejemanju odločitev zagotavljati skladnost s smernicami iz te direktive ali Uredbe (ES) št. 714/2009 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije.

V postopku izdaje Soglasij k Pravilom dodeljevanja in uporabe zmogljivosti povezovalnih vodov je agencija preverjala tudi njihovo skladnost s smernicami iz Priloge 1 k Uredbi (ES) št. 714/2009. V letu 2017 je agencija sistemskemu operaterju izdala soglasje k Pravilom za dodeljevanje dolgoročnih zmogljivosti vseh operaterjev prenosnih omrežij skladno z 51. členom Uredbe Komisije (EU) 2016/1719 z dne 26. septembra 2016 o določitvi smernic za terminsko dodeljevanje zmogljivosti in k Pravilom o eksplicitnem dodeljevanju dnevni zmogljivosti na mejah trgovinskih območij AT-CZ, AT-HU, HR-HU, HR-SI, CZ-DE, CZ-PL, PL-SK in PL-DE. Prva pravila se v letu 2018 uporabljajo za eksplicitno dodeljevanje zmogljivosti na letni in mesečni ravni na vseh mejah notranjega trga EU z električno energijo, druga pa le za eksplicitno dodeljevanje zmogljivosti za dan vnaprej na meji med Slovenijo in Hrvaško, saj na njej Slovenija še nima vzpostavljenega spajanja trgov.

V letu 2017 je agencija sodelovala pri potrjevanju predlogov in metodologij, ki jih morajo skladno z Uredbo Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti (v nadaljevanju Uredba 2015/1222) in Uredbo Komisije (EU) 2016/1719 z dne 26. septembra 2016 o določitvi smernic za terminsko dodeljevanje zmogljivosti (v nadaljevanju Uredba 2016/1719) odobriti vsi regulativni organi držav članic EU ali zadevne regije. Tako je v okviru predlogov po Uredbi 2015/1222 agencija izdala štiri soglasja in 11 zahtevkov za spremembe, štiri predloge pa je skupaj z drugimi regulativnimi organi predala v odločanje ACER. Skladno z Uredbo 2016/1719 je agencija izdala soglasja k štirim predlogom, enega pa je skupaj z drugimi regulativnimi organi predala v odločanje ACER.

Agencija je izvajala tudi nadzor nad izvajanjem določb uredb EU s področja notranjega trga z elektriko in ugotavljala, ali elektroenergetska podjetja izpolnjujejo obveznosti, ki izhajajo iz evropske zakonodaje. Posebnih kršitev evropske zakonodaje v letu 2017 ni ugotovila.

Agencija je v letu 2015 izdala odločbo o certificiranju sistema operaterja, vlada pa je sprejela sklep, s katerim je družbo ELES imenovala za sistema operaterja prenosnega sistema z električno energijo. Po podeljenem certifikatu agencija nadzira, ali sistemski operater izpolnjuje zakonske zahteve za certificiranje, obenem pa lahko v posameznih primerih po uradni dolžnosti začne postopek preizkusa pogojev za certifikat. Navedene dejavnosti je izvajala tudi v letu 2017 in pri tem ni ugotovila nobenih kršitev.

Pri nadzoru nad izvajanjem določb uredb EU s področja notranjega trga z elektriko agencija ni ugotovila kršitev evropske zakonodaje

3.4 Spodbujanje konkurence

Agencija spremlja razvoj na področju cen (vplivni faktorji na cene, gibanje cen, vpliv likvidnosti na cene in podobno), preglednost delovanja trga (na primer dostop do informacij o cenah, izvajanje uredbe o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga) ter učinkovitost trga (odprtost in konkurenčnost). Na podlagi analiz stanja izvaja ustrezne ukrepe v okviru svojih pristojnosti s ciljem sprotnega odpravljanja ovir za razvoj konkurence. S takšnim spodbujanjem konkurence se zagotavlja krepitev trga, kar koristi končnim odjemalcem električne energije.

3.4.1 Veleprodajni trg

Na veleprodajnem trgu proizvajalci, trgovci in dobavitelji električne energije med sabo prodajajo in kupujejo električno energijo. Pri tem sklepajo zaprte pogodbe, pri katerih so količine in časovni potek dobave pogodbenih količin električne energije vnaprej določeni, cena pa ni odvisna od dejanske realizacije pogodb. Udeleženci lahko posle sklepajo bilateralno ali na energetskih borzah v Sloveniji in tujini. Na borzah se lahko trguje z energijo za dan vnaprej, znotraj dneva in za namene izravnave sistema. Lahko se trguje tudi s terminskimi produkti, ki praviloma pokrivajo daljša časovna obdobja od trgovanja za dan vnaprej.

Dejavnost energetske borze z električno energijo v Sloveniji izvaja družba BSP Energetska Borza, d.o.o (v nadaljevanju BSP SouthPool). Ta borza ponuja trgovanje za dan vnaprej in znotraj dneva. Trgovanje za dan vnaprej, ki poteka v obliki avkcijskega trgovanja, je z mejama Slovenije z Avstrijo in Italijo vključeno v večregijsko spajanje trgov (Multi-Regional Coupling ali krajše MRC). Trgovanje znotraj dneva poteka po načelu sprotnega trgovanja in še ni vključeno v spajanje trgov znotraj dneva. Izjema je le trgovanje znotraj dneva z Italijo, ki poteka v obliki dveh dopolnilnih implicitnih dražb, MI2 in MI6 (MI5). To obliko trgovanja, ki je bila kot pilotni projekt uvedena leta 2016, so trgovci dobro sprejeli, saj sta se v letu 2017 povečala tako trgovalni volumen kot število udeležencev.

Na BSP SouthPool je omogočena tudi registracija transakcij v sistem obračuna in finančne poravnave (OTC kliring). OTC kliring pomeni registracijo bilateralnih pogodb, to je poslov, sklenjenih izven borznega trga, v sistem finančne poravnave družbe BSP SouthPool. OTC kliring se izvede po vnosu in potrditvi posla med prodajalcem in kupcem električne energije v trgovalni aplikaciji. Sklepanje poslov za OTC kliring poteka 24 ur na dan, od 15.00 dalje na dan pred začetkom fizične dobave do ene ure pred njo.

Operater slovenskega trga z elektriko, družba Borzen, je zadolžen, da evidentira vse pogodbe, sklenjene na veleprodajnem trgu z električno energijo. Tako evidentira vse pogodbeno dogovorjene obveznosti, v katerih se električna energija kupi ali proda v Sloveniji, oziroma se energija prenese preko meje regulacijskega območja. To zajema evidentiranje vseh pogodb, sklenjenih med člani bilančne sheme, vseh izvoznih in uvoznih zaprtih pogodb ter poslov, sklenjenih na borzi. Operater trga spremlja tudi napoved izvajanja odprtih pogodb med dobavitelji ter odjemalci in proizvajalci električne energije, ki jih od posameznih dobaviteljev prejema v obliki obratovalnih napovedi proizvodnje in odjema.

3.4.1.1 Cene električne energije

Agencija redno spremlja raven veleprodajnih cen v Sloveniji in na referenčnih tujih trgih, ki neposredno ali posredno vplivajo na cene v Sloveniji. Informacije o cenah je mogoče dobiti na spletnih straneh borze BSP SouthPool ter pri komercialnih ponudnikih analitičnih storitev in informacij o trgu. Zagotavljanje učinkovitega stalnega monitoringa trga je ključno za transparentno delovanje trga z električno energijo.

Cene na borzah v Sloveniji in na tujih trgih

Slovenski trg z električno energijo je na stičišču treh velikih evropskih trgov, nemško-avstrijskega, italijanskega in trga jugovzhodne Evrope. Potekajo dejavnosti za ločitev trgov Nemčije in Avstrije, ki pa v letu 2017 še niso bile realizirane. Glede na dejstvo, da na razdrobljenih trgih jugovzhodne Evrope še ne delujejo likvidne borze z električno energijo, lahko trdimo, da imata na slovenski trg največji vpliv skupni trg Nemčije in Avstrije ter trg Italije. Na obeh se je v zadnjih letih hitro povečevala proizvodnja v vetrnih in sončnih elektrarnah, ki sodijo med nepredvidljive in od vremena odvisne vire energije. Dodaten vpliv na razmere na trgu je imelo dejstvo, da je večina proizvodnih objektov za izkoriščanje energije vetra in sonca vključena v nacionalne podporne sheme, zato lahko na trgu ponujajo zelo nizke cene električne energije. Posledica tega je bilo padanje cen v zadnjih letih, ki se je v letu 2017, zaradi razlogov, opisanih v nadaljevanju, ustavilo in obrnilo v nasprotni trend.

Na razmere na trgu pomembno vpliva tudi spajanje trgov za dan vnaprej. Slovenski trg je bil v letu 2017 vključen v večregijsko spajanje trgov za dan vnaprej na mejah z Avstrijo in Italijo. Ker je bila borza z električno energijo na Hrvaškem vzpostavljena bistveno pozneje kot v drugih sosednjih državah, v spajanje še ni bila vključena meja Slovenije s Hrvaško. Ta vključitev je predvidena junija

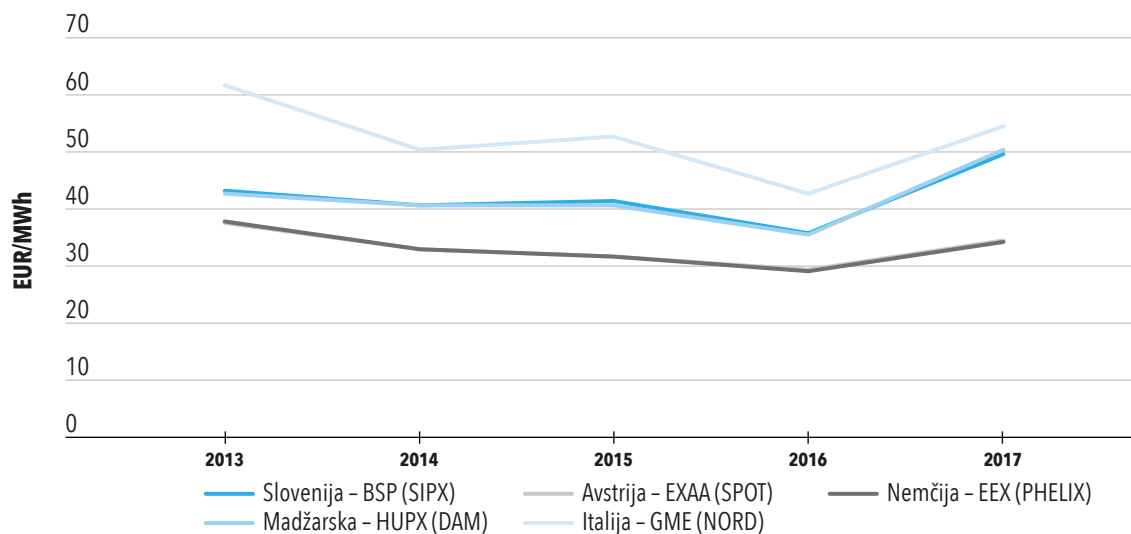
2018. Pri trgovanju znotraj dneva imamo vzpostavljeno le bilateralno spajanje trgov z Italijo, ki poteka prek dopolnilnih implicitnih dražb. V prihodnjih letih je zaradi postopnega uvajanja evropskih uredb za določitev smernic za vzpostavitev omrežnih pravil pričakovana uvedba spajanja trgov za dan vnaprej in znotraj dneva na vseh evropskih mejah. Poleg tega bo med državami potekala tudi izmenjava izravnalne energije.

Leta 2014 je povprečna cena pasovne energije na borzi v Sloveniji znašala 40,4 EUR/MWh, v letu 2016 pa le še 35,6 EUR/MWh. V letu 2017 smo beležili pomembno zvišanje cene, in sicer kar za 39 % glede na leto pred tem - povprečna cena pasovne energije na borzi v Sloveniji je v letu 2017 znašala 49,5 EUR/MWh. Na sliki 39 je prikazano gibanje povprečnih cen pasovne energije na borzah v Sloveniji in sosednjih državah v zadnjih letih. Med opazovanimi borzami je tudi madžarska borza HUPX, ki sicer ni vključena v večregijsko spajanje trgov, trga Slovenije in Madžarske pa nista neposredno povezana, saj daljnovidne povezave

39 %
je bila glede na leto 2016
višja povprečna cena pasovne
energije na borzi v Sloveniji,
povprečna cena vršne energije
pa skoraj 42 %

med njima še ni. Na sliki vidimo, da so se v letu 2017 cene električne energije zvišale na vseh opazovanih trgih, najbolj na borzi HUPX, kjer so se cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v primerjavi z letom 2016 zvišale za več kot 42 %. Prejšnja leta so bile cene na slovenski in madžarski borzi skoraj identične, v letu 2017 pa so bile nekoliko višje na madžarski borzi. Najnižje cene na opazovanih borzah, ki so obenem skoraj identične, beležimo na avstrijski in nemški borzi, kar je razumljivo, saj gre za borzi, ki delujeta na istem trgovanem območju, to je trgovanlo območje Nemčije, Avstrije in Luksemburga. Cene na tem trgovanem območju so se v primerjavi s povprečno ceno v letu 2016 zvišale za približno 18 %, kar je občutno manj kot na preostalih opazovanih borzah. Povprečne letne cene za pasovno energijo na italijanski borzi dosegajo najvišje vrednosti med opazovanimi trgi in tudi na ravni celotne EU.

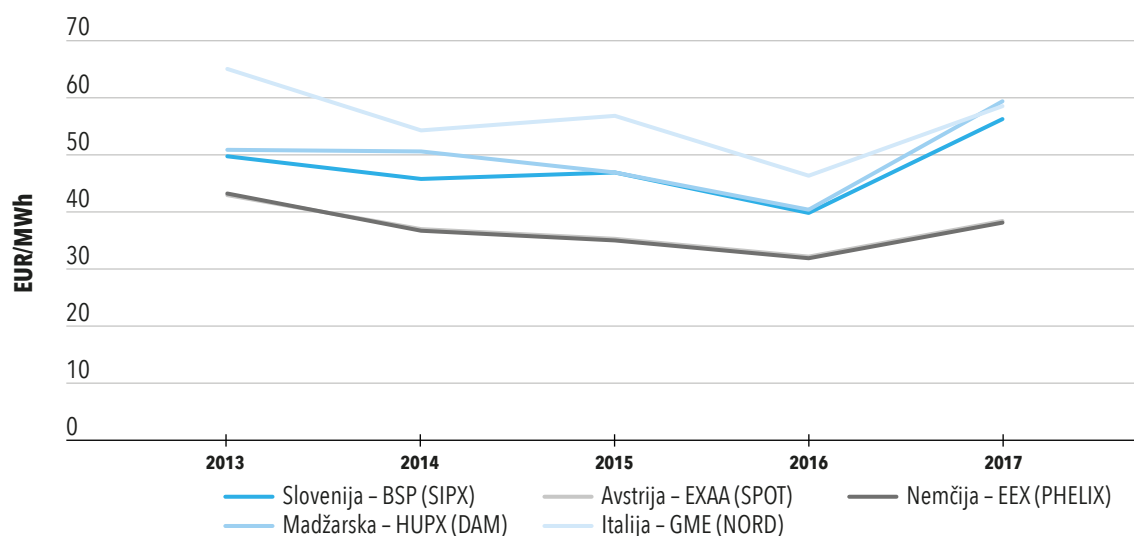
Slika 39: Gibanje povprečne cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2013–2017



Vir: Montel

Tudi cene vršne energije na trgu za dan vnaprej so se v letu 2017 v primerjavi z letom prej zvišale. Leta 2014 je povprečna cena vršne energije na borzi v Sloveniji znašala 45,8 EUR/MWh, v letu 2016 pa le še 39,9 EUR/MWh. V letu 2017 je bila povprečna cena vršne energije 56,5 EUR/MWh, kar pomeni skoraj 42-odstotno zvišanje glede na leto 2016. Kot lahko vidimo na sliki 40, so se cene vršne energije zvišale na vseh opazovanih trgih, podobno kot pri cenah pasovne energije, najbolj pa na madžarski borzi HUPX, in sicer za približno 48 %. Najnižje cene, ki so skoraj identične, so bile dosežene na avstrijski in nemški borzi, najvišje pa na madžarski. Cene na italijanski borzi so se v letu 2017 približale cenam na borzi v Sloveniji. V letu 2016 je znašala razlika med povprečnima cenama na obeh trgih 6,6 EUR/MWh, v letu 2017 pa le še 2,2 EUR/MWh. Najmanjše zvišanje cen med vsemi opazovanimi trgi je bilo doseženo na avstrijski in nemški borzi, in sicer približno 19 %.

Slika 40: Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2013-2017



Vir: Montel

Za dvig povprečnih cen pasovne in vršne energije na vseh opazovanih trgih za dan vnaprej v letu 2017 je bilo več razlogov. Morda najpomembnejši je bila slaba hidrologija rek v celotni regiji in zato relativno majhna proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah. Na dvig cen sta vplivali tudi gospodarska rast in rast industrijske proizvodnje v državah EU, kar je prav tako povečalo povpraševanje po energiji. Med vsemi opazovanimi trgi se je cena najbolj zvišala na Madžarskem. Slednja veliko energije uvozi iz sosednje Romunije, ki pa je imela v prvi polovici leta 2017 številne težave zaradi izpadov proizvodnih enot, kar je pomembno vplivalo na visoke cene energije na madžarski borzi HUPX.

Najvišja cena pri trgovanju za dan vnaprej je bila na slovenski borzi v letu 2017 dosežena 27. januarja. Prenosne zmogljivosti v smeri iz Avstrije v Slovenijo so bile polno zasedene, visoko zasedene so bile tudi prenosne zmogljivosti v smeri iz Italije v Slovenijo, kar kaže na veliko povpraševanje v Sloveniji. Na ta dan in tudi v dnevih pred tem je bilo veliko izpadov šestega bloka TEŠ. Nenapovedani izpadi tega bloka so se zvrstili v različnih časovnih intervalih med 21. in 26. januarjem, zadnji dan ni obratoval med 7.00 in 15.30, kar je najbrž vplivalo na cene na borzi naslednji dan. Ob tem je v zimskih mesecih slaba hidrologija rek, zato je bila proizvodnja električne energije majhna.

Najvišje cene na omenjenih borznih trgih so bile dosežene v januarju in avgustu, na italijanskem trgu pa v decembru (slika 41). Razlog za visoke cene na borzah v zimskih mesecih je majhna proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov, pomemben vpliv na potrebo po energiji pa imajo tudi nizke temperature. Podobni so bili razlogi za visoke cene v avgustu. Takrat je celotno regijo zajel vročinski val z visokimi temperaturami, kar je izdatno povečalo potrebo po energiji, zaradi izredno sušnega obdobja pa so bili vodostaji rek nizki ter posledično zmanjšana proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah. Nizki vodostaji rek pa ne vplivajo le na proizvodnjo v hidroelektrarnah – v Sloveniji nizki vodostaji reke Save pomembno vplivajo na obratovanje Nuklearne elektrarne Krško²⁶.

Kot lahko vidimo na sliki 41, so bile cene pasovne energije na italijanski borzi GME (NORD) na trgu za dan vnaprej v decembru neprimerno višje kot na drugih trgih. Razlog za takšne razmere je bil v visokih cenah zemeljskega plina v tej regiji. Italija velike količine plina uvozi iz plinskega vozlišča v Groningenu, ki je imel v letu 2017 veliko težav zaradi potresnih sunkov²⁷, ki so bili posledica vrtenja vrtn zemeljskega plina. Zaradi rekordno nizke proizvodnje se je cena plina zvišala, kar je na italijanski borzi GME vplivalo tudi na cene električne energije. Sicer je Italija 12. decembra razglasila izredne razmere zaradi nesreče²⁸ v plinskem

²⁶ NEK v normalnem obratovalnem stanju odvečno toploto, ki nastane v kondenzatorju parne turbine, odvaja v reko Savo. Vendar se zaradi tega temperatura reke ne sme dvigniti za več kot 3 stopinje C. V primeru nizkih vodostajev reke Save je zato treba za odvajanje kondenzacijske toplote uporabiti hladilne stolpe, ki delujejo s prisilnim vlekom. Prisilni vlek zagotavljajo ventilatorji, ki jih pogonjajo elektromotorji. Zaradi njihove uporabe se poveča lastna raba elektrarne, kar posledično zmanjša količino v omrežje oddane električne energije.

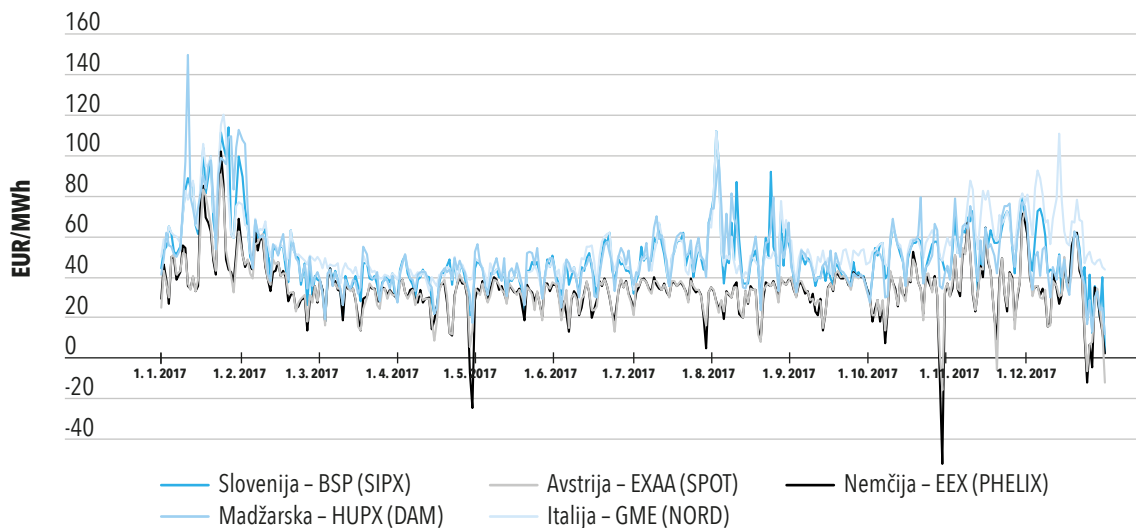
²⁷ <https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/muted-response-on-ttf-to-dutch-groningen-natural-26867438>

²⁸ <https://www.theguardian.com/world/2017/dec/12/italy-declares-state-emergency-gas-explosion-austria>

vozišču Baumgarten v Avstriji. Povprečna cena pasovne električne energije je naslednjega dne, 13. decembra, dosegla rekordno vrednost.

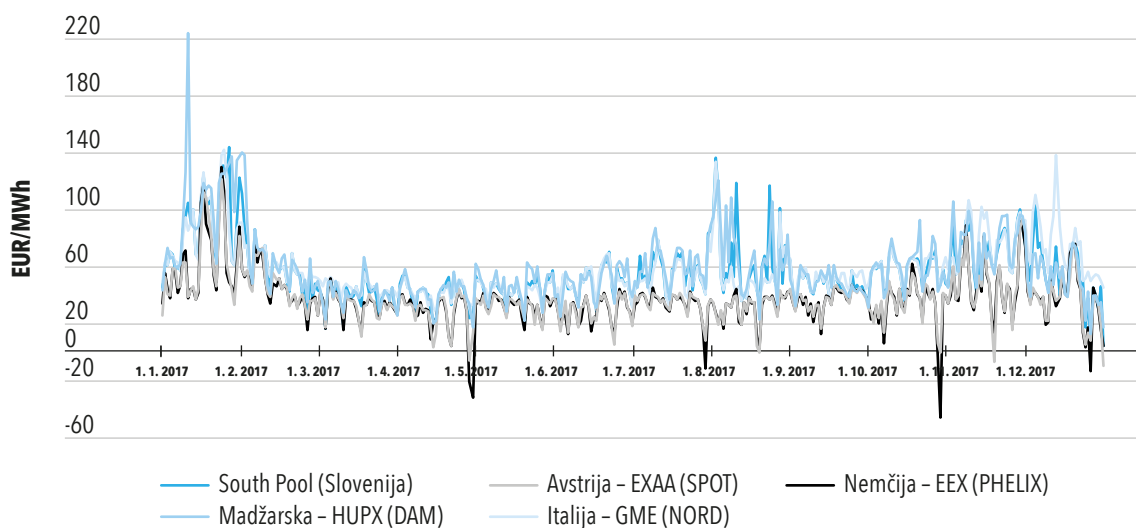
Rekordno ceno med vsemi opazovanimi trgi pa so 11. januarja zabeležili na madžarski borzi, kjer so bile cene neprimerno višje kot na drugih borzah. Razlog za to so bili serija izpadov nekaterih proizvodnih enot na Madžarskem in dan prej tudi izpad dveh velikih enot v Romuniji. Kot smo že zapisali, Madžarska veliko energije uvozi iz sosednje Romunije.

Slika 41: Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2017



Vir: Montel

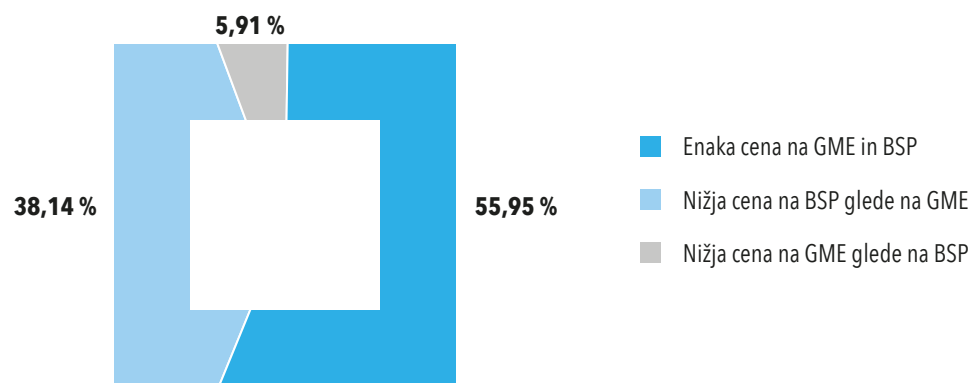
Slika 42: Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2017



Vir: Montel

Z vidika spajanja trgov je zanimiva analiza doseženih cen med borznima trgoma BSP SouthPool in GME, ki je prikazana na sliki 43. Že pri analizah povprečnih cen pasovne in vršne energije smo ugotovili, da so se cene na italijanski borzi v letu 2017 približale cenam na slovenski borzi v skoraj 56-odstotnem deležu ur, kar pomeni v primerjavi s 43,7-odstotnim deležem ur v letu 2016 pomembno podaljšanje izenačenosti cenovnih ravni. Delež ur, ko so bile cene nižje na borzi BSP Southpool, je bil manjši, delež ur, ko je bila cena na GME nižja kot na BSP SouthPool, pa v primerjavi z 2016 večji.

Slika 43: Analiza doseženih cen med borznima trgoma BSP SouthPool in GME v letu 2017



Vir: Montel

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

V letu 2017 je proizvedena električna energija iz elektrarn, vključenih v sistem podpor proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije ter soproizvodnje toplote in električne energije z visokim izkoristkom, predstavljala 7,6 % vse v Sloveniji proizvedene električne energije, leto prej pa 7,7 %. Ker delež električne energije, vključene v podporno shemo, zajema že skoraj 10 % celotne v Sloveniji proizvedene električne energije, je smiselno spremljati razvoj cen te energije na trgu.

V okviru podporne sheme lahko proizvajalec izbere med obratovalno podporo ali zagotovljenim odkupom. Če izbere obratovalno podporo, lahko električno energijo proda prosto na trgu, če pa izbere podporo v obliki zagotovljenega odkupa, je električna energija prenesena v ločeno bilančno skupino - Eko skupino, s katero upravlja Center za podpore, ki deluje v okviru Borzena. V letih 2014 in 2015 je Borzen del te energije prodal na letnih dražbah, del pa na slovenski energetski borzi BSP SouthPool. Za energijo, ki je bila proizvedena v letu 2016, je Borzen prvič izvedel prenos celotne električne energije iz Eko skupine v bilančno skupino člana bilančne sheme, ki je za električno energijo na dražbi ponudil najboljše pogoje odkupa. Takšen prenos celotne proizvedene električne energije iz Eko skupine je bil izveden tudi v letu 2017.

Tržna cena električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, se je v obdobju 2014-2017 oblikovala na individualni ravni na trgu, na dražbah in borzi. Pri izračunu ocenjene tržne cene električne energije iz podporne sheme so bile v letih 2014 in 2015 upoštevane vse tri možnosti oblikovanja cen, v letih 2016 in 2017, ko Borzen prodaje na borzi ni več izvajal, pa zgolj oblikovanje cen na individualni ravni in dražbi za odkup celotne električne energije iz Eko skupine.

Ocenjena tržna cena električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, prvič pod povprečno letno urno ceno na slovenski borzi

Ocenjena tržna cena v letih 2014 in 2015 izhaja iz povprečja doseženih cen na individualni ravni, dosežene cene na dražbi in povprečne urne cene na BSP SouthPool v posameznem letu. Ocenjena tržna cena v letih 2016 in 2017 pa izhaja iz povprečja doseženih cen na individualni ravni in dosežene cene na dražbi. Dosežene cene, ki so upoštevane v izračunu, so tehtane s količinami iz posameznih postavk.

Tudi za leto 2017 velja, da je bila večina električne energije, ki je bila vključena v sistem podpor, prodana na individualni ravni, torej v okviru obratovalne podpore. Na ocenjeno tržno ceno tako bistveno vpliva ravno cena, ki je oblikovana na trgu na individualni ravni. Ocenjena tržna cena električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, je skupaj s povprečno urno ceno električne energije na BSP SouthPool za obdobje 2014-2017 prikazana v tabeli 25. V letu 2017 je prvič od spremljanja ocenjene tržne cene ta zdrsnila pod povprečno letno urno ceno na BSP SouthPool. Glavni razlog je v precejšnji rasti cen na tej borzi v letu 2017, ki pa jih proizvajalci, prejemniki podpore v obliki obratovalne podpore, niso predvideli ob podpisu novih letnih pogodb.

Tabela 25: Primerjava ocenjene tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, s povprečno letno urno ceno električne energije na borzi BSP SouthPool

Leto	Ocenjena tržna cena (EUR/MWh)	Povprečna letna urna cena na BSP (EUR/MWh)
2014	43,58	40,43
2015	42,18	41,41
2016	39,04	35,62
2017	36,69	49,52

Viri: agencija, Borzen, BSP SouthPool

Trgovanje z emisijskimi kuponi

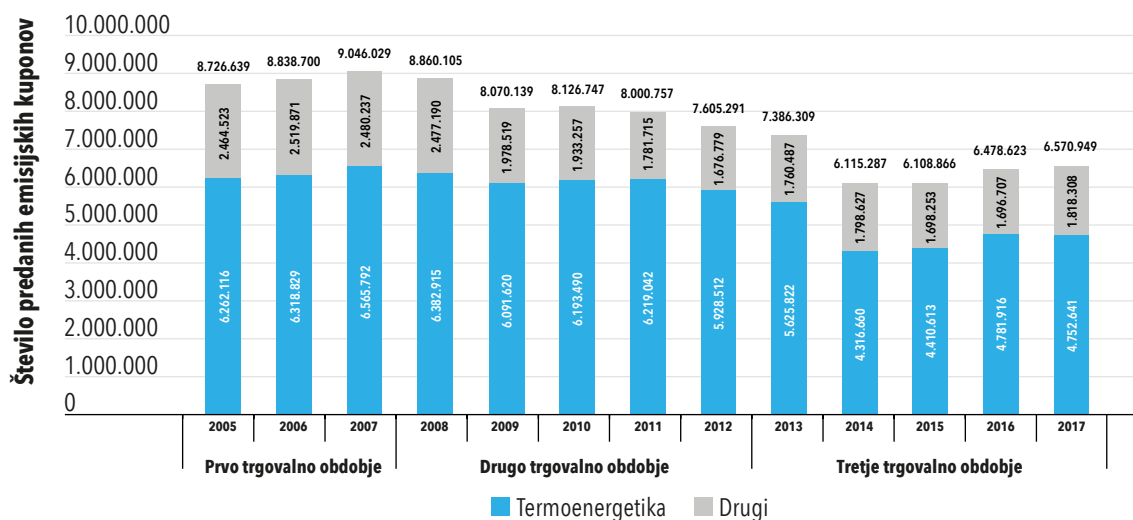
Slovenija je z ratifikacijo Kjotskega protokola prevzela obveznosti za zmanjšanje izpustov toplogrednih plinov. Cilj vzpostavitve trgovanja z emisijskimi kuponi v EU kot instrumenta za doseganje teh ciljev je zmanjšati izpuste toplogrednih plinov v Evropi. Emisijski kupon je splošen izraz za potrdilo oziroma dovoljenje, ki predstavlja pravico do izpusta ene tone ogljikovega dioksida ali drugega toplogrednega plina enake mase v ozračje. Imetniki emisijskih kuponov lahko z njimi prosto trgujejo.

Število predanih emisijskih kuponov se je v primerjavi z letom 2016 povečalo za 1,4 %. Že drugo leto zapored smo beležili rast števila predanih emisijskih kuponov, in sicer zaradi povečanja predanih emisijskih kuponov industriji izven termoenergetike²⁹. Podjetja z dejavnostjo na področju termoenergetike so v letu 2017 v tretjem trgovalnem obdobju prevzela 4.752.641 emisijskih kuponov, kar je 0,6 % manj kot v letu 2016 in predstavlja 72 % vseh predanih emisijskih kuponov v Sloveniji. Druge industrijske družbe so v letu 2017 v tretjem trgovalnem obdobju prevzele 1.818.308 emisijskih kuponov, kar je 7,2 % več kot v letu 2016 in predstavlja 28 % vseh predanih emisijskih kuponov v Sloveniji. Tako veliko povečanje predanih emisijskih kuponov je bilo posledica povečane proizvodnje, zaradi česar je večina družb potrebovala več emisijskih kuponov kot leto pred tem.

7,2%
več emisijskih kuponov kot leta 2016 so industrijske družbe prevzele v letu 2017

Na podlagi Uredbe o okoljski dajlatvi za onesnaževanje zraka z emisijo ogljikovega dioksida okoljsko dajatev zaradi onesnaževanje zraka z emisijo CO₂ pri zgorevanju goriva plačujejo določeni industrijski odjemalci in proizvajalci energije; ta dajatev je prihodek proračuna Republike Slovenije.

Slika 44: Gibanje števila predanih emisijskih kuponov za vsa tri trgovalna obdobja v obdobju 2005–2017



Vir: ARSO

²⁹ Vzrok za povečanje števila predanih kuponov v letu 2016 je bila povečana predaja termoenergetiki

Cena emisijskih kuponov se je v letu 2017 gibala med 4,40 in 8,20 evra za tono CO₂ in je bila glede na leto pred tem na primerljivi cenovni ravni. V letu 2016 so se namreč cene kuponov gibale med 4,10 in 8,10 evra za tono CO₂.

Kot lahko vidimo na sliki 45, so se cene emisijskih kuponov zvišale v drugi polovici leta 2017, kar je bilo posledica velikih zakupov emisijskih kuponov v energetskih družbah, saj je na trgu vladal strah pred izrazito nizkimi temperaturami v zimskem obdobju.

Slika 45: Gibanje cene emisijskih kuponov (European Emission Allowances Futures – EUA) na borzi EEX (nakup v letu 2017 za leto 2018)



Vir: spletna stran borze EEX

3.4.1.2 Preglednost trga

Uredba REMIT je ključna podlaga za zagotavljanje celovitosti in preglednosti energetskega trga. Predstavlja celosten regulativni okvir za spremljanje in nadzor evropskega veleprodajnega trga z električno energijo in zemeljskim plinom. Sestavljajo jo trije poglavitni deli: prepoved tržnih manipulacij in trgovanja na podlagi notranjih informacij, zahteva po učinkoviti in pravočasni objavi notranjih informacij ter ogroditve za celovito spremljanje trga.

Trgovanje na podlagi notranjih informacij in tržne manipulacije so po uredbi REMIT prepovedane. Kršitev prepovedi se šteje kot prekršek in se kaznuje z globo. Osebe, ki v okviru svoje dejavnosti sklepajo transakcije in utemeljeno sumijo, da bi transakcija na veleprodajnem energetskem trgu lahko pomenila kršitev prepovedi tržne manipulacije in trgovanja na podlagi notranjih informacij, morajo o tem nemudoma uradno obvestiti nacionalni energetski regulativni organ.

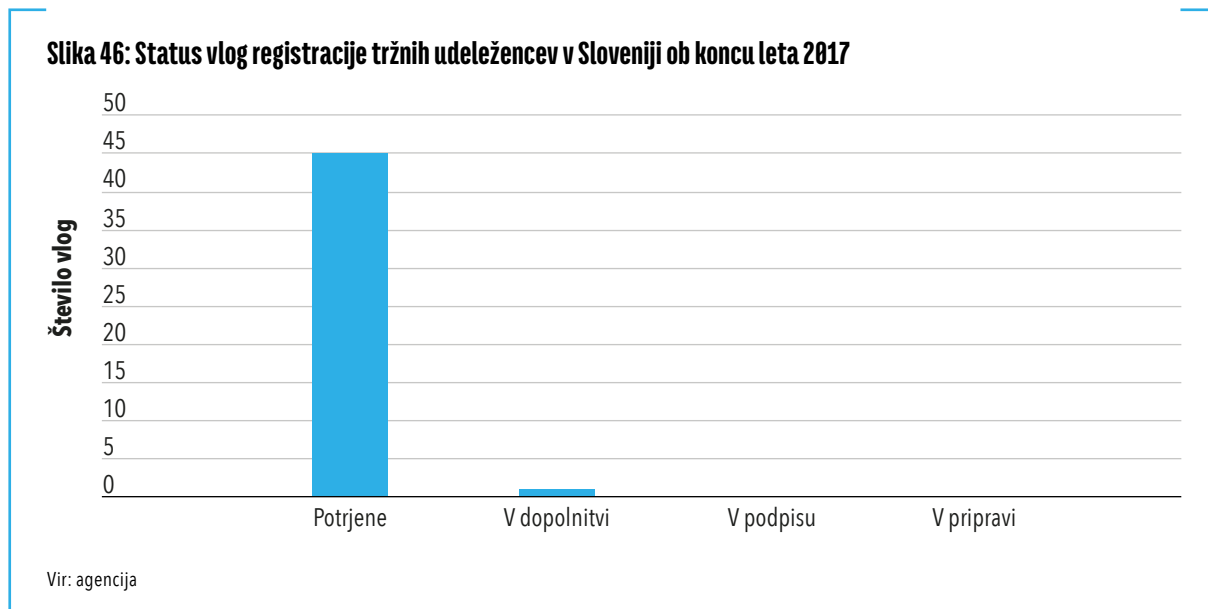
Med notranje informacije sodijo podatki o odjemu in proizvodnji električne energije, vključno z nerazpoložljivostjo večjih enot proizvodnje in odjema, podatki o prenosni infrastrukturi, vključno z nerazpoložljivostjo enot prenosne infrastrukture, nadalje o povezovalnih zmogljivostih med trgovalnimi območji, ukrepi za odpravljanje prezasedenosti in izvajanje izravnave v sistemu, vključno s podatki o rezervnih virih za izravnavo in cenami za obračun odstopanj.

Uredba 543/2013 določa, da mora vse zahtevane podatke na posebni platformi objavljati združenje ENTSO-E. To je zahtevano platformo vzpostavilo 5. januarja 2015. Med notranje informacije sodijo tudi tako imenovani temeljni podatki, ki jih morajo objaviti udeleženci na veleprodajnem energetskem trgu. To so podatki o zmogljivosti in uporabi objektov za proizvodnjo, skladiščenje, porabo ali prenos električne energije ali zemeljskega plina ter o zmogljivosti in uporabi objektov za utekočinjen zemeljski plin. Skladno z izvedbeno Uredbo 1348/2014 REMIT morata v imenu udeležencev na trgu temeljne podatke ACER posredovati združenji evropskih sistemskih operaterjev ENTSO-E in ENTSO-G.

Spremljanje trga po tej uredbi vključuje spremljanje vseh veleprodajnih energetskih produktov tako na ravni bilateralnih pogodb kot na organiziranih trgih. Za spremljanje trgovanja z veleprodajnimi energetskimi produkti je potreben podatek o tem, kdo je s produktom trgoval. Registracija vseh udeležencev trga je naloga nacionalnega energetskega regulativnega organa. Udeleženci na trgu se morajo 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 prijavijo v državi članici, v kateri so dejavni.

Na veleprodajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom je bilo do konca leta 2017 registriranih 45 udeležencev (slika 46).



Udeleženci morajo o pogodbah, ki jih sklenejo na veleprodajnih energetskih trgih, poročati ACER. Poročanje se izvaja prek poročevalcev, ki skladno z uredbo predstavljajo tako imenovani mehanizem RRM (Registered Reporting Mechanism). Za razbremenitev udeležencev na trgu lahko udeleženci izberejo tretje osebe, ki kot RRM izvajajo storitev poročanja v njihovem imenu.

Prejete podatke ACER posreduje nacionalnim regulativnim organom, ki so odgovorni za spremljanje nacionalnega trga z električno energijo in zemeljskim plinom. Zaradi visoke stopnje občutljivosti teh podatkov mora vsak nacionalni regulativni organ pred začetkom prejemanja podatkov prestati presojo zagotavljanja skladnosti informacijske varnosti z zahtevami ACER. Agencija je med sedmimi evropskimi regulatorji, ki so do konca leta 2017 zagotovili zahtevano raven informacijske varnosti in imajo dostop do podatkov REMIT. V letu 2017 je agencija vzpostavila še mehanizme za avtomatizirano preverjanje in validacijo ključnega nabora podatkov REMIT ter implementirala določene algoritme za ad hoc podatkovno analitiko za potrebe preiskav. Na podlagi sodelovanja z borzo, ACER in regulativnimi organi regije agencija gradi celovit sistem nadzora nad trgovanjem, s katerim bo učinkovito odkrivala manipulacije in zlorabe ter s tem odjemalcem zagotavljala konkurenčne cene.

Pri izvajanju preiskav po uredbi REMIT agencija sodeluje z ACER in drugimi regulatorji v regiji. Preiskave se začnejo na podlagi prijav sumljivih transakcij oziroma na podlagi samodejnih alarmov, ki jih prožijo nadzorni sistemi za odkrivanje manipulacij in zlorab v okviru stalnega monitoringa pri ACER in v regiji. Preiskave je agencija izvajala ob upoštevanju dobre prakse v tesnem sodelovanju z ACER in drugimi nacionalnimi regulativnimi organi v okviru regijskega sodelovanja.

Agencija je v letu 2017 izvajala preiskave primerov kršitev uredbe REMIT na podlagi prijav sumljivih transakcij prek platforme za obveščanje ACER, sodelovala pa je tudi v preiskavah, ki jih vodijo drugi nacionalni regulatorji oziroma ACER.

Agencija izvaja preiskave potencialnih kršitev uredbe REMIT

3.4.1.3 Učinkovitost trga

Agencija spremlja učinkovitost veleprodajnega trga v Sloveniji, veleprodajnih trgov v regiji in trgov v državah, ki zaradi svoje velikosti vplivajo na cene električne energije v celotni Evropski uniji. V nadaljevanju so predstavljeni kazalniki, ki prikazujejo učinkovitost veleprodajnih trgov v Sloveniji z vidika stopnje konkurenčnosti in likvidnosti ter z vidika ravni integracije posameznih trgov.

Bilateralno trgovanje

Bilateralno trgovanje je trgovanje izven organiziranega borznega trga. Izvedeno je med dvema pogodbenima strankama, ki določita pogoje nakupa oziroma prodaje v bilateralni pogodbi. Za razliko od trgovanja na borzi pri bilateralnem trgovanju pogodbeni stranki sami nosita tveganja iz naslova neizpolnitve pogodbenih obveznosti. To trgovanje je manj pregledna oblika trgovanja, saj podrobnosti iz pogodbe, kot sta na primer cena in količina, javnosti praviloma niso razkrite. Strankam pa omogoča poljubno oblikovanje produktov, zato je to priljubljena oblika trgovanja. V Sloveniji se večina sklenjenih poslov z električno energijo opravi na bilateralnih trgih.

Pogodbe, sklenjene na bilateralnih trgih, so zaprtega tipa. Zanje je značilno, da je količina dobavljene električne energije v relevantnem časovnem obdobju določena za vsak obračunski interval. Borzen, operater trga z elektriko, mora evidentirati vse zaprte pogodbe, ki vplivajo na energijsko bilanco člana slovenske bilančne sheme. Tako v okviru svojih nalog evidentira vse pogodbe, sklenjene med člani bilančne sheme, pogodbe, sklenjene na energetske borze, ter uvozno-izvozne pogodbe. Pogodbe, ki so bile sklenjene na bilateralnih trgih, so tako del evidentiranih uvozno-izvoznih zaprtih pogodb in zaprtih pogodb, sklenjenih med člani bilančne sheme.

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

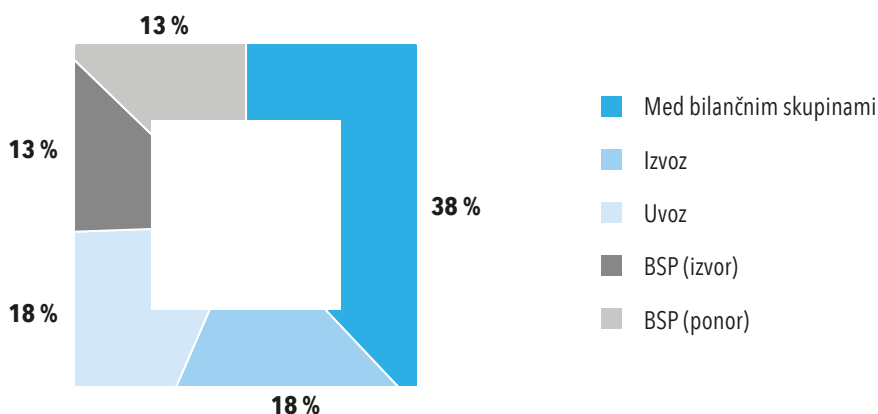
Operater trga je v letu 2017 evidentiral 114.531 zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi s skupno količino 87.584.962 MWh. Glede na leto pred tem je bilo skupno število evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v letu 2017 večje za 4,8 %, večji je bil tudi obseg trgovanja, saj se je skupna količina energije iz pogodb povečala za 5,3 %.

Količina električne energije, ki je bila prodana oziroma kupljena v letu 2017 z zaprtimi pogodbami, znaša 59.144.645 MWh. Ta količina je glede na leto 2016, ko je skupna količina zaprtih pogodb znašala 54.834.360 MWh, večja za 7,9 %.

Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb ter pripadajoče količine so prikazani na slikah 47 in 48. Na slikah je kupljena količina na slovenski energetske borze BSP označena kot izvor, prodana pa kot ponor. Pri vseh izvedenih transakcijah na tej borzi nastopa namreč borza vedno kot nasprotna stranka, sklenjeni posel pa se evidentira kot kupljena in prodana količina.

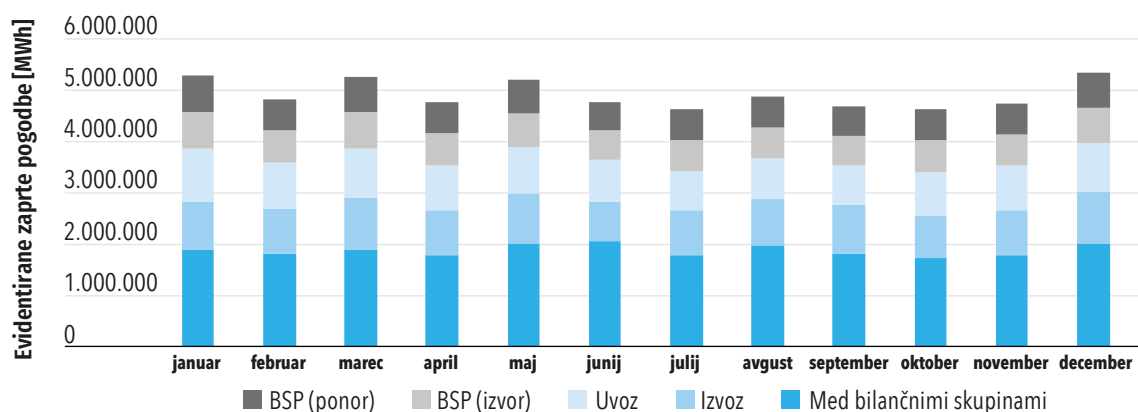
7,9%
večje količine električne
energije iz zaprtih pogodb
kot leta 2016

Slika 47: Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb v letu 2017



Vir: Borzen

Slika 48: Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb po mesecih za leto 2017



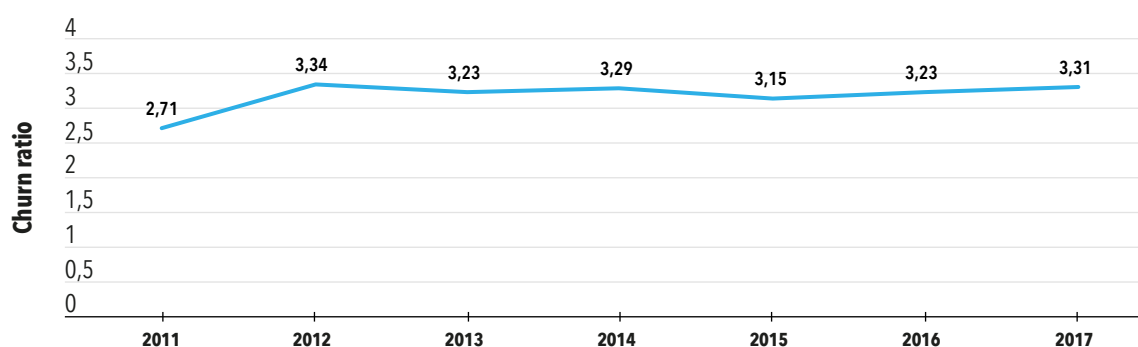
Vir: Borzen

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 odjemalcu. 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 slovenski energetski borzi BSP SouthPool, in količine, s katerimi se je trgovalo na bilateralnem trgu. Gibanje indeksa v opazovanem šestletnem obdobju prikazuje slika 49. V letu 2017 se je vrednost indeksa nekoliko zvišala glede na vrednost iz leta prej. Indeks je tudi v letu 2017 ostal nad vrednostjo 3, kar kaže, da je slovenski veleprodajni trg z električno energijo dobro razvit in z visoko stopnjo preglednosti. Glede na to, da je naš veleprodajni trg v primerjavi z drugimi evropskimi trgi po obsegu nekoliko manjši, na njem nastopa sorazmerno veliko število aktivnih udeležencev, ki sklepajo po obsegu primerljivo število poslov. Zato so cene produktov na slovenskem trgu stabilne in se v primeru sklenitve manjših poslov bistveno ne spremenijo.

Indeks Churn ratio je ostal nad vrednostjo 3, kar kaže na dobro razvit veleprodajni trg z električno energijo

Slika 49: Trend gibanja indeksa Churn ratio po letih v obdobju 2011–2017



Vir: Borzen

Trgovanje na borzi za dan vnaprej

Trgovanje za dan vnaprej poteka na BSP SouthPool. Na obseg trgovanja vplivajo številni dejavniki, najpomembnejše količine prostih MPZ na slovensko-italijanski ter slovensko-avstrijski meji. Pomemben vpliv ima tudi število aktivnih udeležencev na borzi, posredno pa na količino trgovanja vplivajo izredni dogodki na tujih trgih, na primer zaradi okvar oziroma remontov proizvodnih objektov, nesreč, ki povzročijo prekinitvev obratovanja ali dobave, ali zasedenosti MPZ.

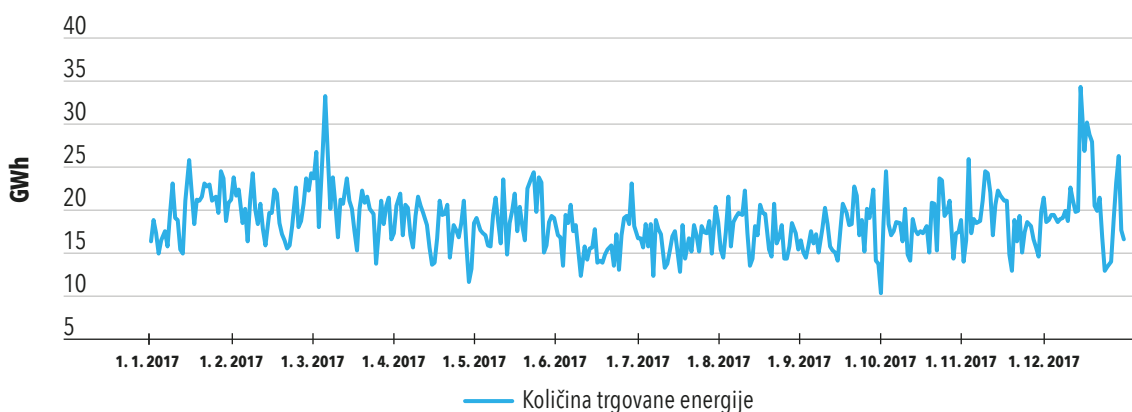
3,8%

večji obseg trgovanja na slovenskem trgu za dan vnaprej

Celoten obseg trgovanja v letu 2017 na slovenskem trgu za dan vnaprej je znašal 6.815.662 MWh, kar je 3,8 % več kot leto prej. Pri trgovanju za dan vnaprej je sodelovalo 28 tržnih udeležencev, kar je manj kot leta 2016, ko jih je pri trgovanju za dan vnaprej sodelovalo 32, večina iz tujine.

Največji mesečni obseg trgovanja v letu 2017 je bil dosežen marca, in sicer 660.550 MWh, kar je 9,7 % celotnega obsega trgovanja v tem obdobju. Je več kot 10 % manjši kot največji mesečni obseg trgovanja v letu 2016. Najmanjši mesečni obseg trgovanja je bil dosežen junija, in sicer 496.998 MWh ali 7,3 % celotnega obsega trgovanja v letu. Najmanjši mesečni obseg trgovanja v letu 2017 presega najmanjši mesečni obseg trgovanja v letu 2016 za 22,7 %.

Slika 50: Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2017



Trgovanje na borzi znotraj dneva

Trgovanje znotraj dneva omogoča udeležencem trga, da z oddajanjem dodatnih nakupnih ali prodajnih naročil po zaprtju trgovanja za dan vnaprej prilagodijo svoje tržne plane. 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 s sistemskim operaterjem.

Tudi trgovanje znotraj dneva na slovenskem organiziranem trgu poteka na borzi BSP SouthPool. Sprotno trgovanje je omejeno na slovenski trg, avkcijsko trgovanje znotraj dneva³⁰ pa je omogočeno od 21. junija 2016 in vključuje spajanje trgov z Italijo.

Leta 2017 je znašal skupni obseg sprotnega trgovanja znotraj dneva 242 GWh, od tega obseg trgovanja na izravnalnem trgu 229 GWh, obseg preostalega sprotnega trgovanja na trgu znotraj dneva pa 13 GWh. Skupni obseg preostalega sprotnega trgovanja znotraj dneva se je v primerjavi z letom 2016, ko je znašal 74 GWh, občutno zmanjšal. Obrazložitev, zakaj določene količine pri trgovanju znotraj dneva štejejo kot količine na izravnalnem trgu, je podana v naslednjem poglavju.

V okviru trgovanja znotraj dneva je organizirana tudi finančna poravnava poslov, ki jih udeleženci sklenejo bilateralno izven organiziranega trga. V letu 2017 je bilo v finančno poravnavo (OTC) posredovanih 46 poslov s skupno količino 27 GWh.

V letu 2017 je znašal obseg avkcijskega trgovanja znotraj dneva 475 GWh (implicitne dražbe MI2 in MI6 na slovensko-italijanski meji). Vnesenih je bilo za 6732 GWh ponudb, od tega za 4446 GWh nakupnih in 2286 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb se na tem borznem segmentu povečuje.

Obseg trgovanja na borzi znotraj dneva je v letu 2017 predstavljal 9,5 % celotnega trgovanja na slovenski borzi z električno energijo. Ta delež narašča zaradi povečanega obsega dražb znotraj dneva na slovensko-italijanski meji ter zaradi povečanega obsega trgovanja na izravnalnem trgu.

³⁰ Gre dejansko za evropski pilotni projekt, ki omogoča trgovanje na dražbah znotraj dneva in za dan vnaprej na isti trgovni platformi Euromarket

Trgovanje na izravnalnem trgu

Izravnalni trg v Sloveniji vodi operater trga z električno energijo. Izravnalni trg sistemskemu operaterju elektroenergetskega omrežja omogoča pregleden način nabave energije, potrebne za izravnavo sistema. Za potrebe izravnavne sistema mora imeti sistemski operater ves čas na voljo ustrezno pozitivno in negativno energijo, saj mora v vsakem trenutku zagotavljati usklajenost med proizvodnjo in odjemom elektrike na svojem regulacijskem območju, ki v primeru slovenskega sistema operaterja, družbe ELES, predstavlja celoten slovenski elektroenergetski sistem. Na izravnalnem trgu lahko sistemski operater od ponudnikov kupi ustrezno količino pozitivne izravnalne energije, če je energije v sistemu premalo, ali proda morebitne viške. S tem sprosti angažirane rezerve za avtomatsko regulacijo za povrnitev frekvence, po dosednji terminologiji rezerva za sekundarno regulacijo, v pozitivno ali negativno smer in ponovno pridobi potreben obseg rezerv za izvajanje samodejne regulacije za povrnitev frekvence. V primeru večjih motenj v elektroenergetskem sistemu, kakršni so izpadi večjih proizvodnih enot ali pomembnih povezovalnih vodov, ima sistemski operater še vedno na voljo angažiranje zakupljene rezerve za terciarno regulacijo frekvence in moči, kar pa je praviloma precej dražje od nakupa energije na izravnalnem trgu.

Na izravnalnem trgu se trgovanje izvaja na način sprotnega trgovanja, kar pomeni, da se posel sklene, kadar koli se srečata ustrezna ponudba in povpraševanje. Iz praktičnih razlogov je zaradi lažje izvedbe slovenski izravnalni trg povezan s trgom znotraj dneva. Izravnalni trg po pooblastilu operaterja trga izvaja družba BSP SouthPool, ki izvaja tudi trg znotraj dneva. 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 izravnalnem trgu. Tako v zadnji uri pred dobavo niso več možne transakcije med različnimi člani bilančne sheme, saj mora na izravnalnem trgu pri sklenitvi poslov na eni strani, ki je lahko prodajna ali nakupna, vedno nastopati sistemski operater. Vendar pa pravila za izvajanje izravnalnega trga določajo, da lahko ponudbe, ki jih člani izravnalnega trga oddajo v okviru trgovanja znotraj dneva, sistemski operater sprejme kot ponudbe, oddane na izravnalnem trgu, in da vsi posli, sklenjeni s ponodbami sistema operaterja za namene izravnavne odstopanj elektroenergetskega sistema, štejejo kot posli na izravnalnem trgu. Posle na izravnalnem trgu tako lahko ločimo na posle, ki se izvedejo v fazi trgovanja znotraj dneva, in posle, ki se izvedejo v fazi izravnalnega trga.

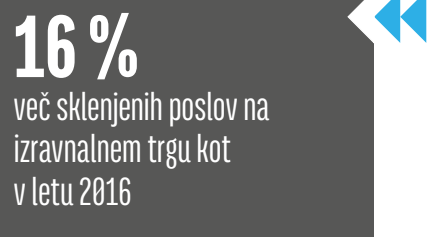
Na izravnalnem trgu lahko prek trgovalnega sistema vlagajo ponudbe vsi člani izravnalnega trga, kar so lahko vsi člani bilančne sheme, torej odgovorni bilančnih skupin in podskupin. Trgovanje na izravnalnem trgu poteka 24 ur na dan, sedem dni na teden in največ za dan vnaprej. Omogočeno je trgovanje z urnimi, 15-minutnimi, pasovnimi in vršnimi produkti. Mogoče je tudi trgovanje s tako imenovanimi blok-produkti, ki jih udeleženec izravnalnega trga definira sam in zajemajo najmanj dva zaporedna urna oziroma 15-minutna produkta za dobavo znotraj istega dne.

Izravnalni trg vse od vzpostavitve nenehno raste tako glede števila sklenjenih poslov kot tudi trgovalnih količin. V letu 2017 je bilo na izravnalnem trgu sklenjenih 4713 poslov s skupno količino 228.930 MWh. Od tega je 68.809 MWh predstavljalo nakup izravnalne energije, 160.121 MWh pa prodajo izravnalne energije s strani sistema operaterja. V primerjavi s predhodnim letom sta se tako količina kot število sklenjenih poslov povečali za 16 %. Največ poslov je bilo sklenjenih z urnimi produkti s skupno količino 141.616 MWh električne energije. S 3441 posli so bili urni produkti tudi najbolj trgovan produkt na izravnalnem trgu.

Izravnalni trg je v letu 2017 predstavljal 37 % celotne izravnavne sistema, kar je 5 odstotnih točk več kot v letu 2016, ko je delež izravnalnega trga v celotni izravnavi sistema znašal 32 %.

Od leta 2013 delež poslov, sklenjenih v fazi izravnalnega trga, nenehno narašča. V letu 2017 je predstavljal 54 % celotne količine poslov, sklenjenih na izravnalnem trgu; to pomeni, da sistemski operater kupuje oziroma prodaja elektriko neposredno pred dobavo in s tem učinkoviteje izravnavo elektroenergetski sistem.

Najvišja cena električne energije za izravnavo v letu 2017 je znašala 310 EUR/MWh, najnižja pa -60 EUR/MWh. V januarju sta bila obseg trgovanja in število transakcij rekordna v zgodovini izravnalnega trga, sklenjenih je bilo 716 poslov s skupno količino 38.406 MWh. Sistemski operater je na izravnalnem trgu večinoma deloval kot prodajalec električne energije. Poleg sistema operaterja so pri trgovanju sodelovali še štirje od skupno 34 članov izravnalnega trga, kar je manj kot leta 2016, ko je sodelovalo pet od skupno 36 članov.

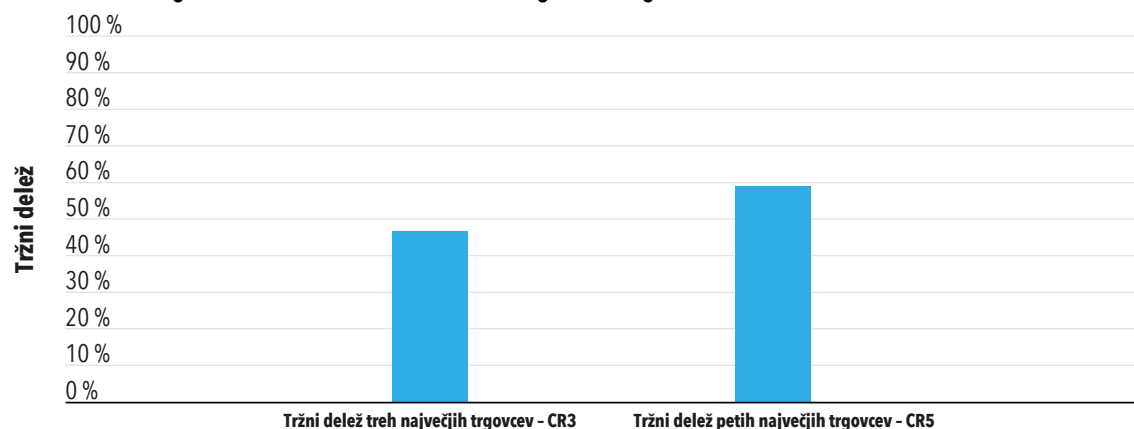


16 %
več sklenjenih poslov na
izravnalnem trgu kot
v letu 2016

Koncentracija na borznem trgu

Število domačih in tujih družb, ki trgujejo na borzi BSP SouthPool, se je v letu 2017 že drugo leto zapored zmanjšalo: leta 2015 jih je trgovalo 36, leto pozneje 32, v letu 2017 pa 28 družb. Skupni tržni delež treh največjih trgovcev (CR3) je v letu 2017 znašal 46,9 %, skupni tržni delež petih največjih trgovcev (CR5) pa 58,9 % (slika 51). Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) je v letu 2017 znašal 1077, kar pomeni srednjo koncentracijo na borznem trgu. V zadnjih dveh letih se je HHI zaradi strukturnih sprememb precej povečal (npr. leta 2015 je znašal le 777), kar pomeni znatno povečanje stopnje koncentracije na slovenskem borznem trgu.

Slika 51: Delež trgovcev na slovenski borzi v letu 2017 glede na trgovano količino



Vir: BSP Southpool

Spajanje trgov

Že v začetku leta 2011 so slovenski in italijanski sistemski operaterji, operaterji trgov in upravitelji borz z električno energijo začeli sodelovati v projektu spajanja trgov za dan vnaprej na slovensko-italijanski meji. Projekt je omogočil implicitno dodeljevanje fizičnih dnevnih MPZ na tej meji. V letu 2016 se je spajanje trgov razširilo na slovensko-avstrijsko mejo za avkcijsko trgovanje za dan vnaprej ter na avkcijsko trgovanje znotraj dneva na slovensko-italijanski meji.

Stopnja koncentracije na slovenskem borznem trgu se je povečevala že drugo leto zapored

V okviru spajanja trgov za dan vnaprej na slovensko-italijanski meji je bilo v letu 2017 v smeri Slovenija-Italija dodeljenih 2621 GWh od 4802 GWh ponujenih MPZ, kar predstavlja z vidika implicitnega dodeljevanja prenosnih zmogljivosti 54,6-odstotno izkoriščenost dnevnih razpoložljivih prenosnih zmogljivosti. V primerjavi z letom 2016, ko je bilo v tej smeri dodeljenih 3633 GWh prenosnih zmogljivosti, to pomeni kar 28-odstotni padec prenosa trgovane energije. To si lahko razlagamo s povečano cenovno konvergenco – delež števila ur z enako ceno na slovenskem in italijanskem trgu je v letu 2017 dosegel 55,9 %, leto prej pa je bil ta delež 43,7-odstoten. Povprečna cena MPZ v smeri Slovenija-Italija je

v letu 2017 znašala 10,09 evra za MWh. V smeri Italija-Slovenija je bilo v istem obdobju dodeljenih 920 GWh od 5692 GWh ponujenih MPZ, kar je 16,2-odstotna izkoriščenost dnevnih razpoložljivih prenosnih zmogljivosti. V letu 2017 je bila dodelitev MPZ iz smeri Italija-Slovenija skoraj trikrat večja kot leto prej. Povprečna cena MPZ iz smeri Italija-Slovenija je v letu 2017 znašala 6,25 evra za MWh.

Na slovensko-avstrijski meji je bilo v letu 2017 za trgovanje za dan vnaprej v smeri Slovenija-Avstrija dodeljenih 244 GWh od 12.042 GWh ponujenih MPZ, kar z vidika implicitnega dodeljevanja prenosnih zmogljivosti pomeni 2-odstotno izkoriščenost dnevni razpoložljivih prenosnih zmogljivosti. Povprečna cena MPZ v smeri Slovenija-Avstrija je v letu 2017 znašala 2,79 evra za MWh. V smeri Avstrija-Slovenija je bilo v istem obdobju dodeljenih 1845 GWh od 2503 GWh ponujenih MPZ, kar predstavlja 73,7-odstotno izkoriščenost dnevni razpoložljivih prenosnih zmogljivosti. To je več kot trikratno povečanje dodeljenih količin v primerjavi z letom prej, kar je bilo posledica spajanja avstrijskega in slovenskega trga, ki se je začelo 21. julija 2016. Od tega datuma dodelitev MPZ na slovensko-avstrijski meji poteka na implicitni način v okviru cenovnega spajanja regij (PCR). S tem je slovensko-avstrijska meja vključena v del enotnega evropskega energetskega trga (MRC). Povprečna cena MPZ v smeri Avstrija-Slovenija je v letu 2017 znašala 16,14 evra za MWh.

Italijanski seji (seja je čas, v katerem je mogoče oddajati ponudbe in povpraševanja za določen produkt) znotraj dneva MI2 in MI6 sta bili spojeni s pripadajočima sejama slovenskih dražb znotraj dneva. Seja MI6 se odpre ob 17.30 na dan pred dobavo in zapre ob 11.15 na dan dobave. V smeri Slovenija-Italija je bilo znotraj obeh sej dodeljenih 229 GWh od 3845 ponujenih GWh, kar je 6-odstotna izkoriščenost razpoložljivih prenosnih zmogljivosti znotraj dneva. V smeri Italija-Slovenija je bilo dodeljenih 165 GWh od 4271 ponujenih GWh, kar predstavlja 3,9-odstotno izkoriščenost razpoložljivih prenosnih zmogljivosti znotraj dneva.

3.4.2 Maloprodajni trg

Na maloprodajnem trgu z električno energijo nastopajo dobavitelji in končni odjemalci, ki sklepajo odprte pogodbe, pri katerih količine dobavljene energije in časovni potek dobave niso vnaprej določeni. Odjemalci plačajo dobavljeno energijo na podlagi dejansko porabljene količine električne energije, merjene z ustreznimi števci.

V letu 2017 je bilo vsem odjemalcem v Sloveniji dobavljenih 13.569 GWh električne energije. Na maloprodajnem trgu je bilo dejavnih 21 dobaviteljev električne energije.

V tem obdobju sta na maloprodajni trg z električno energijo vstopila dva nova dobavitelja, Adriaplin, d.o.o., in Energetika Ljubljana, d.o.o., ki sta že vrsto let prisotna na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom. Adriaplin je na zadevni trg vstopil novembra in do konca leta 2017 še ni sklenil pogodb o dobavi električne energije, medtem ko je Energetika Ljubljana s svojo ponudbo prepričala kar nekaj odjemalcev. Konec leta 2017 je dobavitelj RWE Ljubljana, d.o.o., prevzel dobavitelja Energenti plus, d.o.o., in s tem tudi vse odgovornosti in obveznosti te družbe.

Zaradi pripojitve kot pravna oseba družba Energenti plus, d.o.o., na slovenskem maloprodajnem trgu z električno energijo ne deluje več.

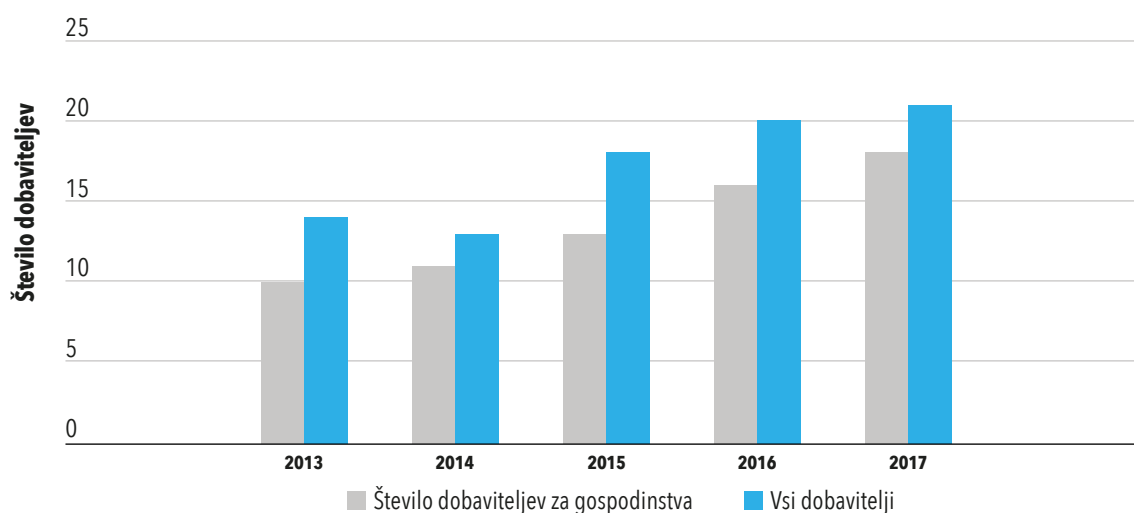
Poslovni modeli posameznih dobaviteljev so različni. Nekateri dobavljajo električno energijo samo gospodinjstvom, drugi samo poslovnim, večina pa obojim. Na trgu so tudi dobavitelji, ki večino svojih prihodkov ustvarijo na drugih področjih (telekomunikacijske storitve, prodaja naftnih derivatov), z dobavo električne energije pa širijo dejavnost in produktivni portfelj za odjemalce. Že v letu 2016 smo na trgu zasledili nekatere nove poslovne in marketinške pristope posameznih dobaviteljev. Povezovanje dobaviteljev z družbami, ki opravljajo trgovsko dejavnost, in terenska prodaja sta se v letu 2017 izkazali kot zelo učinkoviti.

V opazovanem obdobju digitalizacija pomembno vpliva tudi na prodajno dejavnost: dostopnost informacij in ozaveščenost potrošnikov o izdelkih in storitvah je na čedalje višji ravni. S tem pridobivajo čedalje večji pomen tudi tako imenovani necenovni dejavniki pri nakupnem odločanju. Številni potrošniki se ne odločajo več le na podlagi cene, temveč tudi na podlagi drugih dejavnikov, kakršni so na primer zaupanje v blagovno znamko, ponujeni komunikacijski kanali, dodatne storitve ter ugodnosti, različne možnosti plačevanja storitev in tako dalje.

21

dejavnih dobaviteljev električne energije, vstop dveh novih

Slika 52: Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2013–2017



Vir: MzI - EPOS

3.4.2.1 Cene

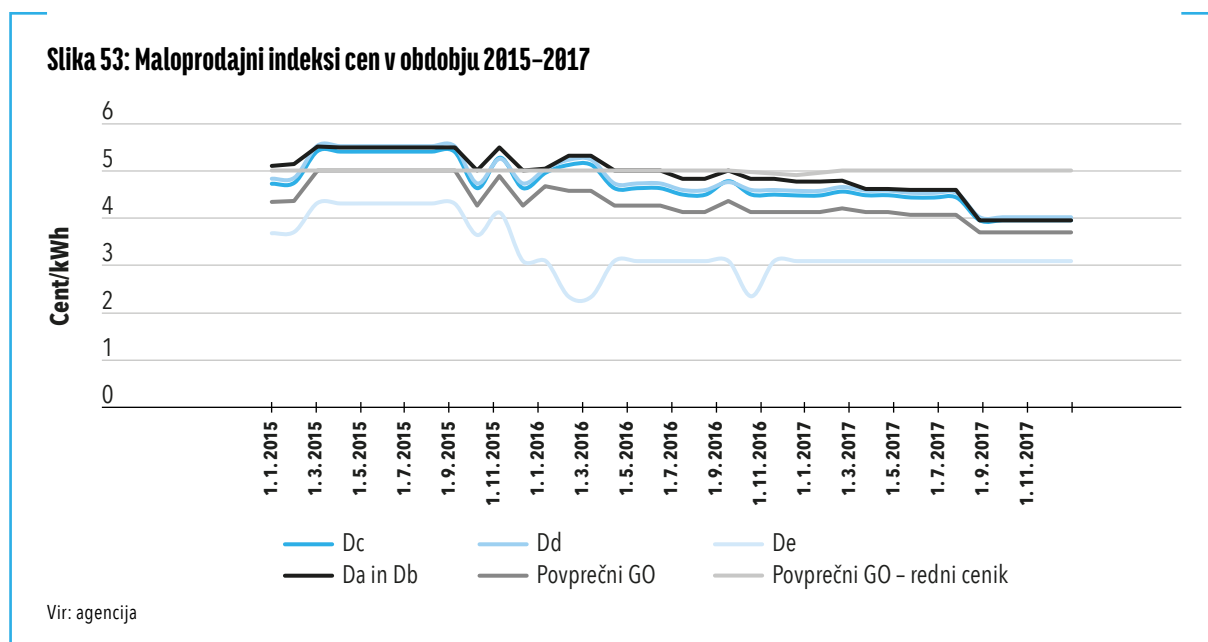
Trg z električno energijo je odprt in konkurenčen, zato na končne cene električne energije vplivajo tržne razmere in dejavniki. Agencija sproti spremlja cene na trgih gospodinskih in malih poslovnih odjemalcev, saj od dobaviteljev na mesečni ravni pridobiva podatke o cenah oziroma ponudbah na maloprodajnem trgu. Trg večjih poslovnih odjemalcev agencija analizira na polletni in letni ravni na podlagi podatkov iz sistema EPOS, ki ga upravlja Ministrstvo za infrastrukturo. Navedeni podatki in drugi podporni podatki se uporabljajo za izvajanje učinkovitega monitoringa trgov ter primerjalne storitve v okviru skupne kontaktne točke na spletni strani agencije.

Električno energijo dobavitelji ponujajo v obliki različnih produktov, ki jih lahko razdelimo na tako imenovane redne ponudbe (temeljijo na rednih cenikih in njihovih pogojih dobave, ki jih določa EZ-1) in preostale ponudbe, ki jih lahko nadalje razvrstimo v akcijske ponudbe (te naj bi izhajale iz rednih cenikov), paketne ponudbe (te poleg dobave električne energije vključujejo tudi druge storitve) ter druge ponudbe, ki jih zaradi specifičnosti ni mogoče umestiti v nobeno izmed naštetih kategorij. Redne ponudbe so produkti, ki so dostopni vsem odjemalcem brez vezav in pogodbenih kazni ter omogočajo menjavo dobavitelja v vsakem času. Agencija ločeno spremlja tiste redne ponudbe, ki temeljijo na rednem ceniku, in zagotavlja storitve primerjave teh ponudb v okviru skupne kontaktne točke (spletna aplikacija Primerjalnik ponudb). Preostale ponudbe lahko vključujejo tudi pogodbene kazni, če odjemalec predčasno odstopi od pogodbe, omejene so lahko na določen specifičen krog odjemalcev (na primer lastništvo toplotne črpalke, dobava drugega energenta pri istem dobavitelju, plačilo računa prek trajnika, pošiljanje računa prek spletne pošte itd.). Cena posameznih produktov se oblikuje na podlagi profila odjema, strukture primarnih proizvodnih virov (npr. energija, pridobljena izključno iz obnovljivih virov) ter drugih značilnosti posameznega produkta (npr. čas vezave). Ker je cena le ena izmed lastnosti posameznega produkta dobave na trgu, agencija spremlja tudi vse druge bistvene značilnosti ponudbe (npr. strukturo primarnih proizvodnih virov, splošne pogoje dobave ipd.).

Agencija na podlagi spremljanja maloprodajnega trga za gospodinske odjemalce določa maloprodajne indekse cen (MPI). Ta indeks temelji na najcenejši ponudbi na maloprodajnem trgu, ki je dostopna vsem gospodinskim odjemalcem in omogoča menjavo dobavitelja v vsakem času brez pogodbene kazni.

Maloprodajni indeks cen za značilne gospodinjske odjemalce

Slika 53 prikazuje trend gibanja maloprodajnega indeksa cen za standardne porabniške skupine Da, Db, Dc, Dd in De za povprečnega slovenskega gospodinjskega odjemalca³¹ ter gibanje najnižje redne cene za povprečnega gospodinjskega odjemalca v Sloveniji v obdobju 2015–2017.



Na sliki 53 lahko vidimo, da so se v letu 2017 cene v vseh porabniških skupinah z izjemo skupine De znižale. To se je zgodilo kljub povečanju cen na veleprodajnih trgih, kar najbrž pomeni, da so dobavitelji zakupili večino energije za potrebe svojega portfelja na terminskih trgih še pred povečanjem cen. Vrednost MPI se je v drugem polletju 2017 ustalila in do konca leta ohranjala konstantno vrednost, kar bi lahko bila posledica višanja cen na sprotnih trgih. V tem obdobju smo zaznali tudi manj dejavnosti dobaviteljev na trgu v smislu novih akcijskih in paketnih ponudb.

Vrednost MPI za porabniško skupino De, katere najvišjo ceno že od začetka leta 2016 določa isti dobavitelj, se v letu 2017 ni spreminjala.

Analiza gibanja cen ponudbe zelene energije

Dobavitelji električne energije odjemalcem ponujajo produkte energije, ki se med drugim razlikujejo po strukturi primarnih proizvodnih virov. Odjemalci lahko izbirajo med ponudbami, katerih energija je v celoti pridobljena iz obnovljivih virov (zelena ponudba), in drugimi ponudbami, ki v strukturo proizvodnih virov vključujejo tudi druge vire energije (ostala ponudba).

Maloprodajna cena električne energije za gospodinjstva se je znižala za vse porabniške skupine razen največje

³¹ Profil odjema: 8 kW, 2100 (MT), 1996 (VT)

Potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja, če je odjemalec oskrbovan po rednem ceniku, se celotno opazovano obdobje skoraj ni spremenil in je znašal 55 evrov. Večji, skoraj 60 evrov, je bil le decembra 2016 in januarja 2017, ko je najugodnejši dobavitelj redno ceno še dodatno znižal.

Če bi odjemalec, ki je bil v letu 2017 oskrbovan na podlagi najdražje ponudbe, izbral najcenejšo ponudbo na trgu, bi znašal njegov prihranek v tem obdobju med 87 in 109 evrov. V primerjavi z letom 2016 se je potencialni prihranek na trgu povečal zaradi nižanja cene najcenejše ponudbe na trgu, saj je najvišja nespremenjena že od decembra 2015. Potem ko je najnižjo cen od konca leta 2016 diktiral dobavitelj GEN-I, je junija ceno znižal dobavitelj, ki je vstopil na trg ob koncu leta 2016 (Energia gas and power). Kot lahko vidimo na sliki 55, se je v obdobju od avgusta do decembra 2017 potencialni prihranek povečal, saj je v začetku avgusta GEN-I imel ponudbo z nižjimi cenami kot v predhodnih mesecih.

Od **87** do **109 €**
potencialnega prihranka na leto
ob menjavi dobavitelja

Končne cene električne energije za gospodinske odjemalce

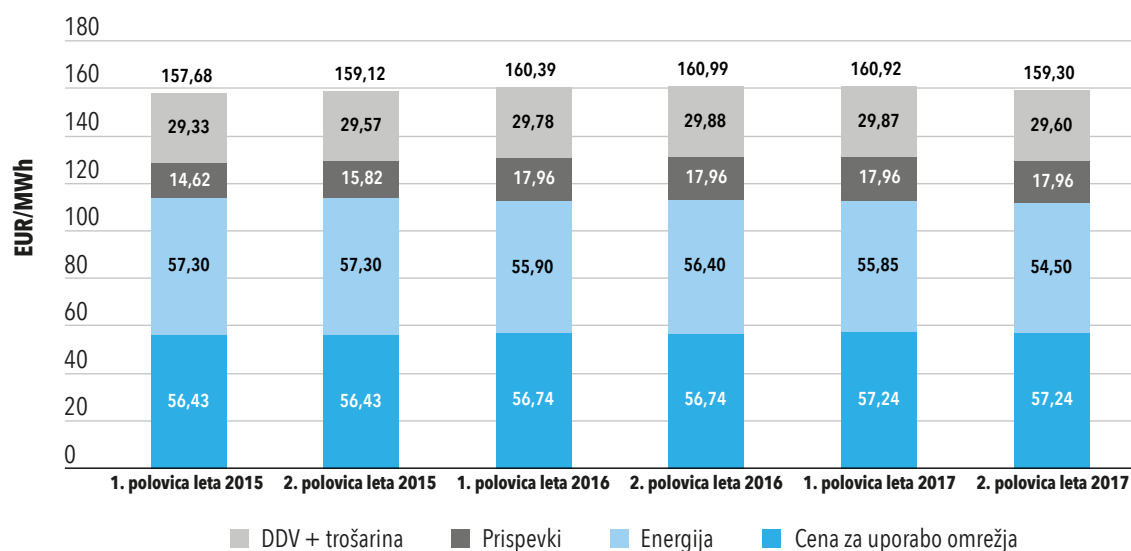
V nadaljevanju je prikazana analiza strukture končnih cen dobavljene električne energije za značilne gospodinske odjemalce. Končni znesek za plačilo dobavljene električne energije za odjemalca je sestavljen iz:

- cene električne energije, ki se oblikuje prosto na trgu;
- omrežnine (omrežnine za prenos in omrežnine za distribucijo);
- prispevkov (prispevek za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v sproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije, prispevek za energetska učinkovitost in prispevek za delovanje operaterja trga);
- trošarine na električno energijo in
- davka na dodano vrednost (DDV).

Nižja končna cena električne
energije za gospodinske
odjemalce

Slika 56 prikazuje gibanje razrezane končne cene za značilnega gospodinskega odjemalca³³ v Sloveniji v zadnjih treh letih.

Slika 56: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinskega odjemalca (Dc - od 2.500 do 5.000 kWh na leto) v obdobju 2015-2017



Vira: agencija, SURS

Končna cena električne energije se je v letu 2017 v primerjavi z letom 2016 znižala zaradi znižanja cene električne energije v strukturi končne cene. V zadnjih treh letih nihanje zadevne cene ni preseгло 2-odstotnega povečanja glede na najnižjo vrednost, ki je bila dosežena v prvi polovici leta 2015.

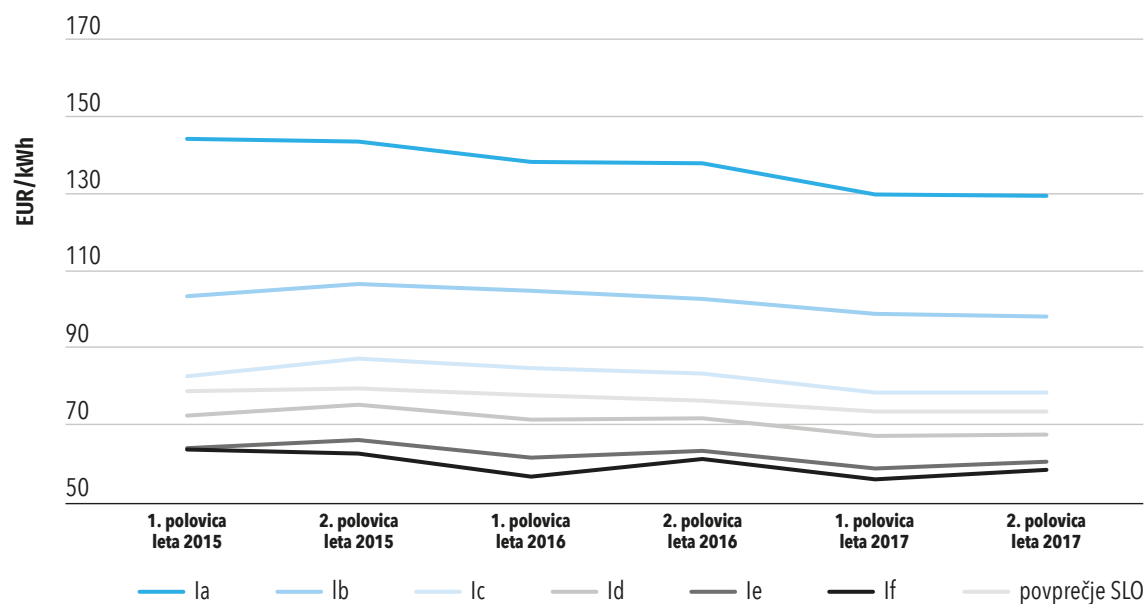
³³ Standardizirana porabniška skupina Dc (metoda STAT) s porabo od 2500 do 5000 kWh na leto

Končna cena električne energije za poslovne odjemalce

Povprečna končna cena dobavljene električne energije za poslovni odjem, brez upoštevanja davka na dodano vrednost, je v drugem polletju 2017 znašala 80,7 EUR/MWh in se je v primerjavi z enakim obdobjem leta 2016 znižala za 5,1 %. Znižanje maloprodajne cene sicer ne odraža cen na veleprodajnih trgih, saj so se tam krepko zvišale. Cenovni modeli ponudb dobaviteljev so prilagojeni odjemalcem in so z veleprodajnimi cenami posredno ali neposredno povezani. Predvidevamo lahko, da so dobavitelji večino energije za portfelj, ki ga oskrbujejo, vnaprej zakupili na terminskih trgih, ko je bila cena energije znatno nižja (ob koncu leta 2016).

S slike 57 lahko vidimo, da so se cene v odjemnih skupinah lf in le v drugem polletju v primerjavi s prvim polletjem leta 2017 zvišale, za druge odjemne skupine pa znižale. Sklepamo lahko, da so visoke cene na veleprodajnem trgu že imele določen vpliv na maloprodajne cene. Porabniški skupini lf in le sta največji med opazovanimi³⁴. Če predpostavimo, da je pogodbeni cena največjih odjemalcev vsaj deloma vezana tudi na borzni indeks, potem velja, da večji ko je letni odjem odjemalca, večja so tveganja za odjemalca pri cenovno neugodnem nakupu električne energije dobavitelja na sprotnih trgih.

Slika 57: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v Sloveniji v obdobju 2015-2017

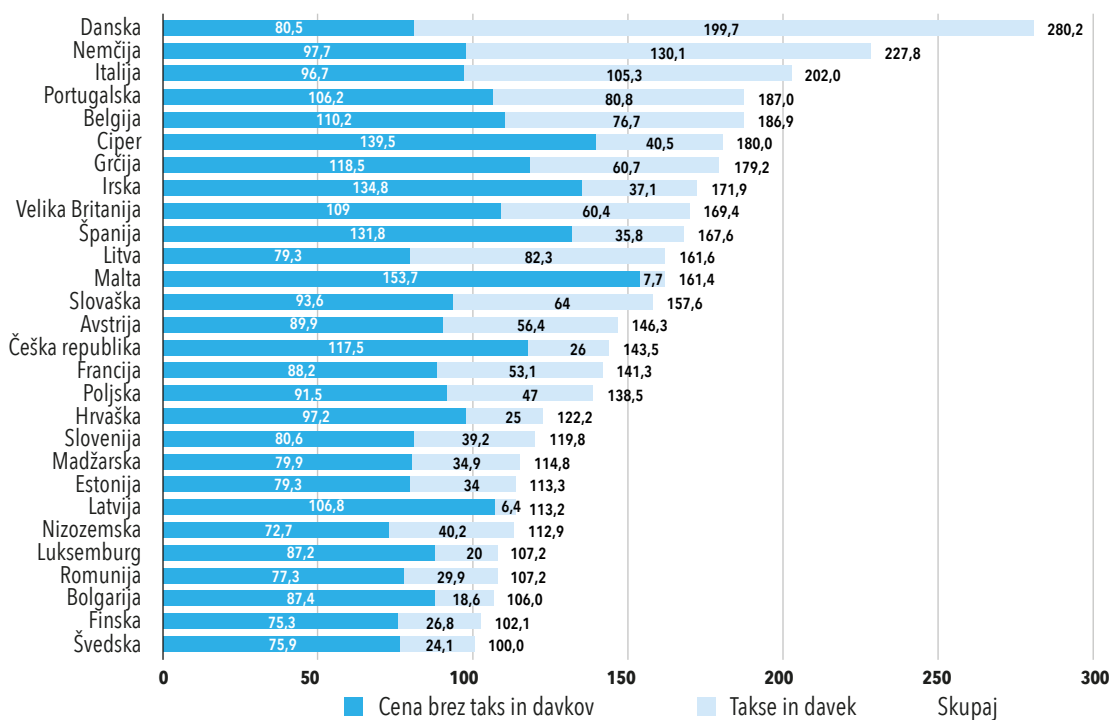


Vir: SURS

Sliki 58 in 59 prikazujeta primerjavo končnih cen električne energije v državah Evropske unije za leto 2017 za dva značilna poslovna odjemalca, izbrana po metodologiji Eurostata. Za Slovenijo so med takse in davke vključeni prispevki, trošarina in davek na dodano vrednost, v ceno brez taks in davkov pa cena za energijo in omrežnina. Že tretje leto zapored je najvišjo ceno za poslovne odjemalce v Evropski uniji imela Danska, večino njihove končne cene pa predstavljajo takse in davki. V primerjavi z letom 2016 se je končna cena električne energije v Sloveniji v obeh odjemnih skupinah znižala, in je bila nižja od povprečne cene v Evropski uniji, kar je ugodno za konkurenčnost industrije.

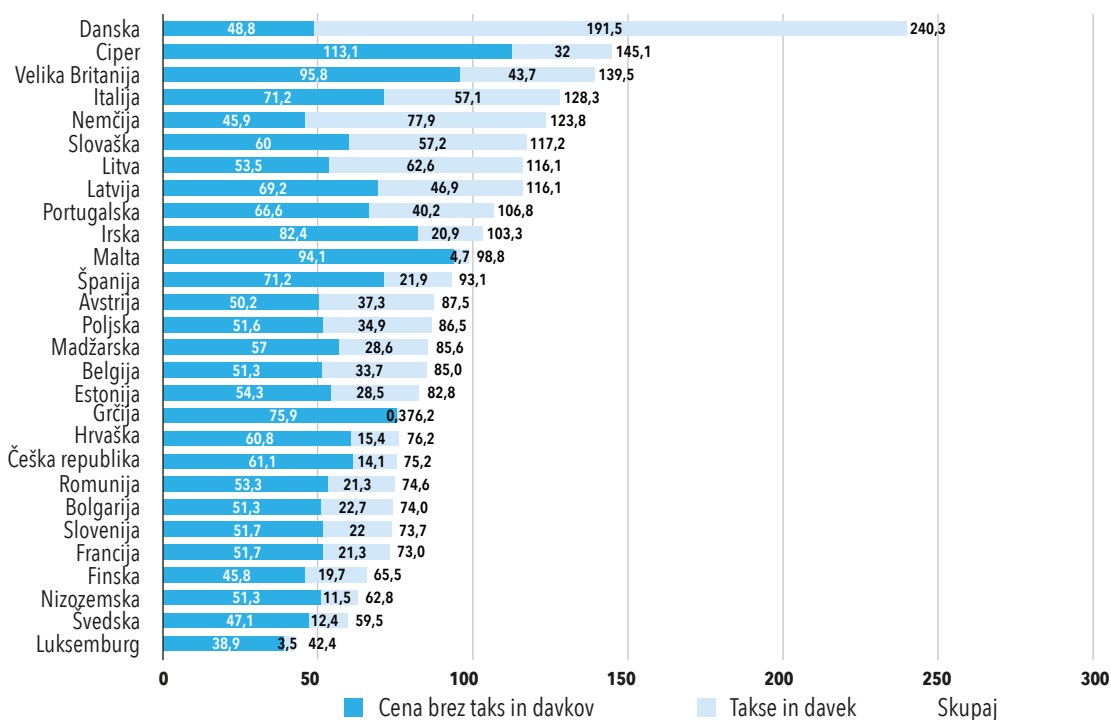
³⁴ Odjemalci z letno porabo 2000 MWh (le) oziroma 10.000 MWh (lf)

Slika 58: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh (Ib) v državah EU in Sloveniji za leto 2017 v EUR/MWh



Vir: Eurostat

Slika 59: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh (Ic) v državah EU in Sloveniji za leto 2017 v EUR/MWh



Vir: Eurostat

3.4.2 Preglednost trga

Finančna preglednost dobaviteljev

Agencija v okviru monitoringa trga analizira letna poročila dobaviteljev. Rezultat analiz so interne strokovne podlage in poročila o poslovanju teh podjetij, ki jih agencija uporablja v korelacijskih analizah za potrebe spremljanja trga. Agencija tudi v letu 2017 ocenjuje, da krovna zakonodaja zagotavlja dovolj visoko stopnjo finančne preglednosti dobaviteljev na maloprodajnem trgu.

Preglednost računov in objava sestave proizvodnih virov

Dobavitelji električne energije so svojim odjemalcem na računih in promocijskih gradivih zavezani objavljati sestavo proizvodnih virov za proizvodnjo elektrike, ki jo je posamezni dobavitelj v prejšnjem koledarskem letu dobavil svojim odjemalcem. Dobavitelji morajo svoje deleže proizvodnih virov za prejšnje koledarsko leto začeti objavljati od 1. julija tekočega leta.

Sestava proizvodnih virov, ki jo objavljajo dobavitelji električne energije, temelji na količini razveljavljenih potrdil o izvoru za obnovljive vire posameznega dobavitelja in na tako imenovani preostali sestavi proizvodnih virov. V metodologiji določanja sestave proizvodnih virov, ki se v Sloveniji uporablja za določanje in prikaz sestave proizvodnih virov od leta 2013, se ne upoštevajo podatki o sestavi proizvodnih virov, ki so morebiti določeni v pogodbah med udeleženci na veleprodajnem trgu z električno energijo. Deleži obnovljivih virov posameznega dobavitelja so določeni na podlagi števila razveljavljenih potrdil o izvoru, medtem ko so deleži drugih virov energije (fosilni in jedrski) določeni izključno na podlagi preostale sestave proizvodnih virov.

Agencija mora do 31. maja na svoji spletni strani objaviti preostalo sestavo proizvodnih virov za prejšnje koledarsko leto. Preostala sestava proizvodnih virov temelji na statistiki proizvodnje električne energije, od katere se odšteje vsa proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov, za katero so bila izdana potrdila o izvoru. K preostali sestavi proizvodnih virov se kot električna energija iz obnovljivih virov doda tudi električna energija, ki ustreza številu potrdil o izvoru, katerim je v prejšnjem letu potekla veljavnost. Količina električne energije, ki ustreza tako določeni nacionalni preostali sestavi proizvodnih virov, se primerja s porabljenjo električno energijo v prejšnjem letu, od katere se odštejeta količina za slovenske dobavitelje ali končne odjemalce razveljavljenih potrdil o izvoru in poraba električne energije za črpanje v črpalni elektrarni. V tej količini se upoštevajo tudi izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu. Če je ta količina večja od količine, ki ustreza nacionalni preostali sestavi proizvodnih virov, se manjkajoče količine nadomestijo tako, da se kot njihova sestava upošteva evropska preostala sestava proizvodnih virov, ki jo vsako leto objavlja evropsko združenje izdajateljev potrdil o izvoru AIB. Združenje objavi evropsko preostalo sestavo proizvodnih virov za prejšnje leto do 15. maja tekočega leta. Z dopolnitvijo nacionalne preostale sestave proizvodnih virov z evropsko preostalo sestavo dobimo preostalo sestavo proizvodnih virov, ki jo objavi agencija in je podlaga za določanje sestave proizvodnih virov posameznega dobavitelja.

Posamezni dobavitelj pri izračunu sestave proizvodnih virov svojo količino dobavljene električne energije najprej pokrije s količino, ki ustreza na njegovo ime ali na ime njegovih končnih odjemalcev razveljavljenih potrdil o izvoru za obnovljive vire. V tej količini se upošteva tudi delež električne energije iz proizvodnih naprav za izkoriščanje obnovljivih virov, ki prejemajo podporo v obliki zagotovljenega odkupa proizvedene električne energije, in ki ga za vsakega posameznega dobavitelja določi agencija glede na njegov količinski delež v skupni dobavi električne energije končnim odjemalcem. Ta količina se upošteva kot električna energija iz obnovljivih virov. Preostalo količino dobavljene energije dobavitelj nadomesti s preostalo sestavo proizvodnih virov, pri čemer se tako nadomeščena sestava upošteva v sorazmernem deležu med skupno dobavljeno količino dobavitelja in količino, za katero je razveljavil potrdila o izvoru. Na ta način posamezni dobavitelj določi svojo sestavo proizvodnih virov na ravni podjetja. To sestavo morajo objavljati vsi dobavitelji, ki so dejavni na slovenskem maloprodajnem trgu z električno energijo. Če pa dobavitelj dobavlja svojim odjemalcem tudi posebne produkte električne energije, ki praviloma predstavljajo 100-odstotno energijo iz obnovljivih virov, ali določen delež energije iz obnovljivih virov, mora tistim odjemalcem, ki jim dobavlja te produkte, ločeno objaviti tudi sestavo proizvodnih virov konkretnega produkta.

V maju 2017 je agencija izračunala in na spletni strani objavila preostalo sestavo proizvodnih virov za leto 2016. Pri tej sestavi iz leta v leto opazamo zmanjševanje deleža električne energije iz obnovljivih virov. Razlog za to je v naraščajočem obsegu uporabe potrdil o izvoru v Sloveniji, kar poleg izvoza teh potrdil na tuje trge v Sloveniji povzroča vse manjše količine neizrabljenih potrdil o izvoru in s tem količin električne energije, za katera potrdila o izvoru sploh niso bila izdana. V preostali sestavi proizvodnih virov za leto

2017 tako znaša delež električne energije iz obnovljivih virov le 4,63 %, medtem ko je delež električne energije iz fosilnih goriv 63,27 %, delež električne energije iz jedrskih elektrarn pa 32,10 %.

Obveznost oblikovanja redne ponudbe in javne objave ponudb

Dobavitelji gospodinjskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem morajo 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. Oblikovati in objaviti morajo tudi ponudbo na podlagi rednih cenikov, in sicer pod določenimi pogoji. Redni cenik je namreč definiran v EZ-1 in pomeni cenik za določen tip odjemalca (gospodinjski ali mali poslovni odjemalec) in velja za vse odjemalce, ki sklenejo pogodbo o dobavi z dobaviteljem, z izjemo akcijskih oziroma paketnih cenikov, ter je vanj vključenih najmanj 50 % in najmanj 1000 odjemalcev pri posameznem dobavitelju.

Dejavnosti agencije za zagotavljanje preglednosti

Agencija pripomore k preglednosti maloprodajnega trga z izvajanjem monitoringa preglednosti tega trga ter z zagotavljanjem informacij v okviru skupne kontaktne točke. Monitoring se izvaja na podlagi javno objavljenih podatkov in drugih podatkov, ki jih agencija pridobiva od zavezancev za poročanje. Na podlagi izsledkov monitoringa, prijav kršitev oziroma omejevalnih praks in drugega agencija izvaja nadzorne dejavnosti ter izvaja ukrepe za zagotavljanje preglednosti, ki vključujejo:

- bilateralno delovanje;
- pripravo predlogov za spremembe zakonodaje;
- vplivanje na normativne določbe podzakonskih aktov, h katerim daje agencije mnenje oziroma soglasje;
- izvajanje posvetovalnih procesov skladno s sprejetimi usmeritvami za aktivno reguliranje energetske dejavnosti in omrežij prihodnosti (AREDOP);
- korektivno vplivanje na delovanje udeležencev na trgu na podlagi izvajanja nadzornih postopkov;
- usmerjanje deležnikov na podlagi sodelovanja v strokovnih združenjih (npr. v Sekciji IPET, ki deluje v okviru Energetske zbornice Slovenije).

Na spletni strani agencije so v okviru skupne kontaktne točke uporabnikom med drugim na voljo tudi e-storitve, med katerimi je ključna spletna aplikacija Primerjalnik stroškov oskrbe z električno energijo. Primerjalnik omogoča izračun in primerjavo stroškov storitve dobave za porabljeno električno energijo za posamezen profil odjema na podlagi veljavnih ponudb o dobavi oziroma cenikov, po katerih se še vedno oskrbujejo odjemalci, pa k njim ni več mogoče pristopiti. Primerjalne izračune je mogoče izvajati za ponudbe storitve dobave gospodinjskim odjemalcem 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 gospodinjske in male poslovne odjemalce. Primerjava je na podlagi EZ-1 omejena le na primerjavo stroškov tistih ponudb, ki temeljijo na rednih cenikih. To pomeni, da uporabniki od uveljavitve EZ-1 nimajo več enotnega dostopa do vseh cenikov oziroma ponudb v primerjalnih storitvah agencije in morajo zato tovrstne informacije iskati pri posameznem dobavitelju ali komercialnih ponudnikih primerjalnih storitev, kar onemogoča učinkovito primerjavo. Komercialne primerjalne storitve stroškov oskrbe pa niso regulirane in jih ne upravlja neodvisna ustanova, kar je ena od zahtev predloga nove evropske regulative³⁵. V aplikaciji agencija med drugim zagotavlja tudi sprotno posodobljen seznam dobaviteljev in elektrooperaterjev, ki vključuje osebno izkaznico posameznega podjetja in druge koristne podatke.

V okviru skupne kontaktne točke agencija zagotavlja tudi e-storitev preverjanja mesečnega obračuna (spletna aplikacija Preveri mesečni obračun), kjer lahko uporabniki preverijo pravilnost izstavljenega mesečnega računa za porabljeno električno energijo glede na izbranega dobavitelja in ponudbo ter svoje značilnosti odjema. Izračun je izveden ločeno po zakonsko predpisanih postavkah računa, omogočen pa je za vse produkte na trgu in ne le za tiste, ki temeljijo na rednih cenikih. Funkcionalnost ne podpira preverjanja izstavljenih računov, ki vsebujejo poračun. Agencija nadalje zagotavlja tudi primerjalni izračun stroškov za uporabo omrežja po vseh odjemnih skupinah glede na profil porabe uporabnika (aplikacija Izračun stroška za uporabo omrežja).

V okviru skupne kontaktne točke agencija uporabnikom zagotavlja tudi druge pomembne in sprotno posodobljene informacije, s katerimi pripomore k preglednosti maloprodajnega trga in storitev (strukturiran seznam zakonodaje, obrazložitev računa itd.).

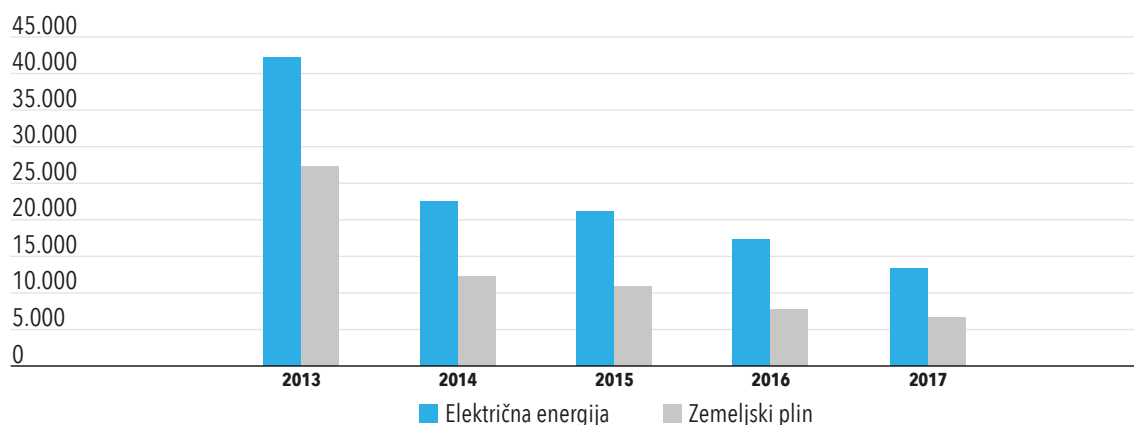
³⁵ Predlog novih direktiv in uredb EU – Čista energija za vse Evropejce

Na maloprodajnem trgu je v letu 2017 sedem dobaviteljev imelo oblikovane ponudbe na podlagi rednih cenikov, pri čemer so bile cene štirih dobaviteljev, katerih dejavnost ni povezana z distribucijskimi podjetji, za povprečnega gospodinjanskega odjemalca skoraj identične. Odjemalcem je bila na voljo tudi dovolj raznolika ponudba storitev dobave, ki ni bila omejevalna v smislu vezav in pogodbenih kazni – med njimi namreč niso le ponudbe na podlagi rednih cenikov, temveč tudi mnoge druge. Odjemalcem, ki sklenejo pogodbe o dobavi na podlagi takih ponudb, je teoretično omogočena menjava dobavitelja vsak mesec. Gospodinjanski odjemalec lahko sicer na podlagi določil EZ-1 vedno odstopi od pogodbe o dobavi pred določenim rokom brez plačila pogodbene kazni, odškodnine, nadomestila ali kakršnega koli drugega plačila, če odpoved začne učinkovati najmanj eno leto po sklenitvi pogodbe.

Zanimanje za ponudbe na podlagi rednih cenikov se še naprej zmanjšuje

Zanimanja za ponudbo na podlagi rednih cenikov je med aktivnimi odjemalci vse manj, kar potrjuje tudi analiza števila izvedenih primerjav z uporabo primerjalnih storitev agencije, ki se je v letu dni od uveljavitve EZ-1 prepolovilo in se še nadalje zmanjšuje (slika 60). Zagotovo na to vpliva tudi potencial prihranka ob menjavi dobavitelja, ki je še precej večji ob izbiri druge ponudbe, ki ne temelji na rednih cenikih, oziroma akcijske ponudbe (poglavje 3.4.2.1).

Slika 60: Število izvedenih primerjav letnih stroškov na podlagi ponudb, ki temeljijo na rednih cenikih



Vir: agencija

Za zagotovitev ustreznosti preglednosti celotne ponudbe na trgu bi bilo treba ponovno zagotoviti neodvisno in regulirano primerjavo vseh ponudb na trgu na enem mestu. To bi bilo možno v okviru skupne kontaktne točke agencije, ki odjemalcem ponuja tudi vse druge potrebne podporne informacije.

Z namenom zagotoviti preglednost maloprodajnega trga agencija v okviru svojih pristojnosti izvaja tudi nadzore nad dobavitelji električne energije in distribucijskimi operaterji ter na podlagi ugotovitev in veljavne zakonodaje izreka nadzorne ukrepe.

V letu 2017 je izvedla nadzor nad dobavitelji električne energije glede navajanja enotnega identifikatorja merilnega mesta na njihovih računih. Ugotovila je, da so dobavitelji električne energije na svojih enotnih računih različno navajali enotni identifikator merilnega mesta. Zato je dobavitelje energije pozvala, naj na svojih računih uporabljajo določeno enotno poimenovanje identifikatorja merilnega mesta. Vsi dobavitelji so ravnali skladno s pozivom agencije, zato so bili postopki nadzora v letu 2017 zaključeni.

Agencija je izvedla tudi pregled nad zakonsko obveznostjo dobaviteljev, da določijo neodvisnega izvajalca izvensodnega reševanja potrošniških sporov. Pri pregledu je ugotovila, da nekateri še niso imeli določenega izvajalca izvensodnega reševanja potrošniških sporov, navedenega v Registru izvajalcev izvensodnega reševanja potrošniških sporov (IRPS), ki ga skladno z Zakonom o izvensodnem reševanju potrošniških sporov vodi Ministrstvo za gospodarski razvoj in tehnologijo. Zato je agencija uvedla postopek nadzora nad šestimi dobavitelji in jih pozvala, da določijo izvajalca izvensodnega reševanja sporov skladno z 48. in 50. členom EZ-1. Trije dobavitelji so ravnali skladno s pozivom agencije, zato so bili ti postopki nadzora zaključeni v letu 2017, trije postopki nadzora pa se nadaljujejo v letu 2018.

3.4.2.3 Učinkovitost trga

Agencija izvaja monitoring učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga na podlagi kontinuiranega zbiranja podatkov od reguliranih dejavnosti, tržnih udeležencev in agregatorjev javnih podatkov (Ministrstvo za infrastrukturo). V nadaljevanju so prikazani kazalniki, s katerimi meri učinkovitost in konkurenčnost trga.

Dobava električne energije vsem končnim odjemalcem

Tabela 26 prikazuje tržne deleže dobaviteljev, izračunane na podlagi količine dobavljene električne energije, pri čemer je upoštevana dobava na celotnem maloprodajnem trgu, kar pomeni, da je vključena tudi dobava končnim odjemalcem, priključenim na zaprte distribucijske sisteme (ZDS).

Tabela 26: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v Sloveniji v letu 2017

Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
GEN-I	2723,7	20,1 %
ECE	2719,6	20,0 %
Energija plus	1537,3	11,3 %
E3	1263,0	9,3 %
Elektro energija	1248,8	9,2 %
TALUM	1207,5	8,9 %
Petrol Energetika	777,6	5,7 %
Petrol	714,6	5,3 %
HEP	628,5	4,6 %
Drugi	389,9	2,9 %
Acroni	358,3	2,6 %
Skupaj	13.569	100 %
HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem		1.281

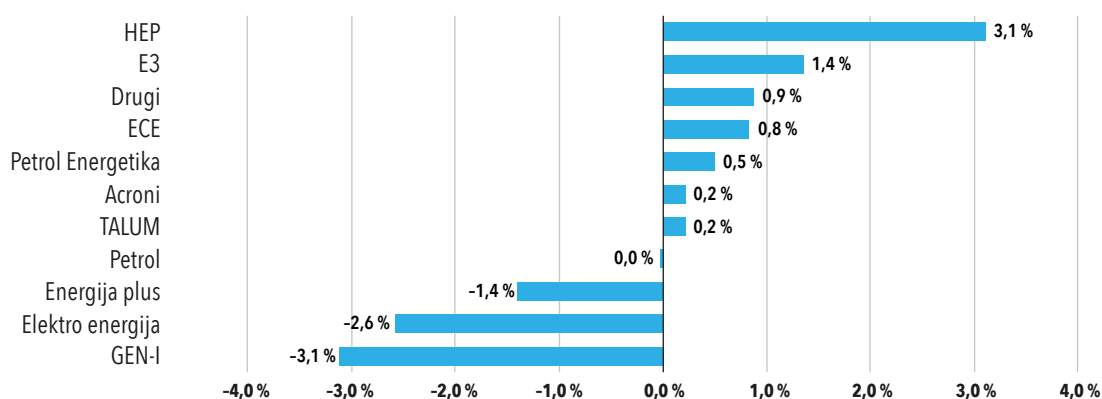
Viri: podatki dobaviteljev

Vrednost HHI kaže, da gre za zmerno koncentriran maloprodajni trg (HHI = 1000-1800). V primerjavi z letom 2016, ko je znašal 1413, se je indeks HHI znižal zaradi spremenjenih razmerij družb z največjim tržnim deležem in povečanja tržnih deležev manjših dobaviteljev.

V letu 2017 se je glede na predhodno leto najbolj povečal tržni delež dobaviteljev HEP, E3 in drugih manjših dobaviteljev. Hrvaška elektroenergetska družba HEP je na maloprodajnem trgu prisotna samo na segmentu večjih poslovnih odjemalcev, saj nima javno objavljene izhodiščne ponudbe za mali poslovni odjem. HEP je v letu 2017 dobavil skoraj trikrat več električne energije kot v letu 2016 in s tem močno povečal svoj tržni delež. Povečali so ga tudi E3 in drugi manjši dobavitelji, kar je lahko posledica učinkovitih marketinških dejavnosti in komunikacije z odjemalci o novostih v prodajnih ponudbah dobaviteljev. Več o pridobivanju novih odjemalcev oziroma povečevanju tržnega deleža manjših dobaviteljev je zapisano v študiji primera na strani 100.

Največjo izgubo tržnega deleža sta v letu 2017 doživela dobavitelja Elektro energija in GEN-I. Pri Elektro energiji je to lahko tudi posledica prestrukturiranja portfelja na podlagi novega poslovnega modela, ki ga narekuje lastniško združevanje z GEN-I. Spremembe tržnih deležev prikazuje slika 61.

Slika 61: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v letu 2017 glede na leto 2016



Vir: agencija

Dobava električne energije vsem poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na tržnem segmentu maloprodajnega trga poslovnih odjemalcev v letu 2017 prikazuje tabela 27.

Tabela 27: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2017

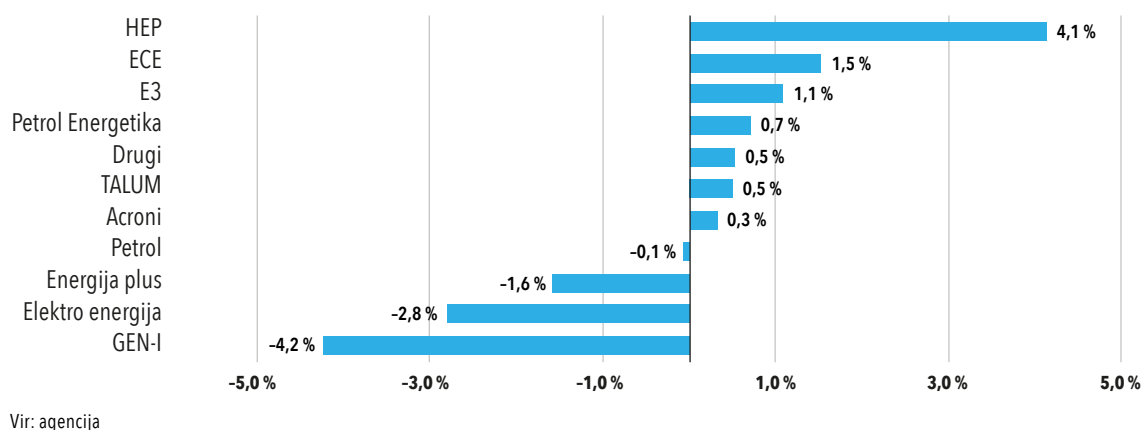
Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
ECE	2099,1	20,4 %
GEN-I	1978,2	19,3 %
TALUM	1207,5	11,8 %
Energija plus	1030,8	10,0 %
Petrol Energetika	756,8	7,4 %
E3	745,7	7,3 %
Elektro energija	696,6	6,8 %
HEP	628,5	6,1 %
Petrol	476,9	4,6 %
Acroni	358,3	3,5 %
Drugi	287,2	2,8 %
Skupaj	10.265	100 %
HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem		1.261

Vir: portal EPOS

Stopnja koncentracije zadevnega trga je bila v letu 2017 srednja. HHI se je v primerjavi z letom 2016, ko je znašal 1390, zmanjšal na 1261.

Kot lahko vidimo na sliki 62, so največji tržni delež glede na leto 2016 pridobili HEP, ECE in E3. HEP, ki dobavlja le poslovnim odjemalcem, je v letu 2017 dobavil skoraj trikrat več električne energije kot v predhodnem letu. Največji tržni delež sta v letu 2017 glede na leto 2016 tudi na tem segmentu izgubili družbi Elektro energija in GEN-I.

Slika 62: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2017 glede na leto 2016



Dobava električne energije gospodinjskim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na segmentu maloprodajnega trga gospodinjskih odjemalcev v letu 2017 prikazuje tabela 28.

Tabela 28: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem gospodinjskim odjemalcem v letu 2017

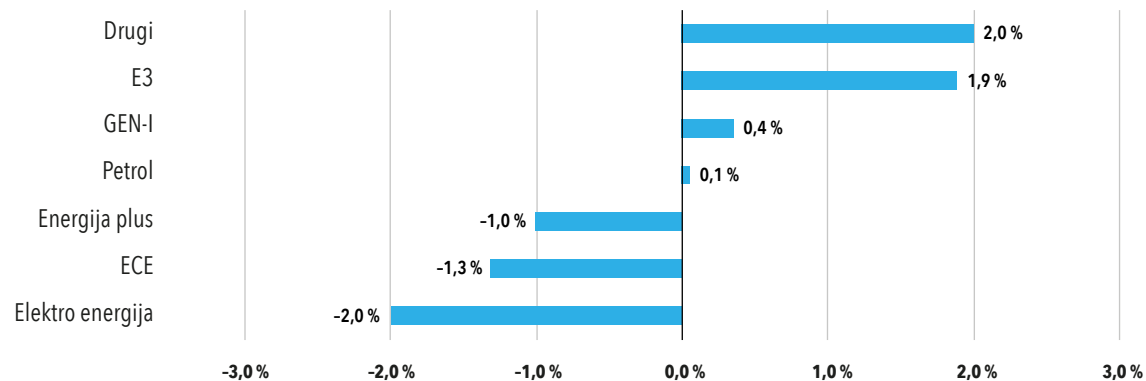
Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
GEN-I	745,5	22,6 %
ECE	620,6	18,8 %
Elektro energija	552,2	16,7 %
E3	517,3	15,7 %
Energija plus	506,5	15,3 %
Petrol	237,7	7,2 %
Drugi	123,5	3,7 %
Skupaj	3.303	100 %
HHI dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem		1.688

Vir: podatki dobaviteljev

Za maloprodajni trg za gospodinjske odjemalce je bila v letu 2017 značilna srednja stopnja tržne koncentracije, saj je vrednost HHI znašala 1688. V primerjavi z letom 2016 se je vrednost HHI znižala. Največji tržni delež na tem segmentu je imel GEN-I, sledita ECE in Elektro energija. Tržni delež treh največjih dobaviteljev je znašal 58,1 %, kar je nekoliko manj kot v letu 2016, ko je njihov skupni tržni delež znašal 61 %.

S slike 63 je razvidno, da so svoj tržni delež v letu 2017 v primerjavi z letom 2016 najbolj povečali drugi manjši dobavitelji ter dobavitelja E3 in GEN-I. Eden od drugih manjših dobaviteljev je v tem času pridobil celo več kot 11.000 novih odjemalcev. Glede na dejstvo, da je na trgu veliko število dobaviteljev z ugodnimi ponudbami, je tako obsežno pridobivanje novih odjemalcev nepričakovano. Ob tem se hkrati potrjuje, da so agresivni marketinški pristop, hitra odzivnost in kakovostno izvajanje storitve prodaje zagotovilo za pridobivanje novih oziroma zadovoljstvo odjemalcev.

Slika 63: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem gospodinjskim odjemalcem v letu 2017 glede na leto 2016

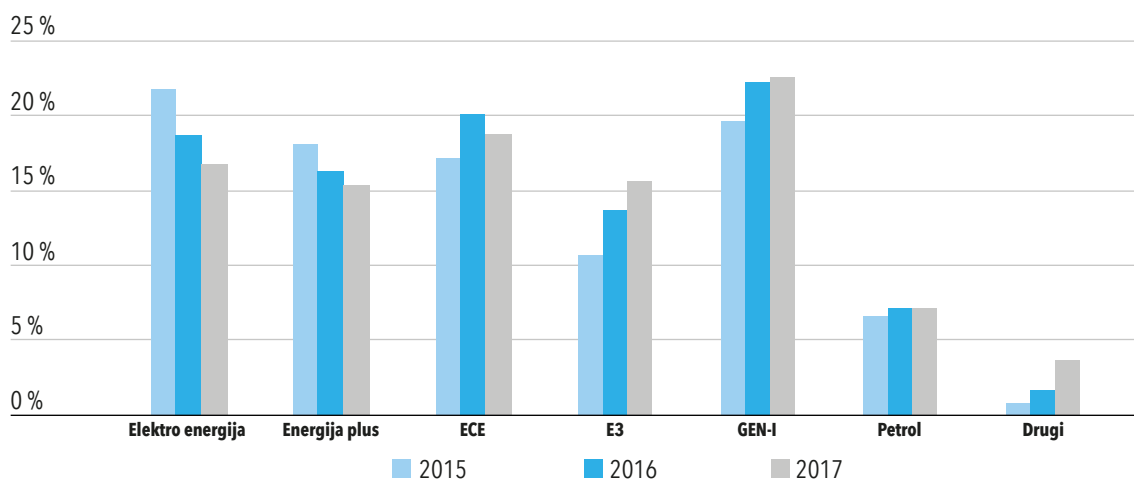


Vir: agencija

Maloprodajni trg električne energije ostaja zmerno koncentriran

Kot lahko vidimo na sliki 64, so v obdobju od leta 2015 do konca leta 2017 svoj tržni delež neprekinjeno povečevale družbe GEN-I, E3, Petrol in drugi manjši dobavitelji. Izgubo tržnega deleža v zadnjem letu beleži ECE, skozi celotno opazovano obdobje pa se tržni delež zmanjšuje družbama Elektro energija in Energija plus.

Slika 64: Gibanje tržnih deležev dobaviteljev električne energije gospodinjskim odjemalcem v obdobju 2015–2017

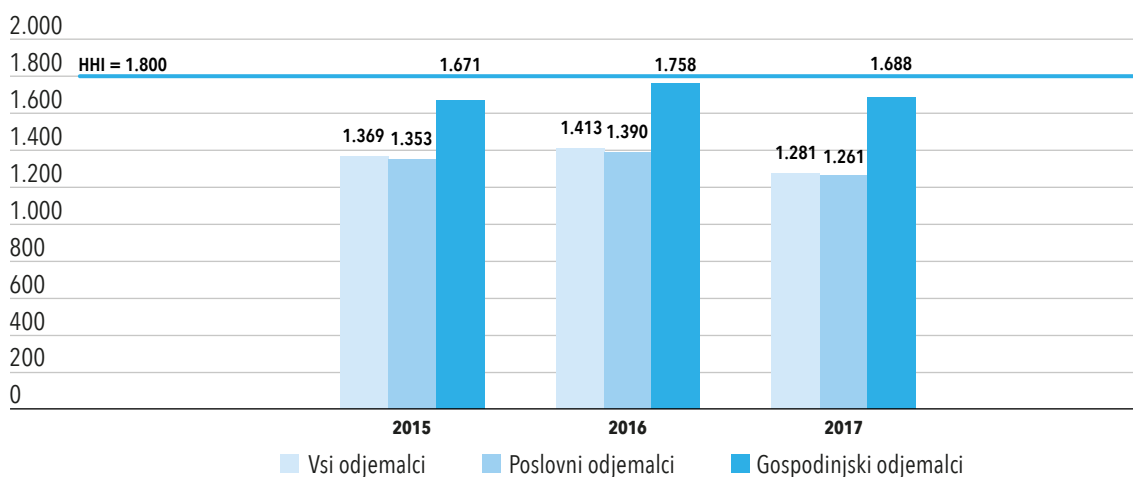


Vir: agencija

HHI v obdobju 2015–2017

Tržna koncentracija se je v letu 2017 rahlo zmanjšala na vseh opazovanih maloprodajnih trgih, kar kaže na povečanje konkurence med posameznimi dobavitelji na trgu, in sicer najbolj pri poslovnem odjemu. Segment gospodinjskega odjema se z vidika tržne koncentracije še vedno giblje blizu zgornje meje srednje koncentriranega trga.

Slika 65: Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2015–2017

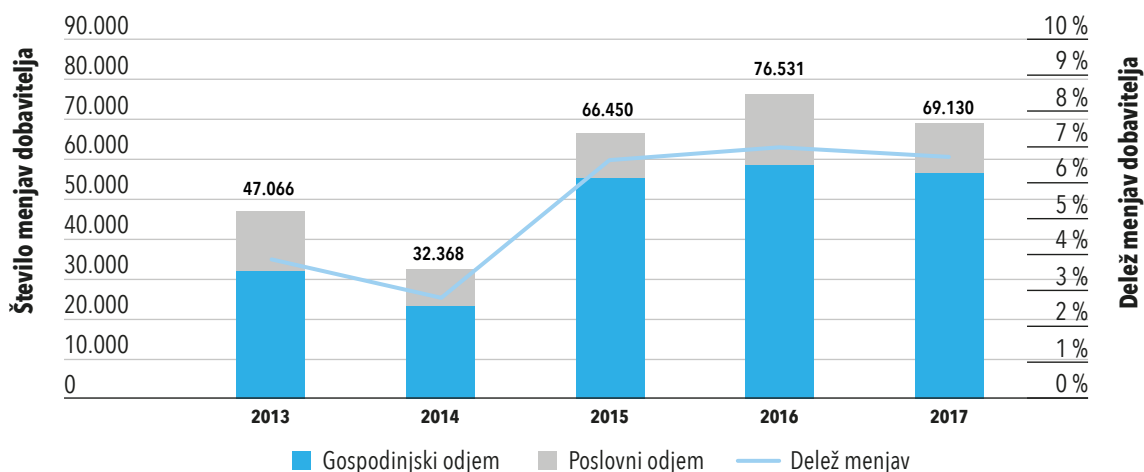


Vir: agencija

Menjave dobavitelja

V letu 2017 je dobavitelja električne energije zamenjalo 69.130 odjemalcev, in sicer 56.679 gospodinjstev in 12.451 poslovnih odjemalcev. Leto prej smo na maloprodajnem trgu z električno energijo zabeležili 76.531 menjav dobavitelja, kar pomeni, da se je število menjav v letu 2017 v primerjavi z letom pred tem zmanjšalo za skoraj 10 %. Na sliki 66 je prikazan petletni trend gibanja skupnega števila menjav glede na tip odjema in delež menjav dobavitelja.

Slika 66: Število menjav dobavitelja v obdobju 2013–2017



Vir: SODO

Največje število odjemalcev je v letu 2017 pridobila družba, ki se po tržnem deležu v letu 2016 ni uvrstila med tri največje dobavitelje električne energije vsem končnim odjemalcem. Drugo največje število odjemalcev pa je pridobil dobavitelj, čigar tržni delež je v letu 2016 znašal manj kot en odstotek.

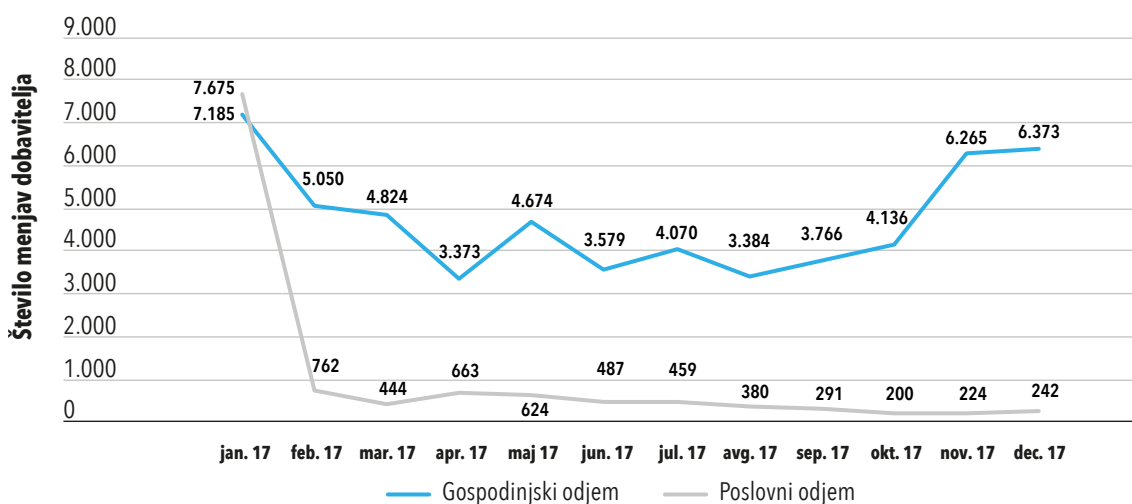
Kljub akciji Zamenjaj in prihrani#2 Zveze potrošnikov Slovenije, ki je v maju 2017 organizirala drugi skupinski nakup električne energije in zemeljskega plina v Sloveniji, je v letu 2017 dobavitelja električne energije zamenjalo skupaj manj končnih odjemalcev kot leto prej. Akcija je bila nekoliko uspešnejša od prve v letu 2015; takrat je dobavitelja električne energije zamenjalo več kot 13 tisoč odjemalcev³⁶, kar predstavlja skoraj 20 % vseh menjav dobavitelja v letu 2017. Zaradi napovedane akcije Zveze potrošnikov Slovenije je najbrž določen delež aktivnih odjemalcev svojo dejavnost pri vsakoletni menjavi dobavitelja vnaprej načrtoval in jo izvedel s sodelovanjem v omenjeni akciji, kar je lahko vplivalo na manjše skupno število menjav v opazovanem obdobju. Sklepamo lahko tudi, da se ozaveščenost odjemalcev o potencialnem prihranku pri menjavi dobavitelja žal ne širi izven kroga do sedaj aktivnih odjemalcev – potencialni prihranek se je namreč v letu 2017 še povečal. Več o tem v poglavju 3.4.2.1 na strani 86.

6,7%
oziroma 69.130 zamenjav
dobaviteljev električne
energije, kar je manj
kot leta 2016

Dinamika števila menjav v letu 2017 (slika 67) kaže, da je največ gospodinjstev dobavitelja zamenjalo na začetku leta, na kar so vplivale intenzivnejše dejavnosti dobaviteljev ob koncu leta 2016 in s tem povezano znižanje cen na maloprodajnem trgu³⁷.

Na sliki lahko vidimo tudi povečano dejavnost pri menjavi dobavitelja ob koncu leta 2017. Število menjav je takrat pomembno odstopalo od mesečnega povprečja, povečane dejavnosti pa lahko pripišemo zaključevanju akcije Zamenjaj in prihrani#2 ob koncu oktobra in posledično izdatni promocijski aktivnosti. Delež menjav dobavitelja je v letu 2017 znašal približno 6,7 % in se je v primerjavi z letom 2016 zmanjšal. Z vidika ravni dejavnosti dobaviteljev to nima pozitivnih učinkov na trgu. Raziskava, ki jo je opravil inštitut VassaETT³⁸, je namreč potrdila, da pri 8,5-odstotnem deležu menjav na trgu dobavitelji že tvegajo izgubo precejšnjega števila odjemalcev, če na trgu niso dejavni ali če naredijo kakšno napako pri vzdrževanju zelene ravni lojalnosti svojih odjemalcev.

Slika 67: Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2017 glede na tip odjema



Vir: SODO

Na sliki lahko tudi vidimo, da je število menjav pri poslovnih odjemalcih v začetku leta veliko večje kot v preostalih mesecih, saj ob koncu koledarskega leta večinoma potečejo sklenjene pogodbe o dobavi.

V povprečju je na mesec dobavitelja električne energije zamenjalo 4723 gospodinjstev in 1038 poslovnih odjemalcev.

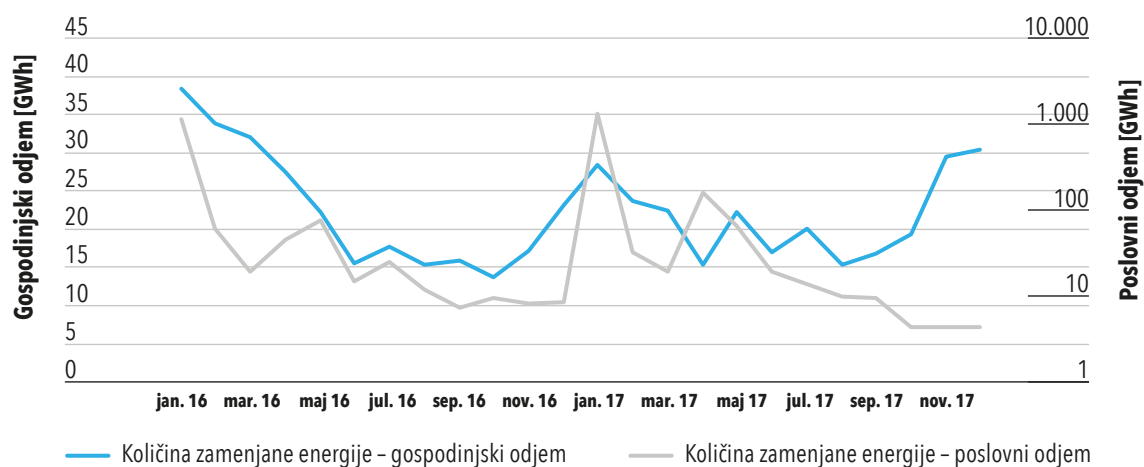
³⁶ <https://www.zamenjajinprihrani.si>

³⁷ Znižanje vrednosti maloprodajnega indeksa cen (MPI) za posamezne standardizirane tipe odjema in za povprečnega gospodinjstevskega odjemalca, ki je izračunan na podlagi rednega cenika (slednje se je zgodilo prvič po uveljavitvi EZ-1)

³⁸ VassaETT World Energy Retail market Rankings

Slika 68 prikazuje trend gibanja količine zamenjane električne energije od januarja 2016 do decembra 2017.

Slika 68: Količine zamenjane energije glede na tip odjema v letih 2016 in 2017

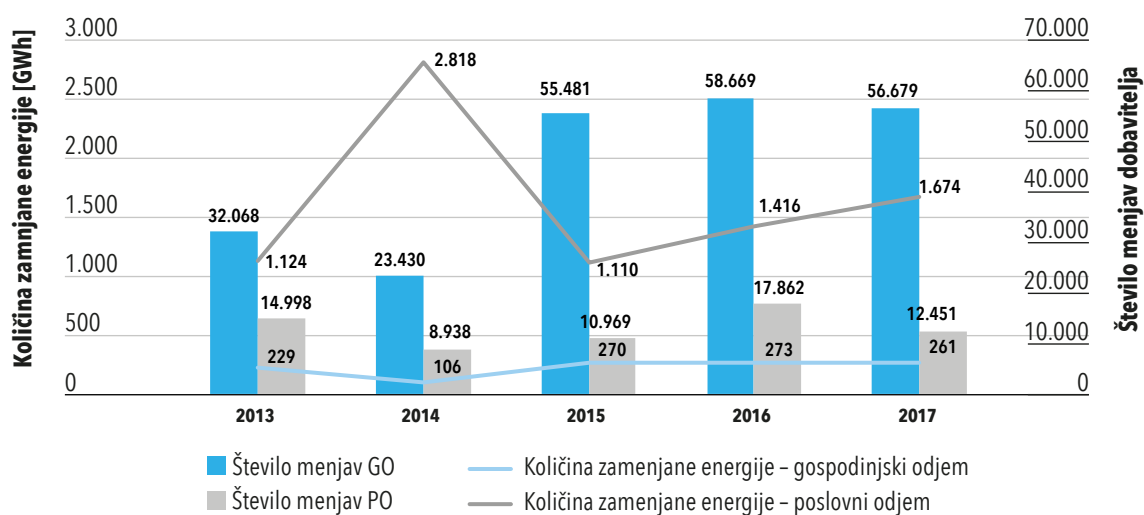


Vir: SODO

Količina zamenjane energije je tako pri gospodinjstvem kot tudi pri poslovnem odjemu tesno povezana s številom menjav dobavitelja. Izjema je bil april 2017 pri poslovnih odjemalcih, ko je bila količina zamenjane električne energije ob zelo nizkem številu menjav nesorazmerno visoka. Razlog za to je bila menjava dobavitelja enega ali več velikih industrijskih odjemalcev električne energije.

Slika 69 kaže, da je bila v primerjavi z letom 2016 količina zamenjane energije pri poslovnih odjemalcih v letu 2017 večja, in to kljub manjšemu številu menjav v tem letu. To je posledica menjav dobavitelja večjih industrijskih odjemalcev električne energije. Pri gospodinjstvih je bila zaradi manjšega števila menjav v letu 2017 v primerjavi z letom 2016 manjša tudi zamenjana količina električne energije.

Slika 69: Količine zamenjane energije glede na tip odjema in število menjav dobavitelja v obdobju 2013–2017



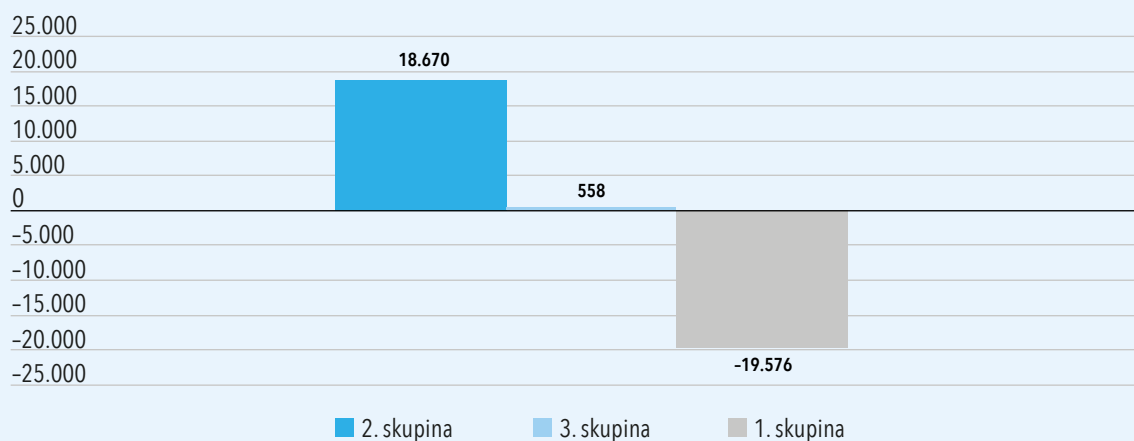
Vir: SODO

ŠTUDIJA PRIMERA: Korelacija tržnega deleža in velikosti dobavitelja s pridobljenimi novimi odjemalci

Agencija je analizirala, kateri dobavitelji v Sloveniji so bili najuspešnejši pri pridobivanju novih odjemalcev in kakšen je bil vpliv velikosti tržnega deleža na njihovo uspešnost. V analizo je bilo vključenih 17 dobaviteljev, pri čemer niso bile upoštevane družbe, ki imajo status zaprtega distribucijskega sistema (ZDS) in sistemskega operaterja distribucijskega omrežja. Dobavitelji so bili razvrščeni v tri skupine glede na velikost tržnega deleža na segmentu dobave gospodinjskim odjemalcem v letu 2016. Šest dobaviteljev z največjim tržnim deležem je bilo uvrščenih v 1. skupino, naslednjih šest v 2. skupino, preostalih pet dobaviteljev z najmanjšim tržnim deležem pa sestavlja 3. skupino. Z analizo smo želeli ugotoviti, kako uspešne so posamezne skupine dobaviteljev električne energije pri pridobivanju odjemalcev.

Maloprodajni trg z električno energijo je v zadnjem času doživel precejšnje spremembe, med glavnimi vzroki zanje pa so povečanje konkurence zaradi vstopa novih dobaviteljev, novi poslovni in marketinški pristopi, terenska prodaja in lažja dostopnost informacij. Vse to odjemalcem poenostavi odločitev o zamenjavi dobavitelja oziroma o spremembi pogodbenih pogojev z obstoječim dobaviteljem. Analiza temelji na predpostavki, da največji dobavitelji z bogato zgodovino poslovanja in zagotavljanja storitev, z dobro razvežano prodajno mrežo, prepoznavno blagovno znamko ter kadrovsko in ekonomsko močjo lažje pridobivajo nove odjemalce.

Slika 70: Končno povečanje ali zmanjšanje števila odjemalcev v letu 2017 glede na velikost tržnega deleža dobaviteljev v letu 2016

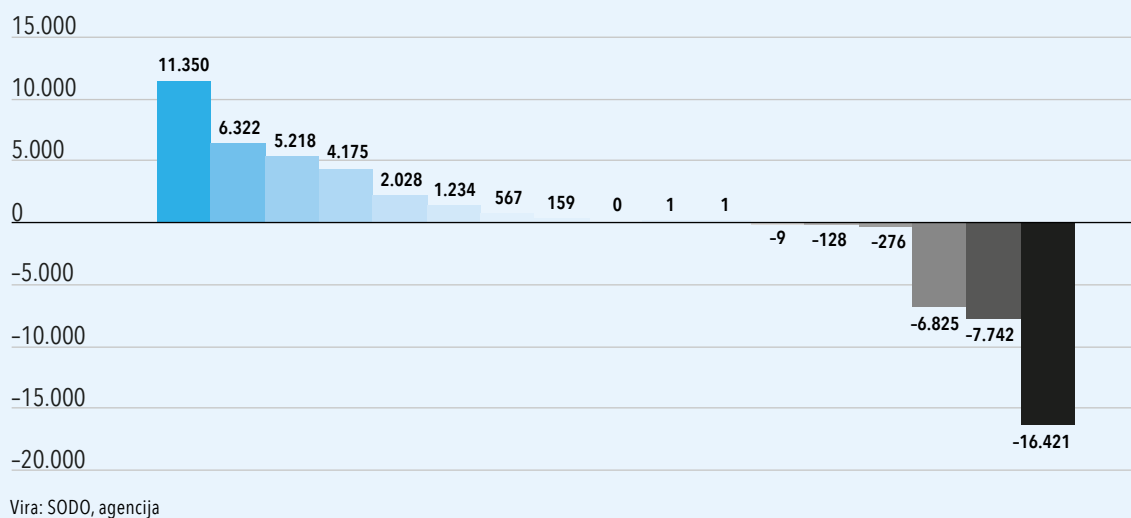


Vira: SODO, agencija

Skoraj **20.000**
odjemalcev so v letu 2017
izgubili največji dobavitelji

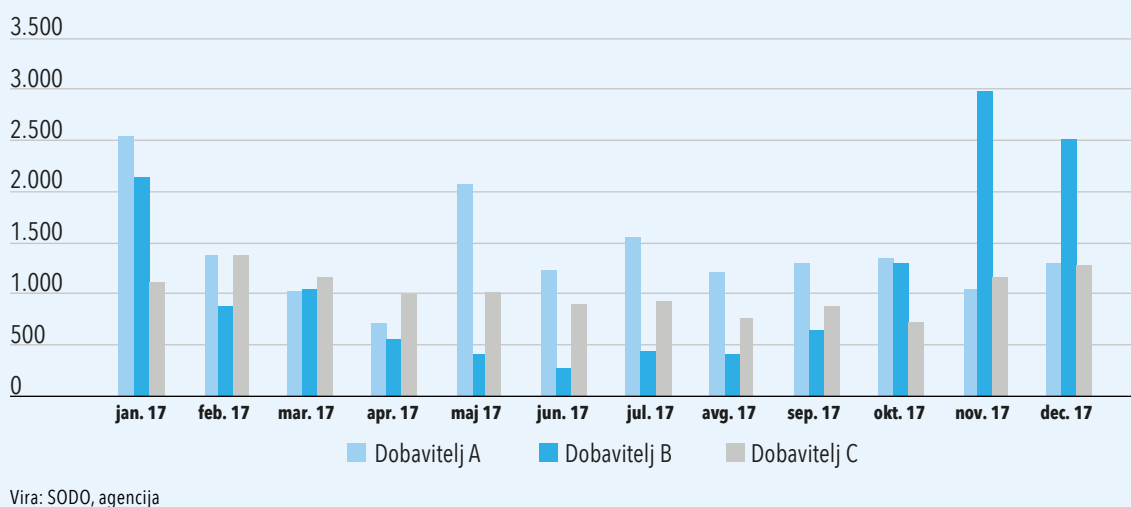
S slike 70 je razvidno, da so največji dobavitelji izgubili skoraj 20.000 odjemalcev, največje število odjemalcev pa je pridobila 2. skupina. Skupno povečanje ali zmanjšanje števila odjemalcev pomeni neto prirast odjemalcev pri vseh dobaviteljih v kontrolni skupini (od pridobljenih so odšteti izgubljeni odjemalci).

Slika 71: Končno povečanje ali zmanjšanje števila odjemalcev v letu 2017 glede na velikost tržnega deleža dobaviteljev v letu 2016



Slika 71 prikazuje, kako uspešni so bili posamezni dobavitelji, vključeni v analizo. Najuspešnejši dobavitelj, ki je pridobil več kot 11.000 novih odjemalcev, je bil glede na velikost tržnega deleža v letu 2016 uvrščen v 2. skupino. Trije dobavitelji, ki so v letu 2017 izgubili največ odjemalcev, sodijo med največje dobavitelje oziroma v 1. skupino.

Slika 72: Pridobivanje odjemalcev po mesecih pri dobaviteljih, ki so v letu 2017 pridobili največ odjemalcev



Slika 72 prikazuje, kakšna je bila dinamika pridobivanja odjemalcev pri dobaviteljih, ki so v letu 2017 pridobili največ odjemalcev. Izgube odjemalcev v tem primeru niso upoštevane. Kot lahko vidimo, je imel dobavitelj C večinoma enakomerno uspešnost pri pridobivanju odjemalcev po posameznih mesecih, dobavitelja A in B pa sta v nekaterih mesecih pridobila izrazito več odjemalcev kot v drugih. To je lahko posledica atraktivne ponudbe na trgu ali povečanih prodajnih dejavnosti.

Sklenemo lahko, da velikost tržnega deleža oziroma velikost dobavitelja sama po sebi ne prinaša prednosti pri pridobivanju novih odjemalcev. Najuspešnejši dobavitelji so tisti, ki pri prodajnih dejavnostih uporabljajo inovativne pristope in obenem nudijo atraktivne ponudbe, in to ne glede na svoj tržni delež. Maloprodajni trg za gospodinjstvi odjem v Sloveniji izkazuje dovolj potenciala za vstop novih deležnikov, kar potrjujejo tudi novi vstopi na trg v zadnjih letih.

Ne glede na svoj tržni delež so najuspešnejši tisti dobavitelji, ki v prodaji uporabljajo inovativne pristope in imajo atraktivne ponudbe

Pritožbe

Agencija spremlja učinkovitost in konkurenčnost trga tudi na podlagi števila pritožb v razmerju med odjemalci in dobavitelji ali operaterji omrežij. V Sloveniji je uveljavljen na dobavitelja osredinjen model trga³⁹, zato je treba pritožbe klasificirati po vsebini na tiste, ki se dejansko nanašajo na storitve dobavitelja, in tiste, ki se nanašajo na storitve distribucijskega operaterja. Podrobneje je to področje obravnavano v poglavju o pritožbah odjemalcev in reševanju sporov (poglavje 5.1.1).

Zagotavljanje učinkovite izmenjave podatkov v ključnih procesih na trgu

Skladno z nalogami iz tretjega svežnja direktiv agencija z izvajanjem posvetovalnega procesa AREDOP (Aktivno reguliranje energetske dejavnosti in omrežij prihodnosti) na področjih, ki neposredno ali posredno naslavljajo učinkovito izmenjavo podatkov na trgu, dejavno prispeva k poenotenju procesov izmenjave podatkov za najpomembnejše tržne procese na trgu z električno energijo. Strategija agencije temelji na usmerjanju deležnikov na trgu k uporabi odprtih standardov pri izmenjavi podatkov. Uporaba odprtih standardov je ključna za odpravo določenih ovir za vstop novih udeležencev na trg in znižuje stroške vstopa. S tem se zagotavljajo ugodne razmere za krepitev konkurence na trgu. Vse ključne podatkovne entitete v elektronski izmenjavi podatkov morajo biti na podlagi splošnega akta agencije opredeljene s standardiziranimi identifikatorji, zato so se v letu 2017 na področju maloprodajnega trga z električno energijo nadaljevale dejavnosti za uporabo standarda za enoumno globalno opredelitev merilnih mest. Na podlagi razpoložljivih informacij SODO so izvedene vse potrebne dejavnosti, na podlagi katerih bo od 1. januarja 2018 zagotovljena elektronska izmenjava podatkov skladno z Aktom o identifikaciji entitet v elektronski izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom, in sicer na naslednjih področjih označevanja:

- merilna mesta - uporabljen bo standardni identifikator GS1-GSRN,
- območja distribucijskega sistema - uporabljen bo standardni identifikator EIC-Y,
- dobavitelji - uporabljen bo standardni identifikator EIC-X,
- produkti in storitve - uporabljen bo standardni identifikator GS1-GTIN.

Uvajanje naprednega sistema merjenja v Sloveniji bi moralo potekati na podlagi vladne Uredbe o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije ter Načrtom uvedbe naprednega merilnega sistema v elektrodistribucijski sistem Slovenije⁴⁰. V slednjem so med drugim opredeljeni arhitektura sistema, njegove minimalne funkcionalnosti in vidiki izmenjave podatkov, ki bodo temeljili na ustreznih standardih (CIM ipd.). Uredba nalaga distribucijskemu operaterju 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 (CSDMP), ki zagotavlja podatkovne storitve za izmenjavo podatkov s poslovnimi subjekti in uporabniki omrežja (B2B in B2C). Agencija je tudi v letu 2017 spremljala skladnost implementacije sistema naprednega merjenja z zahtevami zakonodaje, načrtom in stanjem tehnike. Ugotovila je večja odstopanja pri implementaciji naprednega merilnega sistema v Sloveniji predvsem na področju vzpostavitve CSDMP, ki neugodno vpliva na razvoj trga v Sloveniji. SODO je zaradi odprtih razvojnih vprašanj ustavil dejavnosti javnega naročila CSDMP in se odločil za izvedbo »dokazovanja zasnove zamisli«⁴¹, v okviru katere bo parcialno preizkusil delovanje posameznih rešitev na reprezentativnem vzorcu ter rezultate upošteval kot vhodne elemente pri prihodnji izvedbi javnega naročila. Distribucijska podjetja so sicer veliko pozornosti namenila zagotavljanju kibernetske in informacijske varnosti na vseh

segmentih poslovanja družb, še posebej pa v sistemu naprednega merjenja. Distribucijska podjetja so izvajala tudi dejavnosti za prilagoditev sistemov za upravljanje varovanja informacij (SUVI) zahtevam nove zakonodaje na področju varovanja osebnih podatkov in informacijske varnosti, ki jih prinašajo evropska uredba o varstvu posameznikov pri obdelavi osebnih podatkov in o prostem pretoku takih podatkov (Uredba (EU) 2016/679) ter predlog Zakona o varstvu osebnih podatkov (ZVOP-2), predlog Zakona o informacijski varnosti (ZIV) in Zakon o kritični infrastrukturi (ZKI).

Implementacija enotne točke za dostop do merilnih podatkov na sistemu naprednega merjenja zamuja glede na načrtovano, kar neugodno vpliva na razvoj trga in aktivno sodelovanje odjemalcev na njem

³⁹ Angl. supplier centric market model

⁴⁰ https://www.sodo.si/_files/3320/Nacrt_uredbe_NMS_SODO_07072016.pdf

⁴¹ Angl. proof of concept

3.4.2.4 Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence

Agencija spremlja maloprodajni trg ter pri tem sodeluje z regulativnimi in nadzornimi organi na državni ravni (Tržni inšpektorat Republike Slovenije, Javna agencija Republike Slovenije za varstvo konkurence) ter z neodvisnimi in neprofitnimi potrošniškimi organizacijami. Skrbi za ažurnost informacij o dogajanju na trgu ter z dejavnostmi in storitvami, ki jih nudi v okviru spletne skupne kontaktne točke, zagotavlja pomembne informacije o trgu. Na svoji spletni strani zagotavlja primerjalne storitve, ki uporabnikom omogočajo primerjavo stroškov oskrbe na podlagi ponudb za dobavo, ki temeljijo na rednih cenikih. Uporabnikom s tem omogoča spremljanje referenčnih maloprodajnih cen, ki se prosto oblikujejo na trgu.

Na maloprodajne cene vpliva več dejavnikov, kot na primer veleprodajne cene, nabavne strategije dobaviteljev, obveznosti dobaviteljev zaradi okoljskih zahtev (učinkovita raba) itd., pri čemer je skupni strošek dobave odvisen še od stroška omrežnine in različnih prispevkov. Maloprodajne cene električne energije kot energenta niso regulirane, zato agencija priporočil glede oblikovanja teh cen ne izdaja. Izjema je cena električne energije za zasilno oskrbo, ki je regulirana na podlagi določil EZ-1. Če končnim odjemalcem preneha veljavnost pogodbe o dobavi zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti dobavitelja, jim mora distribucijski operater samodejno in brez prestopnih rokov skladno s predpisi zagotoviti zasilno oskrbo. Enako mora ravnati tudi na eksplicitno zahtevo gospodinjkega odjemalca ali malega poslovnega odjemalca. Ceno take dobave določi distribucijski operater in jo javno objavi. Cena mora biti višja od tržne cene za dobavo pri primerljivem odjemalcu, pri čemer pa je ne sme presežati za več kot 25 %. Če distribucijski operater cene ne objavi, jo določi agencija. Enako kot leto prej tudi v letu 2017 noben odjemalec ni bil oskrbovan pod pogoji zasilne oskrbe, prav tako agencija na tem področju ni izvedla nobenih korektivnih ukrepov.

V letu 2017 velika večina dobaviteljev na maloprodajnem trgu ni imela ponudb na podlagi rednih cenikov, kar je predvsem posledica pomanjkljivosti in dvoumnosti definicije pojma rednega cenika ter omejitev, na katerih ta definicija temelji. Nekateri dobavitelji so po uveljavitvi EZ-1 in uvedbi definicije rednega cenika namenoma preoblikovali svoj portfelj produktov ter se pogodbeno prilagodili tako, da ne izpolnjujejo kriterijev rednega cenika. Iz primerjave pa so izpadli tudi vsi novi dobavitelji, ki so vstopili na trg in še niso pridobili več kot 1000 odjemalcev. Na trgu tako obstaja veliko število ponudb, ki niso prikazane v agencijskem spletnem primerjalniku stroškov, kar slabo vpliva na preglednost maloprodajnega trga za gospodinjске odjemalce, saj uporabnikom ni omogočena neodvisna primerjava vseh ponudb na trgu na enem mestu.

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 konkurence v letu 2017 pri podjetjih, ki delujejo na trgu z električno energijo, ni ugotovila nobenih omejevalnih ravnanj ali morebitnega prevladujočega položaja na trgu. V okviru presoje koncentracij je agencija za varstvo konkurence v letu 2017 odločila, da je v letu 2016 priglašena koncentracija petih elektrodistribucijskih podjetij in Informatike, d.d., skladna s pravili konkurence. Enako je odločila tudi v primeru koncentracije družb Petrol, d.d., in Megaenergija, d.o.o., ki je bila priglašena v letu 2017. Priglašena je bila tudi koncentracija družb HSE, d.o.o., Elektro Celje, d.d., Elektro Gorenjska, d.d., in Elektro Primorska, d.d., ter ECE, d.o.o., vendar o tej priglasitvi agencija za varstvo konkurence v letu 2017 še ni odločila.

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. Omenjeni splošni akt določa minimalne standarde identifikacije in priporoča uporabo dveh standardiziranih shem identifikiranja, EIC in GS1, odvisno od področja uporabe. Agencija je tudi v letu 2017 spremljala in usmerjala dejavnosti distribucijskega operaterja v fazi načrtovanja prehoda z uporabe lastnih shem identifikacije na standardne. Prav tako je spremljala uporabo ustrezne identifikacije tržnih udeležencev v bilančnih shemah pri operaterjih trga.

Novembra 2017 je agencija objavila posvetovalni dokument Regulativne spremembe za vzpostavitev nove vloge na trgu Aktivni odjemalec⁴², v katerem je obravnavala problematiko določitve in identifikacije

⁴² https://www.agen-rs.si/zaprta/-/asset_publisher/M2GdU2jRtCxV/content/regulativne-spremembe-za-vzpostavitev-nove-vloge-na-trgu-aktivni-odjemalec?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.agen-rs.si%2Fzaprta%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_M2GdU2jRtCxV%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1

merilnih mest oziroma točk za potrebe obračunavanja storitev pri aktivnem odjemalcu. Med drugim je predlagala tudi nabor podatkovnih storitev, ki naj jih distribucijski operater zagotavlja uporabnikom sistema naprednega merjenja. Podatkovne storitve temeljijo na učinkoviti identifikaciji merilnih točk v distribucijskem elektroenergetskem sistemu.

Glede ukrepov, ki jih na podlagi tretjega svežnja energetske direktive agencija izvaja za poenotenje najpomembnejših procesov izmenjave podatkov na državni in regionalni ravni, pri vzpostavljanju izmenjav podatkov med udeleženci na trgu vztraja pri uporabi odprtih standardov in ponovni uporabi generičnih modelov Evropskega foruma za izmenjavo poslovnih informacij v energetiki (eBIX®) ter modelov ENTSO-E v največji možni meri. V okviru eBIX® je bilo v letu 2017 veliko razvojnih dejavnosti usmerjenih na področje harmonizacije modela vlog (uveljavitev novih vlog, kot npr. agregator oziroma ponudnik storitev fleksibilnosti) ter modeliranja procesov izmenjave podatkov za trgovanje s fleksibilnostjo. Na državni ravni je potekal strokovni dialog o tem področju v Sekciji IPET, ki deluje v okviru Energetske zbornice Slovenije. V njej agencija dejavno sodeluje tako pri njenem vodenju kot tudi pri oblikovanju obravnavanih vsebin.

3.5 Zanesljivost dobave električne energije

Zanesljivost oskrbe z električno energijo je določena z verjetnostjo, da bo sistem sposoben dobaviti energijo v potrebnih količinah skladno s predpisanimi standardi do vseh odjemnih mest. Zanesljivost oskrbe se podaja z dvema osnovnima karakteristikama - zadostnostjo in sigurnostjo.

Zadostnost je pokazatelj 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. Sistemski operater s stališča načrtovanja meri zadostnost sistema z verjetnostjo nepokritega bremena ali nedobavljene energije. Zadostnost prenosnega sistema sprti ocenjuje pri načrtovanju razvoja omrežja (izdelavi desetletnega načrta, izdelavi študij) ob utemeljevanju vključitve novih prenosnih in proizvodnih objektov.

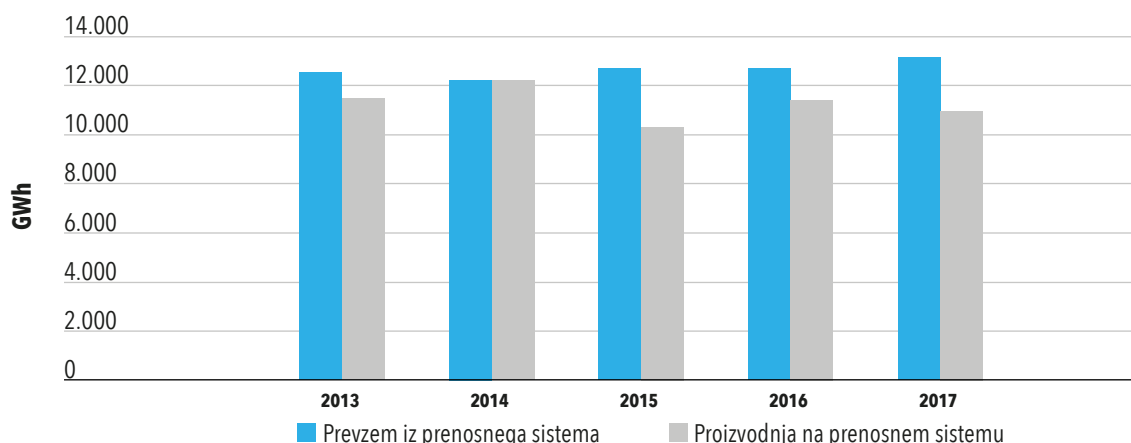
Sigurnost obratovanja je sposobnost sistema, da je v določenem obratovalnem stanju odporen na množico motenj (npr. kratki stiki v omrežju, izpadi elementov sistema ter nepričakovane spremembe v odjemu v povezavi z omejitvami pri proizvodnji), tako da odjemalci posledic motnje ne čutijo in je ta odpravljena brez ogrožanja celovitosti sistema. Za ocenjevanje sigurnosti prenosnega omrežja se v procesu načrtovanja upošteva kriterij n-1. Pri tem se upošteva izpad agregata ali voda, ki ima na sigurnost največji vpliv.

EZ-1 nalaga sistemskemu operaterju, da v primeru krize, zaradi katere bi bili ogroženi zdravje ljudi, varnost opreme in naprav ali celovitost elektroenergetskega sistema, uvede ukrepe, s katerimi omeji dobavo energije določenim kategorijam odjemalcev, določi vrstni red omejitev, način uporabe energije in obvezno proizvodnjo energije. Sistemski operater izvaja ukrepe v sodelovanju z distribucijskim operaterjem oziroma jih ta izvaja sam, če so pogoji za uvedbo ukrepov omejeni na distribucijski sistem. Način izvajanja in razloge za uvedbo ukrepov določi vlada z uredbo, natančneje pa jih v okviru sistemskih obratovalnih navodil določijo elektrooperaterji.

3.5.1 Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

Prevzem električne energije iz prenosnega sistema v zadnjih letih počasi raste; v letu 2017 se je glede na leto prej povečal za približno 3 %. Nekoliko večja nihanja, povezana predvsem s ciklusi remontov v jedrski elektrarni in hidrološkimi razmerami, je zaznati pri proizvodnji električne energije na prenosnem sistemu, vplivajo pa na proizvodnjo v hidroelektrarnah. Večletni trend porabe in proizvodnje, ki je prikazan na sliki 73 in pri katerem je upoštevana polovična proizvodnja jedrske elektrarne Krško, kaže, da je bila proizvodnja električne energije na prenosnem sistemu v letu 2017 za skoraj 4 % manjša kot leto prej, kar je bila predvsem posledica manjše proizvodnje v hidroelektrarnah in termoelektrarnah, jedrska elektrarna pa je oddala v prenosno omrežje več električne energije kot v letu 2016.

Slika 73: Prezem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju v obdobju 2013–2017



Vir: ELES

3.5.2 Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe

Pri izdelavi scenarijev prihodnje porabe električne energije v Sloveniji je v največji možni meri upoštevana metodologija evropskega združenja operaterjev prenosnih sistemov ENTSO-E, ki definira štiri vizije razvoja. Scenariji so opredeljeni predvsem z makroekonomskim razvojem, saj višji scenariji razvoja bruto domačega proizvoda določajo tudi večje možnosti vlaganj na področjih učinkovite rabe energije, uvajanja obnovljivih virov in drugih parametrov, ki vplivajo na obseg porabe končne energije.

Tabela 29 prikazuje spremembe pri slovenskih proizvajalcih električne energije, predvidene v načrtu razvoja prenosnega omrežja za obdobje 2017–2026. Pozitivna vrednost moči v drugem stolpcu pomeni, da gre za nov proizvodni objekt ali obnovo obstoječega, pri katerem je predvideno povečanje moči, negativna vrednost pa pomeni zaustavitev ali zmanjšanje nazivne vrednosti moči enote. Oznaka v zadnjem stolpcu pomeni scenarij oziroma vizijo razvoja, v katerem je pričakovati, da bo naložba izvedena. Glede na sedanje razmere je najbolj realističen scenarij V2, po katerem bodo cene električne energije še naprej na prenizki ravni, da bi omogočale naložbe v konvencionalne vire, gospodarska rast v Sloveniji pa tudi ne bo dovolj visoka za večje investicije v obnovljive vire. Rezultati analiz systemskega operaterja za obdobje 2017–2026 kažejo primanjkljaj domače proizvodnje v vseh štirih vizijah na podobni ravni, kar je predvsem posledica neekonomičnosti obratovanja razpoložljive domače proizvodnje.

V naboru načrtovanih proizvodnih enot za naslednje desetletno obdobje ni drugega bloka jedrske elektrarne Krško, saj investitor predvideva njegovo vključitev šele po letu 2030, prav tako pa še ni bila sprejeta odločitev glede njegove gradnje.

Investiranje v nove konvencionalne proizvodne vire je oteženo predvsem zaradi nizke cene električne energije in težav pri umeščanju v prostor

Tabela 29: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem omrežju v času do leta 2026

	Inštalirana moč (MW)	Predvideno leto spremembe	Scenarij
Hidroelektrarne			
HE na Dravi			
ČE Kozjak	403	2025	V4
HE na Muri			
Ceršak	20	2025	V4
Hrastje Mota	20	2022	V4
HE na Savi			
Mokrice	28	2020	V3,4
Moste 2, 3	47	2020	V3,4

	Inštalirana moč (MW)	Predvideno leto spremembe	Scenarij
Suhadol	44	2025	V3,4
Renke	35	2023	V3,4
HE na Soči			
Učja	34	2022	V4
Termoelektrarne			
TE Šoštanj			
Blok IV	-248	2023	V1,2,3,4
TE Brestanica			
TEB PB 1-3	-63	2018	V1,2,3,4
PE VI	53	2018	V1,2,3,4
PE VII	50	2021	V2,3,4
TEB PE VIII-IX	100	2026	V3,4
TE-TO Ljubljana			
Blok I, premog	-39	2020	V1,2,3,4
Blok II, premog	-39	2020	V1,2,3,4
Blok PPE	123	2019	V2,3,4

Vir: ELES

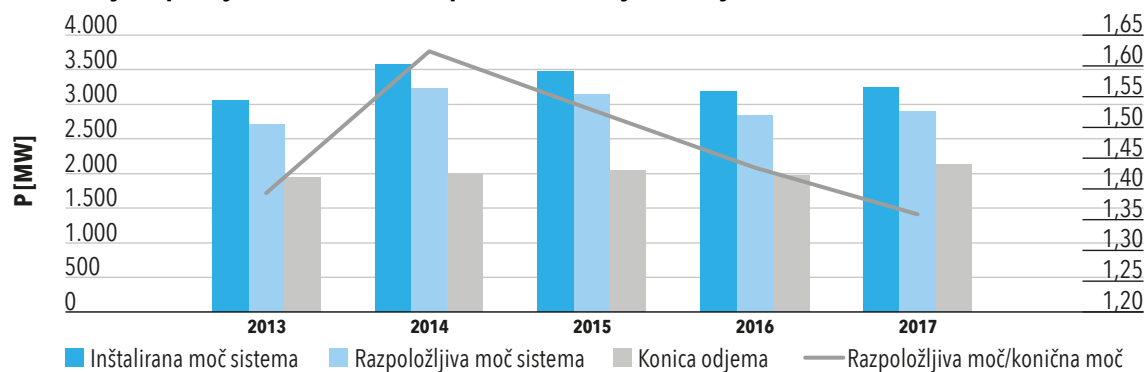
3.5.3 Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije

Razmerje med inštalirano oziroma razpoložljivo močjo proizvodnih virov in konično močjo je kazalnik, ki daje informacije o zadostnosti proizvodnih virov. Sistem mora imeti na voljo dovolj moči za pokrivanje prevzema ob normalnem obratovanju in rezerve moči za nepredvidene razmere. Razmerje med razpoložljivo močjo in konično močjo se je v letu 2017 ponovno nekoliko poslabšalo kljub nekoliko povečani inštalirani moči proizvodnih virov na prenosnem sistemu, in sicer predvsem zaradi znatno višje konične obremenitve.

Na sliki 74 so prikazani vrednosti konične obremenitve, inštalirane moči proizvodnih objektov in razpoložljive moči ter razmerje med razpoložljivo močjo in konično močjo na prenosnem sistemu za slovenski trg za obdobje 2013–2017. Razlika med inštalirano močjo proizvodnih virov in dejansko razpoložljivo močjo za slovenski trg predstavlja polovično moč jedrske elektrarne Krško, ki pripada Hrvaški.

V spremembah konične obremenitve na prenosnem sistemu se odražajo predvsem nihanja gospodarskih dejavnosti in meteoroloških odstopanj. Praviloma se konična obremenitev pojavlja v večernih urah zimskih mesecev. Za leto 2017 je bil značilen znaten porast konične obremenitve, ki je nastopila 10. januarja ob 19. uri, torej v času izjemno hladnih vremenskih razmer.

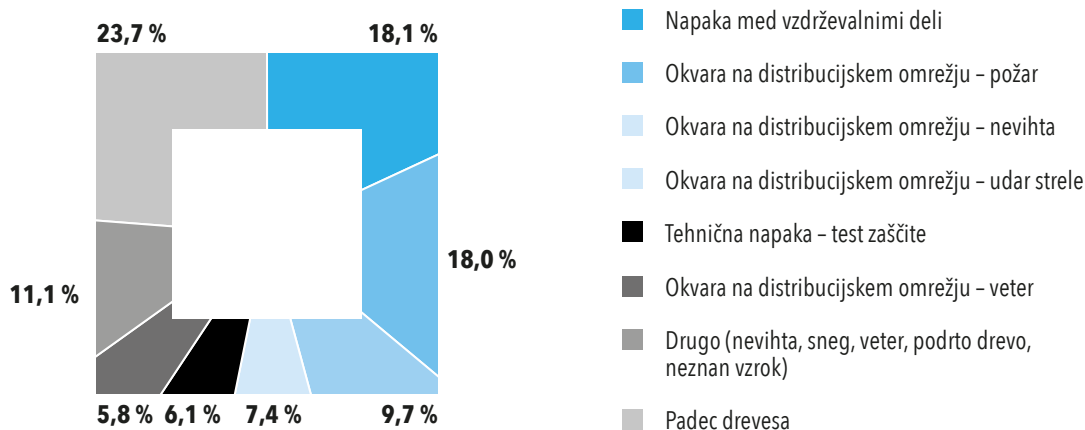
Slika 74: Inštalirane moči na pragu proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema ter razmerje razpoložljive in konične moči na prenosnem omrežju v obdobju 2013–2017



Vir: ELES

Količina nedobavljene energije na prenosnem sistemu v letu 2017 je bila večja kot leto prej in je znašala skupaj 77,64 MWh. To je bilo povezano s prekinitvami napajanja zaradi padca drevesa na vodnike 110-kV daljnovoda, požara na odklopniku in napake med vzdrževalnimi deli. Nedobavljena energija je izračunana skladno z Aktom o pravih monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo, zato velja poudariti, da je dejanska količina nedobavljene energije lahko manjša od navedene, saj je znaten delež odjemalcev na prizadetih območjih možno prenapajati po SN-omrežju.

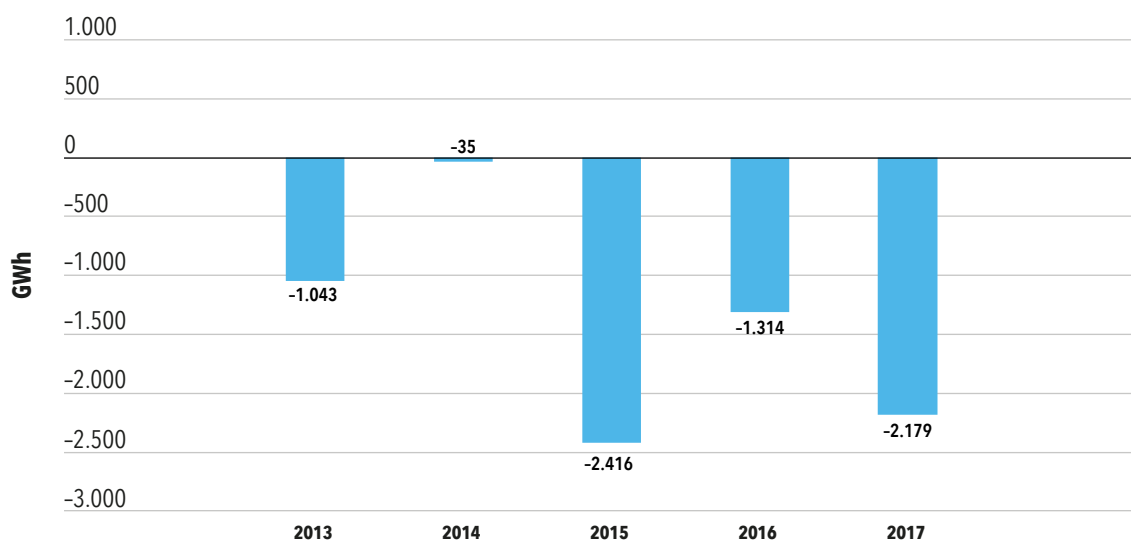
Slika 75: Nedobavljena energija na prenosnem sistemu glede na vzrok



Vir: ELES

V letu 2017 smo zabeležili enega največjih primanjkljajev pri pokrivanju potreb po električni energiji na prenosnem sistemu v zadnjih letih, saj je uvozna odvisnost znašala 17,1 %, kar je skoraj dvakrat več od večletnega povprečja. Razloge za to gre pripisati povečanemu prevzemu električne energije iz prenosnega sistema ob hkratni manjši proizvodnji v termoelektrarnah in hidroelektrarnah, priključenih na prenosni sistem. Oskrba z električno energijo kljub primanjkljaju ni bila ogrožena, saj je prenosni sistem Slovenije dobro povezan s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi Avstrije, Italije in Hrvaške, neto prenosne zmogljivosti na mejah pa poleg obvladovanja tranzitnih pretokov električne energije omogočajo tudi zagotavljanje zanesljivosti oskrbe domačega trga.

Slika 76: Presežki in primanjkljaji električne energije na prenosnem omrežju v obdobju 2013-2017



Vir: ELES





ZEMELJSKI PLIN

Poraba zemeljskega plina na slovenskem trgu se je v letu 2017 povečala že tretje leto zapored. Večji odjem je bil zaznan pri vseh skupinah odjemalcev. Število priključitev odjemalcev na distribucijsko omrežje se je povečalo in je bilo v primerjavi s predhodnim letom večje za 19 %.



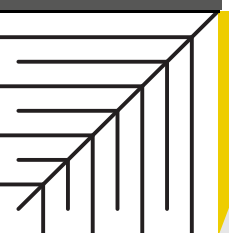
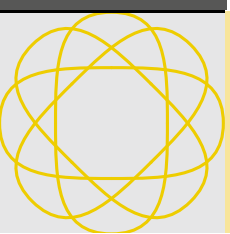
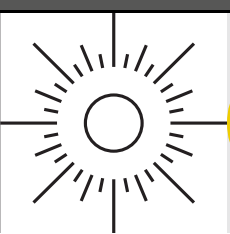
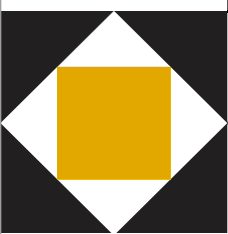
28

dejavnih dobaviteljev
zemeljskega plina v letu
2017, od tega
šest novih



5,5 %

nižja cena zemeljskega plina
za gospodinjstva v Sloveniji
v drugem polletju leta
2017 v primerjavi z enakim
obdobjem leta 2016



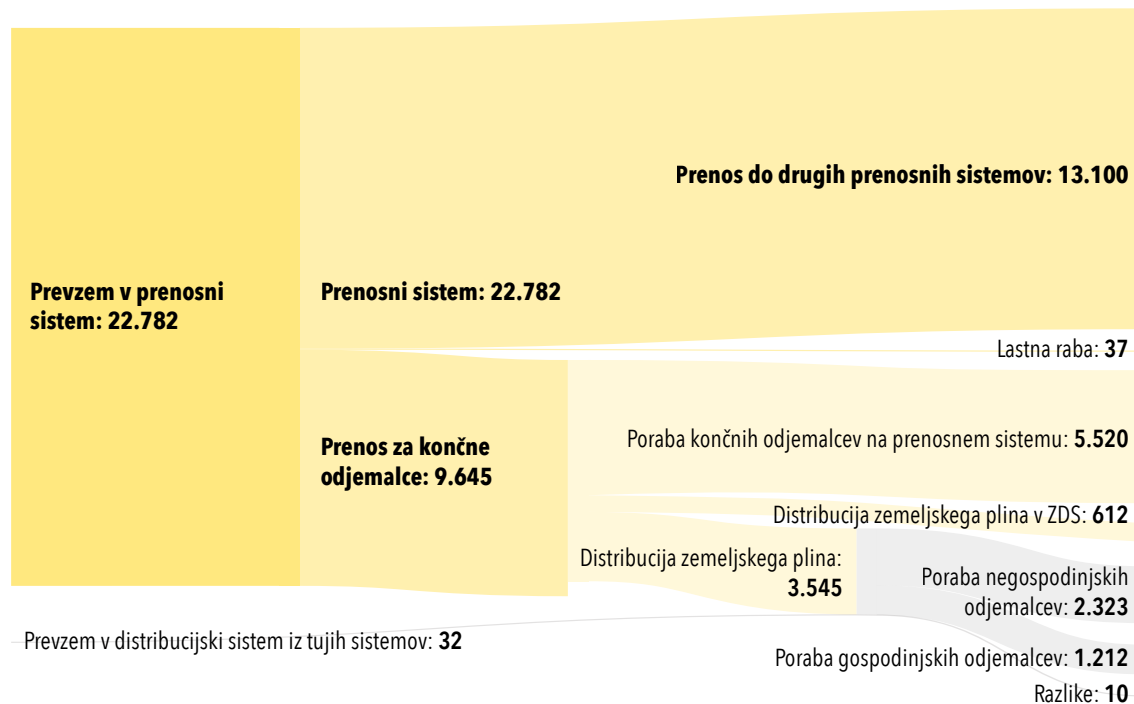
4.1 Bilanca oskrbe s plinom

Po prenosnem sistemu zemeljskega plina je bilo v letu 2017 prenesenih 2114 milijonov Sm³ zemeljskega plina oziroma 22.745 GWh energije, kar je skoraj 2 % manj kot v letu pred tem. Prenos plina do sosednjih držav oziroma do tujih prenosnih sistemov se je v primerjavi s predhodnim letom zmanjšal za dobrih 5 %, prenos za potrebe slovenskih odjemalcev pa povečal za več kot 3 %.

Poraba zemeljskega plina na slovenskem trgu se je v letu 2017 povečala že tretje leto zapored in je znašala slabih 900 milijonov Sm³ oziroma 9677 GWh energije. Večji odjem je bil zaznan pri vseh skupinah odjemalcev. Količine zemeljskega plina, distribuirane v zaprtih distribucijskih sistemih, so bile do leta 2017 evidentirane kot poraba končnih odjemalcev na prenosnem sistemu, od leta 2017 pa kot poraba končnih odjemalcev v zaprtih distribucijskih sistemih.

Poraba končnih odjemalcev, priključenih na prenosni sistem, ter odjemalcev na treh zaprtih distribucijskih sistemih, ki so bili v letu 2016 evidentirani kot odjemalci na prenosu, je bila večja za 3,5 %. Odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme, je bilo dobavljenih dobrih 3,6 % več količin kot v predhodnem letu. Večja poraba je bila posledica različnih dejavnikov, kot so vremenski vplivi z letnimi temperaturnimi primanjkljaji, zanesljiva oskrba s konkurenčnimi cenami zemeljskega plina, ugodne gospodarske razmere, gospodarska rast in drugi individualno pogojeni dejavniki.

Slika 77: Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah zemeljskega plina v GWh



Vir: agencija

Razlike pri distribuiranih količinah zemeljskega plina glede na prevzete količine plina v distribucijske sisteme so predvsem posledica uporabljenih obstoječih merilnih tehnik, ki na odjemnih mestih končnih odjemalcev večinoma ne omogočajo zajema podatkov o izmerjenih količinah odjema ob istem času oziroma ni omogočen sočasen nadzor količin na vstopu in izstopu iz sistemov. Med druge vzroke evidentiranih razlik sodijo tudi predpisana tolerančna območja dopustnih pogreškov merilnih sistemov in obstoječi način določanja distribuiranih količin za odjemna mesta, katerih merilne naprave so odčitane le enkrat na leto.

Ob koncu leta 2017 je bilo na prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina priključenih 133.630 končnih odjemalcev.

Distribucijo zemeljskega plina je izvajalo 15 operaterjev distribucijskih sistemov zemeljskega plina in trije operaterji zaprtih distribucijskih sistemov (ZDS).

Tabela 30: Število odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v letih 2016 in 2017

Število odjemalcev glede na vrsto odjema	2016	2017	Indeks
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	132	135	102,27
Poslovni odjemalci na distribucijskih sistemih	13.724	13.782	100,42
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	34	35	102,94
Gospodinjiski odjemalci	119.583	119.678	100,08
Skupaj odjemalci	133.473	133.630	100,12

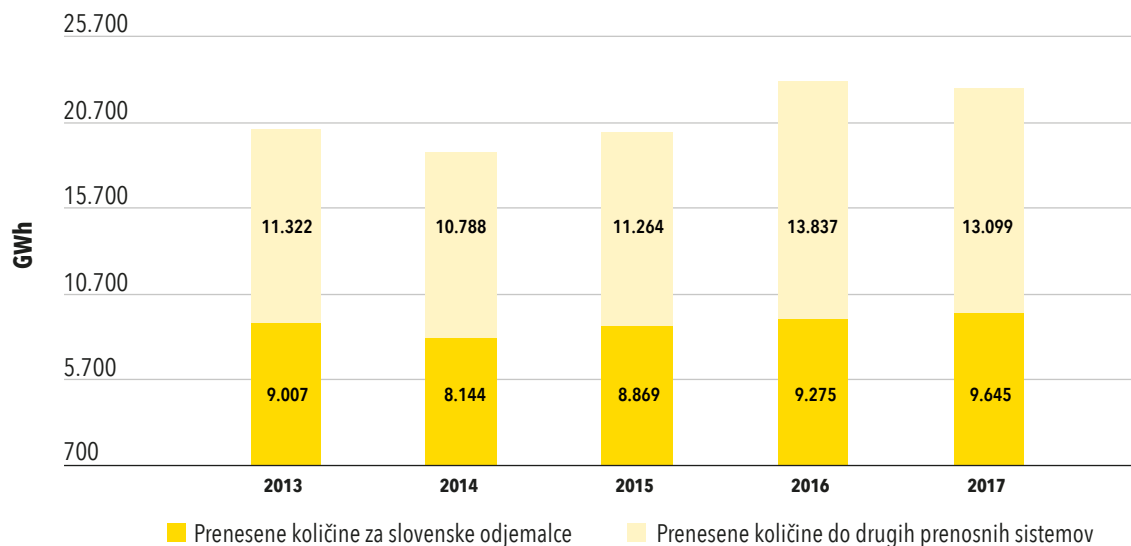
Vir: agencija

4.1.1 Prenos zemeljskega plina

Prenosni sistem je v lasti in upravljanju operaterja prenosnega sistema, družbe Plinovodi, d.o.o. Sestavlja ga 947 kilometrov visokotlačnih cevovodov z nazivnim tlakom nad 16 barov in 211 kilometrov cevovodov z nazivnim tlakom, nižjim od 16 barov. Prenosno omrežje sestavlja še 200 merilno-regulacijskih postaj, 42 merilnih postaj, sedem reducirnih postaj ter kompresorski postaji v Kidričevem in Ajdovščini. Prenosno omrežje je povezano s prenosnimi omrežji zemeljskega plina Avstrije (MRP Ceršak), Italije (MRP Šempeter) in Hrvaške (MRP Rogatec). Mejne točke so hkrati tudi relevantne točke prenosnega sistema. Četrta relevantna točka je izstopna točka v Republiki Sloveniji. Trgovanje s plinom na veleprodajnem trgu se izvaja v virtualni točki.

Operater prenosnega sistema je v letu 2017 za slovenske uporabnike prenesel 9645 GWh zemeljskega plina, kar je dobre 3 % več kot leto prej. Prenos zemeljskega plina do drugih prenosnih sistemov se je v primerjavi z letom 2016 zmanjšal za dobrih 5 %.

Slika 78: Prenesene količine zemeljskega plina v obdobju 2013–2017

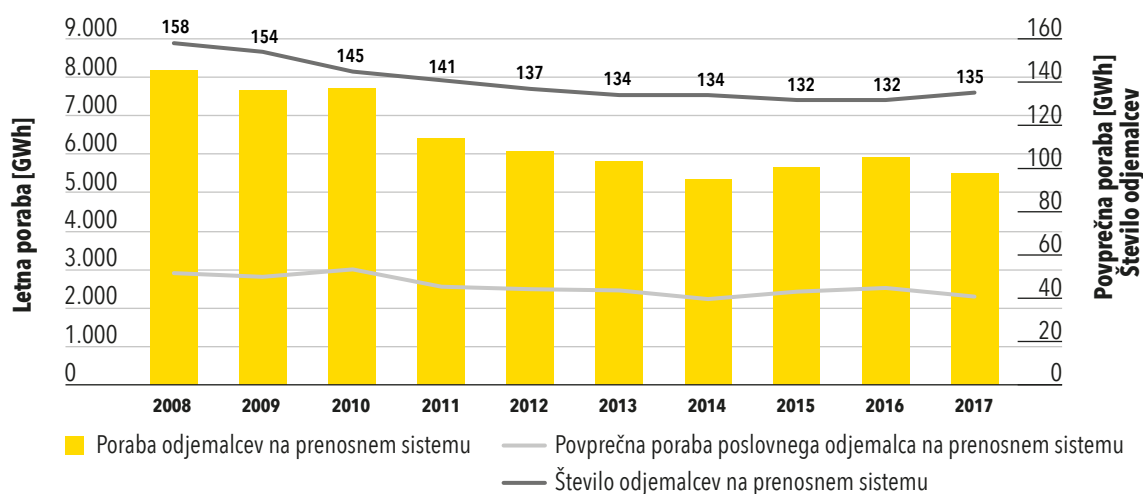


Vir: agencija, Plinovodi

Na prenosni sistem je bilo priključenih sedem novih industrijskih odjemalcev. Dva odjemalca sta se odklopila zaradi stečaja, dva pa sta prenesla pogodbo o prenosu na že obstoječa uporabnika. Tako se je število končnih odjemalcev povečalo za tri in jih je ob koncu leta bilo 135.

Manjša skupna poraba poslovnih odjemalcev na prenosnem sistemu v letu 2017 je posledica izločitve količin energije na območjih treh zaprtih distribucijskih sistemov, katerih operaterji so bili v prejšnjih letih evidentirani kot končni odjemalci na prenosnem sistemu. Če upoštevamo količine porabe na zaprtih distribucijskih sistemih skupaj s porabo odjemalcev na prenosnem sistemu, je evidentirana rast porabe na letni ravni znašala 3,5 %.

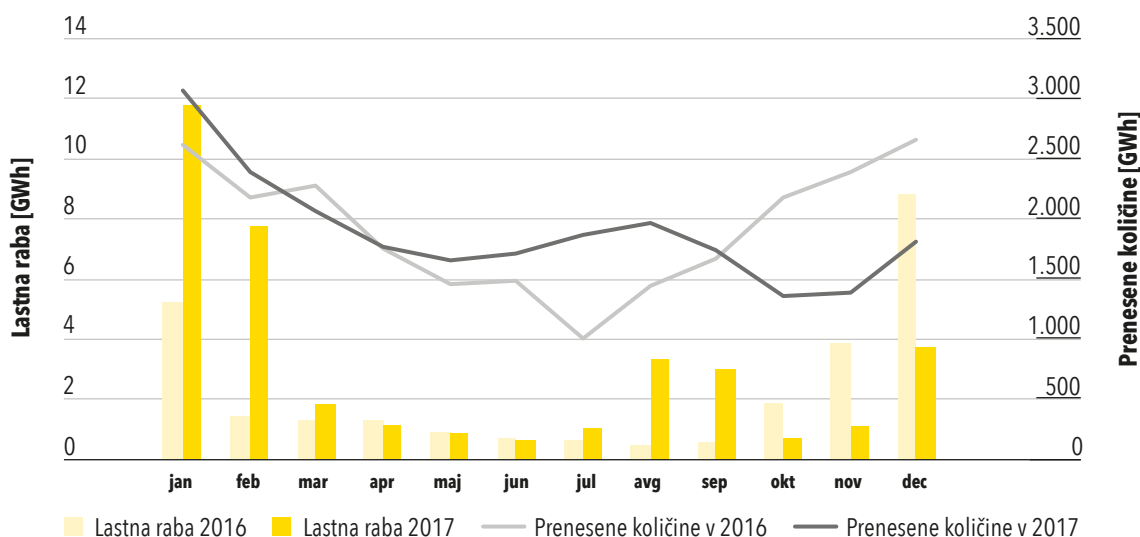
Slika 79: Skupna in povprečna poraba poslovnega odjemalca ter število odjemalcev na prenosnem sistemu zemeljskega plina v obdobju 2008–2017



Vira: agencija, Plinovodi

Operater prenosnega sistema je za pogon kompresorjev v obeh kompresorskih postajah porabil 36,8 GWh zemeljskega plina oziroma 36 % več kot leto prej. Glede na prenesene količine je količina lastne rabe znašala 16 promilov, v 2016 pa 12 promilov vseh prenesenih količin. Povečana lastna raba v posameznih mesecih odraža večjo porabo kompresorjev zaradi prenosa večjih količin plina oziroma zaradi povečanih dejavnosti za izravnavo in uravnoteženje prenosnega sistema.

Slika 80: Poraba zemeljskega plina za lastno rabo in prenesene količine



Vira: agencija, Plinovodi

3535 GWh

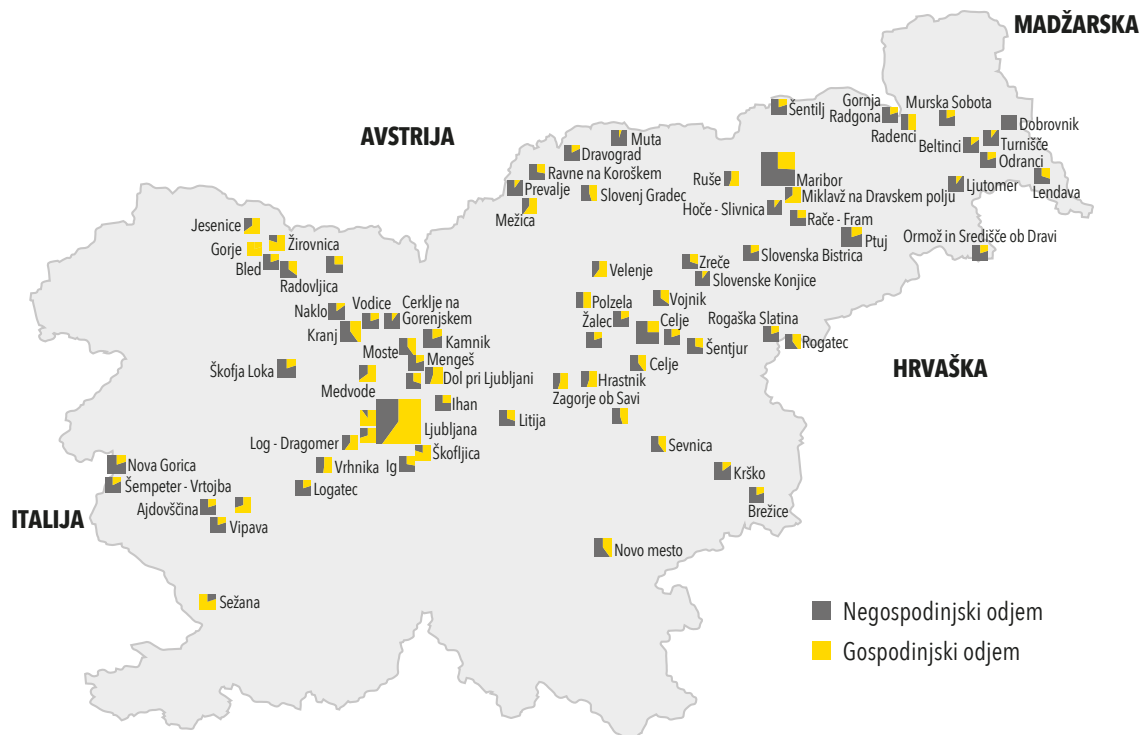
distribuirane energije je največja količina zemeljskega plina v distribucijskih sistemih doslej

4.1.2 Distribucija zemeljskega plina

Distribucija zemeljskega plina se izvaja kot izbirna lokalna GJS dejavnost operaterja distribucijskega sistema za namen oskrbe odjemalcev široke potrošnje na območjih mest in naselij ter kot distribucija industrijskim in poslovnim odjemalcem na območjih zaprtih distribucijskih sistemov (ZDS). V letu 2017 je bilo prvič evidentirano 35 odjemalcev na območjih treh ZDS v Jesenicah, Kranju in Kidričevem, katerih odjem je bil v prejšnjih letih obravnavan kot odjem treh

končnih odjemalcev na prenosnem sistemu. Na teh zaokroženih industrijskih ali poslovnih območjih se distribucija zemeljskega plina ne izvaja kot GJS. Odjemalcem na teh območjih je bilo distribuirano 612 GWh zemeljskega plina. Dostop do ZDS je omogočen le odjemalcem znotraj zaokroženega območja teh sistemov.

Slika 81: Distribucijski sistemi zemeljskega plina glede na distribuirano količino



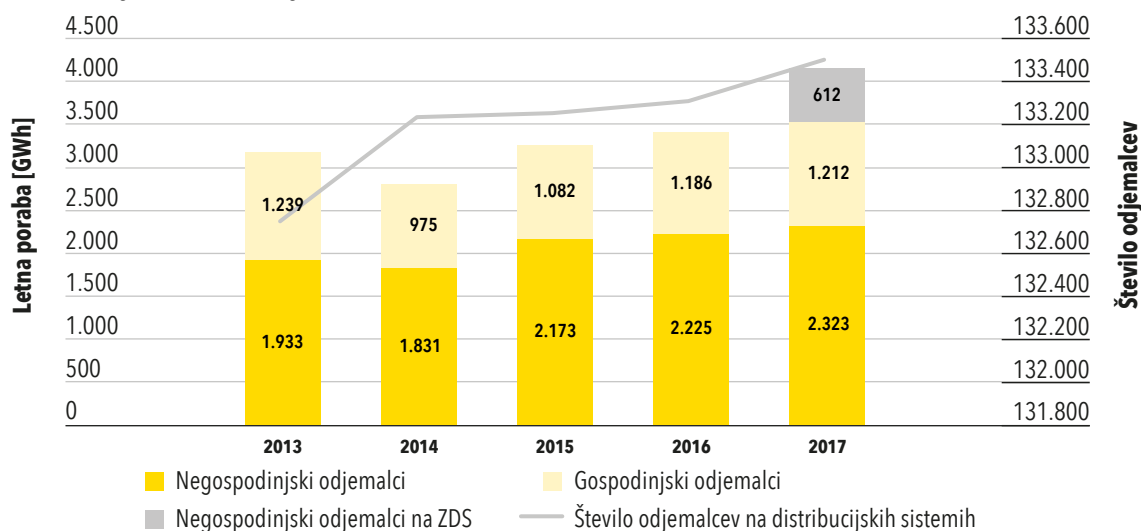
Vir: agencija

Vsebine in podatki v nadaljevanju, pri katerih ni izrecno navedeno, da se nanašajo na ZDS, opisujejo območja distribucije z organizirano izbirno lokalno GJS. V letu 2017 se je distribucija zemeljskega plina v obliki GJS izvajala v 79 občinah na večjem delu urbanih območij Slovenije z izjemo Primorske. V teh občinah je dejavnost operaterja distribucijskega sistema izvajalo 15 družb. V 64 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 sta dejavnost GJS na štirih območjih izvajala dva operaterja distribucijskih sistemov na podlagi z občino sklenjenih koncesijskih pogodb. Koncesija za izvajanje dejavnosti operaterja distribucijskega sistema je bila že podeljena za območja nekaterih novih občin, v katerih pa oskrbe z zemeljskim plinom še ni bilo mogoče zagotavljati, ker distribucijsko omrežje še ni bilo zgrajeno oziroma usposobljeno za uporabo. Operaterji distribucijskih sistemov so v letu 2017 distribuirali slabih 329 milijonov Sm^3 zemeljskega plina oziroma 3535 GWh energije, kar je največja distribuirana količina od začetka izvajanja distribucije zemeljskega plina. V primerjavi z letom 2016 je bil zabeležen porast distribuiranih količin v višini 3,6 %. Odjem gospodinskih odjemalcev se je povečal za dobra 2 %, negospodinski odjemalci pa so porabili 4,4 % več zemeljskega plina kot v predhodnem letu. Del večje porabe lahko z veliko verjetnostjo pripišemo vremenskim vplivom in tudi spremenjeni strukturi odjemalcev. V letu 2017 se je tako kot v letu 2016 ponovno znižalo predvsem število gospodinskih odjemalcev v odjemnih skupinah C_{DK1} in C_{DK2} z letnim odjemom do 5000 kWh, število tistih z letnim odjemom med 5000 in 50.000 kWh pa se je v primerjavi s predhodnim letom povečalo. Najizrazitejše je bilo zmanjšanje števila odjemalcev, ki so uporabljali zemeljski plin le za kuhanje oziroma kombinirano za kuhanje in pripravo tople sanitarne vode.

15 %
večje distribuirane količine
zemeljskega plina kot pred
petimi leti

Industrijskim in poslovnim odjemalcem na območjih ZDS je bilo distribuirano 612 GWh zemeljskega plina. Porabo gospodinskih in negospodinskih odjemalcev na distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih ter njihovo število glede na tip odjemalca in vrsto sistema za obdobje petih let prikazuje slika 82.

Slika 82: Poraba odjemalcev na distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih glede na tip odjema in število aktivnih odjemalcev v obdobju 2013–2017



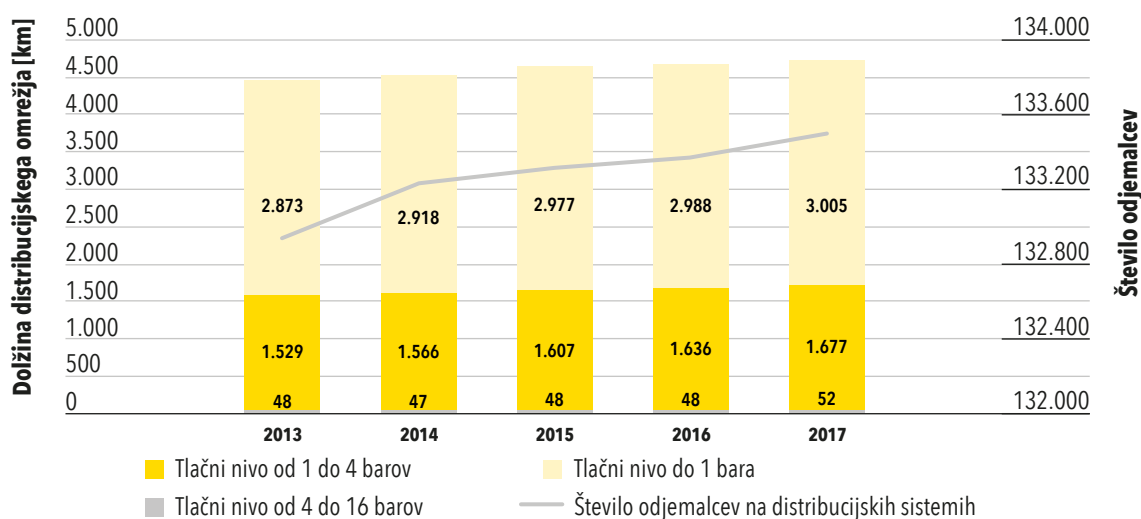
Vir: agencija

Dolžina distribucijskega omrežja se ni bistveno povečala. Ob koncu leta je bila evidentirana skupna dolžina aktivnih vodov v distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih 4734 kilometrov, kar je 1,3 % več kot v predhodnem letu. Distribucijski vodi s pripadajočo infrastrukturo so pretežno v lasti operaterjev sistemov.

Na območjih treh ZDS je bilo aktiviranih 7,5 kilometra plinovodov, od tega 3,5 kilometra plinovodov tlačnega nivoja od 4 do 16 barov, približno 2 kilometra s tlačnim nivojem od 1 do 4 bare ter 2 kilometra plinovodov s tlačnim nivojem do 1 bara.

Dolžinsko členitev omrežja distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov po tlačnih stopnjah, podaljšanje plinovodov skupaj s priključki in rast števila odjemalcev v obdobju 2013–2017 prikazuje slika 83.

Slika 83: Dolžina omrežja distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov ter število aktivnih odjemalcev v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

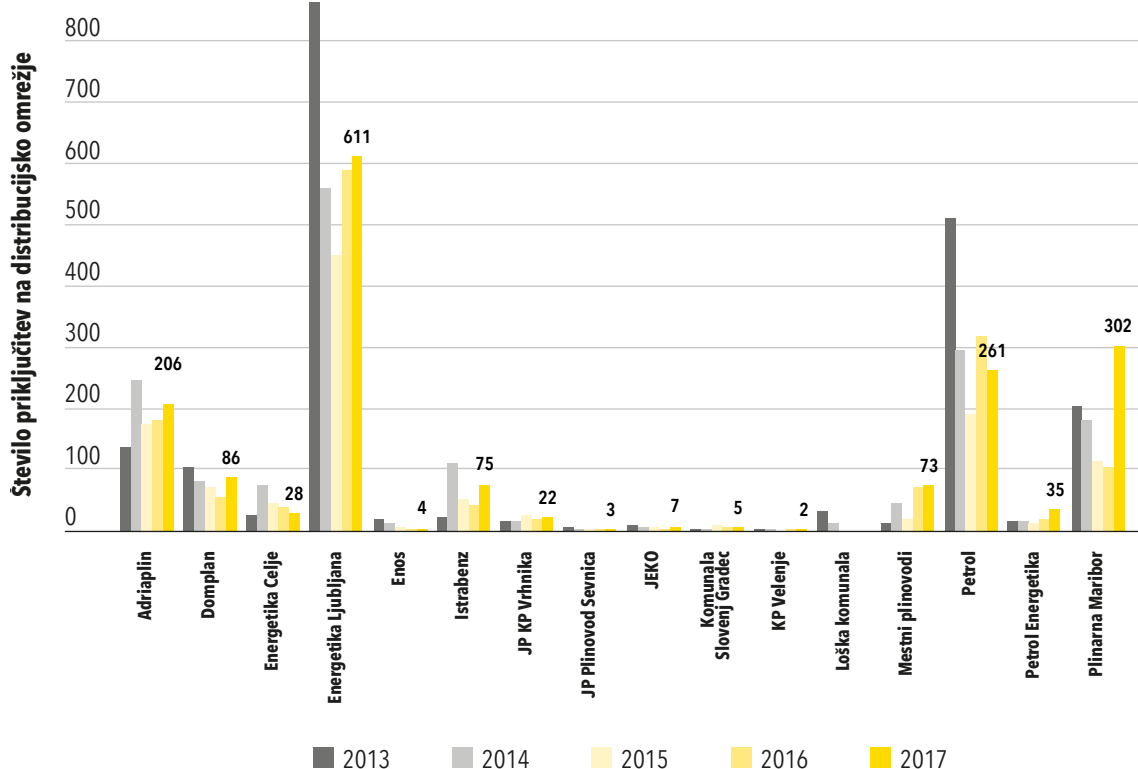
Operaterji distribucijskih sistemov so na distribucijska omrežja priključili 1720 odjemalcev. Število priključitev se je povečalo že drugo leto zapored in je bilo v primerjavi s predhodnim letom večje za 19 %. Skupno število odjemalcev se je zaradi sočasnih odklopov povečalo za 153 in tako je bilo ob koncu leta 2017 na distribucijske sisteme priključenih 133.460 končnih odjemalcev. Na zaprtih distribucijskih sistemih je bilo z zemeljskim plinom oskrbovanih dodatnih 35 končnih odjemalcev. Na teh sistemih je bila v letu 2017 evidentirana ena nova priključitev.

Ponovna rast števila priključitev je verjetno posledica ugodnih cen zemeljskega plina in prepoznavanja konkurenčnosti oskrbe z zemeljskim plinom.

133.495

končnih odjemalcev priključenih na distribucijske in zaprte distribucijske sisteme

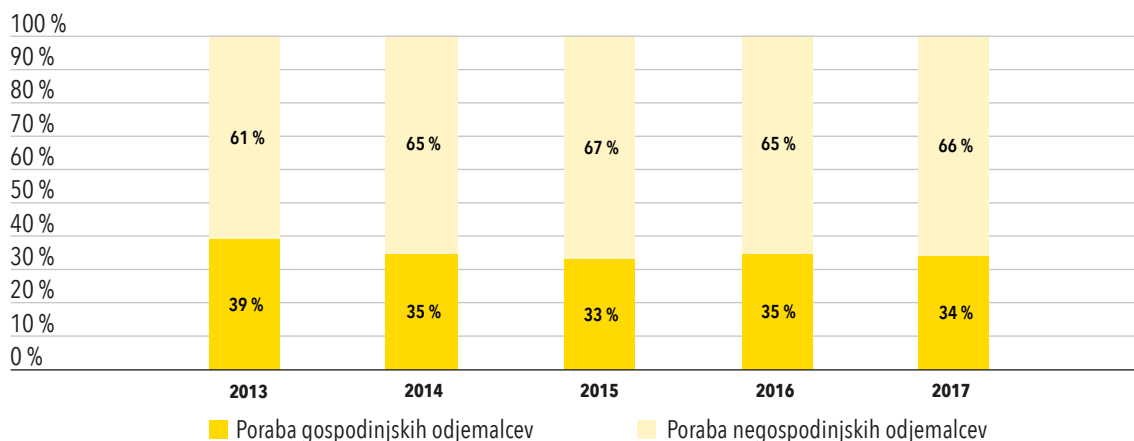
Slika 84: Število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Struktura odjemalcev se v letu 2017 ni spremenila. V zadnjem petletnem obdobju predstavljajo gospodinjstvi odjemalci na letni ravni približno 90-odstotni delež vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih. Tudi podatki o distribuiranih količinah zemeljskega plina v letu 2017 ne kažejo bistvenih sprememb v razmerjih deležev med gospodinjstvom in negospodinjstvom. Delež gospodinjstvenega odjema se je zmanjšal na 34 %, preostalih 66 % količin je bilo distribuirano negospodinjstvom odjemalcem.

Slika 85: Delež porabljenega zemeljskega plina iz distribucijskih sistemov za gospodinjstve in negospodinjstve odjemalce



Vir: agencija

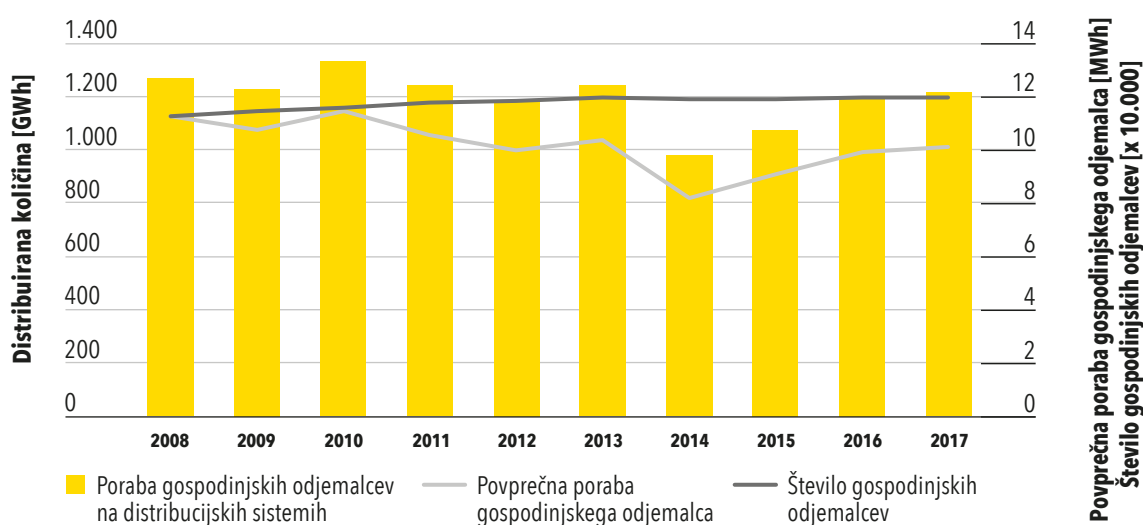
Gospodinjstvi uporabljajo zemeljski plin predvsem za kuhanje, pripravo tople sanitarne vode in ogrevanje. Podobno kot v prejšnjem obdobju je bilo tudi v letu 2017 več kot 96 % vseh odjemalcev z letno porabo energije do 48.461 kWh (oziroma do 4500 Sm³). Več kot 90 % odjemalcev je v letu dni porabilo manj kot 26.923 kWh energije oziroma do 2500 Sm³. Delež odjemalcev z letno porabo zemeljskega plina nad 48.461 kWh je znašal 3,6 % vseh odjemalcev, njihova poraba pa je predstavljala kar 66,7 % celotne porabe vseh odjemalcev, priključenih na distribucijsko omrežje.

4%

manj plina so porabili gospodinjstvi odjemalci kot pred desetimi leti

Skupno in povprečno porabo zemeljskega plina gospodinskih odjemalcev ter število odjemalcev v posameznem letu obdobja 2008-2017 prikazuje slika 86. Število odjemalcev v odjemnih skupinah C_{DK1} in C_{DK2}, ki imajo najnižji letni odjem, se je zmanjšalo, povečalo pa število odjemalcev v večini drugih odjemnih skupin s precej večjo letno porabo. Zaradi rasti števila gospodinskih odjemalcev z večjo letno porabo se je zvišala povprečna poraba odjemalca na distribucijskih sistemih, kar je ugodno vplivalo na izkoriščenost omrežja.

Slika 86: Skupna in povprečna poraba gospodinjstev na distribucijskih sistemih



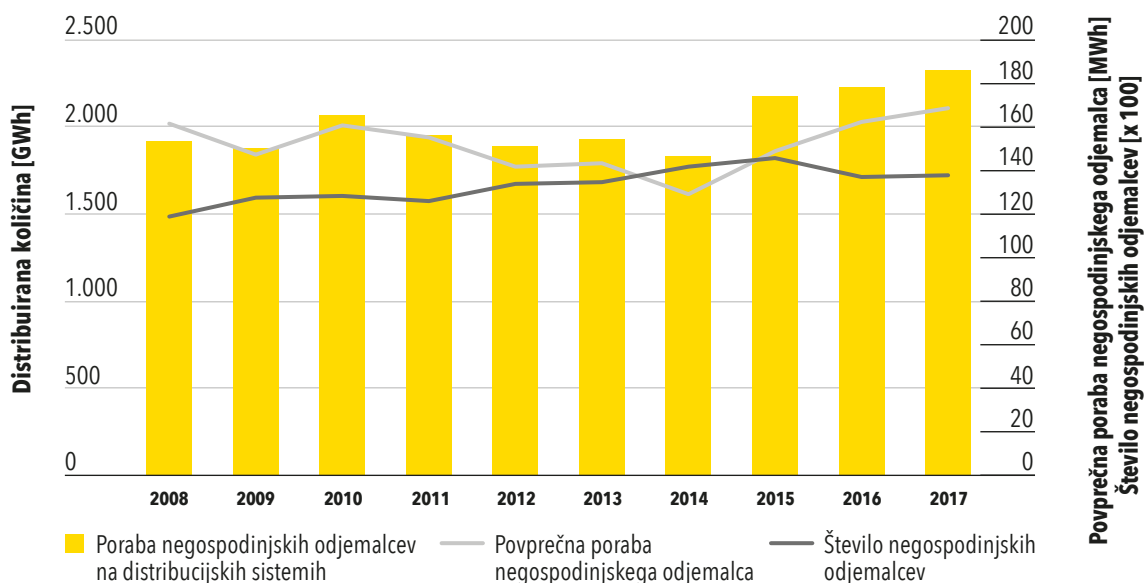
Vir: agencija

Pri negospodinskih odjemalcih se je zemeljski plin ob že navedenih vrstah rabe uporabljal tudi za hlajenje, tehnološke in proizvodne procese ter druge vrste rabe. Slika 87 prikazuje gibanje porabe in števila negospodinskih odjemalcev. Pri negospodinskih odjemalcih ni bilo opaziti večjih sprememb, njihovo število se je povečalo za 0,4 %. Letni odjem teh odjemalcev pa se je povečal za skoraj 4,5 %, s čimer je bil dosežen nov največji odjem od začetka plinifikacije v Sloveniji.

21 %

več plina so porabili negospodinski odjemalci kot pred desetimi leti

Slika 87: Skupna in povprečna poraba negospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih



Vir: agencija

Na območjih ZDS ni bilo evidentiranih količin za oskrbo gospodinskih odjemalcev. Za odjemalce, priključene na zaprte distribucijske sisteme, je bila značilna precej večja povprečna letna poraba zemeljskega plina v primerjavi z odjemalci na distribucijskih sistemih. Na območjih ZDS je povprečni letni odjem v višini 17,5 GWh predstavljal okoli 43 % povprečne porabe odjemalcev na prenosnem sistemu. Večina odjema na območjih ZDS je namenjena tehnološkimi in proizvodnim procesom industrijskih odjemalcev.

4.1.3 Uporaba stisnjene in utekočinjenega zemeljskega plina ter drugih energetskih plinov iz distribucijskih sistemov

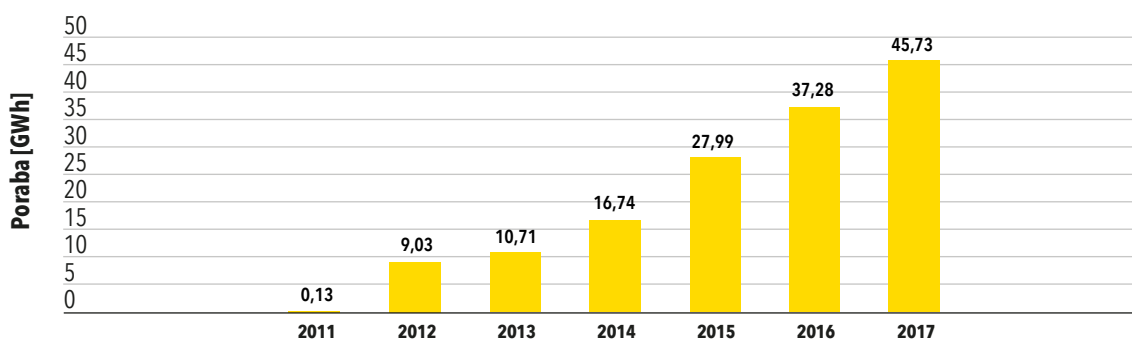
4.1.3.1 Stisnjen zemeljski plin v prometu

Stisnjen zemeljski plin (CNG) je primeren za pogon osebnih, dostavnih in tovornih vozil ter vozil javnega avtobusnega prometa, predvsem za krajše in srednje razdalje. V Sloveniji imamo štiri polnilnice, eno na Jesenicah, dve v Ljubljani in eno v Mariboru. Obstoječe polnilnice bi lahko oskrbovale do 4000 vozil. Gradnja dodatnih polnilnic je načrtovana za leto 2018.

Oktober 2017 je vlada sprejela Strategijo na področju razvoja trga za vzpostavitev ustrezne infrastrukture v zvezi z alternativnimi gorivi v prometnem sektorju v Republiki Sloveniji, ki med drugim določa tudi ukrepe za uresničitev nacionalnih ciljev v povezavi z vzpostavitvijo oskrbovalnih mest za stisnjen zemeljski plin na gosto poseljenih območjih ter na avtocestnem križu. Načrtovani ukrepi predvidevajo subvencioniranje postavitve ustreznega števila javno dostopnih polnilnic, informiranje javnosti o izvedeni infrastrukturi ter prednostih in učinkih uporabe te vrste plina, ohranitev nižje obdavčitve v primerjavi z drugimi gorivi fosilnega izvora ter subvencioniranje nakupa vozil. Pri doslednem izvajanju načrtovanih ukrepov lahko pričakujemo vzpostavitev infrastrukture v takem obsegu, da bo to alternativno gorivo bolj prepoznavno in zanimivo za uporabo potencialnim uporabnikom in da bo pri trgovcih na voljo tudi večja ponudba serijskih vozil na stisnjen zemeljski plin.

Skupna poraba stisnjenegega zemeljskega plina v prometu se je v letu 2017 v primerjavi s predhodnim letom povečala za slabih 800.000 Sm³ oziroma 8,5 GWh. Skupna letna poraba je dosegla skoraj 4,25 milijona Sm³ oziroma 45,7 GWh. Rast porabe je bila zabeležena na območju Ljubljane, letna poraba v Mariboru in na Jesenicah pa je bila nekoliko manjša kot v letu 2016. Povečanje porabe za pogon v prometu je pripomoglo k zmanjšanju emisij onesnaževal v prometu, sočasno pa je bila uporabnikom omogočena oskrba z gorivom po ugodnejši ceni v primerjavi s konvencionalnimi gorivi. Ob upoštevanju maloprodajne cene za kilogram stisnjenegega plina v Ljubljani, ki je znašala 0,92 evra, in podatkov proizvajalca vozil o povprečni porabi je v letu 2017 znašal strošek za 100 kilometrov prevožene poti z osebnim vozilom, npr. Volkswagen golf TGI, v mestnem režimu vožnje med 4 in 4,5 evra ter manj kot 3 evre izven mest, kar uporabnikom z velikim številom prevoženih kilometrov zagotavlja visoko stroškovno učinkovitost. Letno porabo stisnjenegega zemeljskega plina na javnih polnilnicah prikazuje slika 88.

Slika 88: Poraba stisnjenegega zemeljskega plina (CNG) v prometu v obdobju 2011–2017



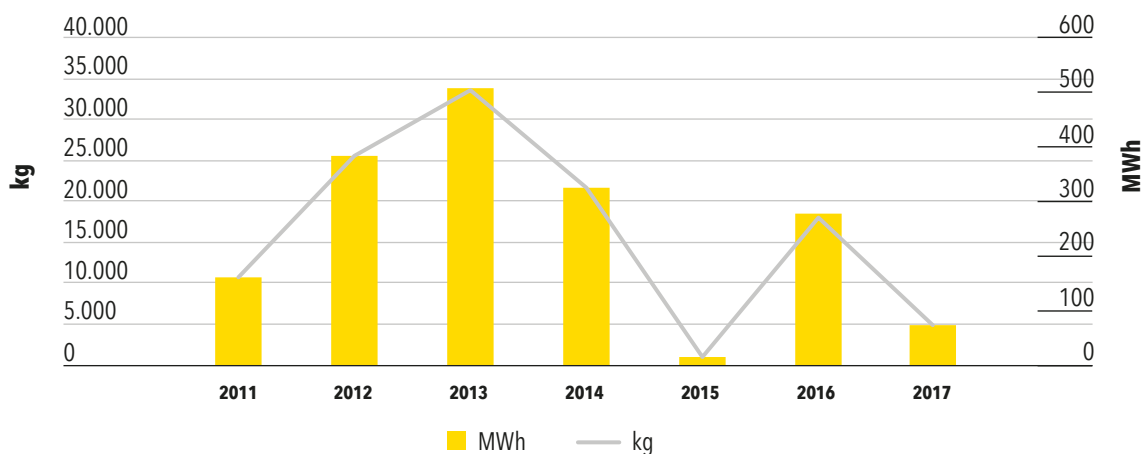
Vir: agencija

4.1.3.2 Utekočinjen zemeljski plin

Utekočinjen zemeljski plin (UZP/LNG) se uporablja v primerih začasne oskrbe plinskih sistemov, ki jim je prekinjen dovod zemeljskega plina zaradi okvar oziroma izvajanja vzdrževalnih del. Primeren je tudi za izvajanje trajne oskrbe odjemalcev na geografskih območjih, do katerih še ni zgrajeno prenosno ali distribucijsko omrežje. V prometu je predviden kot alternativno gorivo za oskrbo težjih cestnih motornih vozil na daljših razdaljah in za ladijski promet.

Utekočinjen zemeljski plin se je v letu 2017 v Sloveniji uporabljal za začasno oskrbo odjemalcev zemeljskega plina v času prekinitve oskrbe iz plinovodnega omrežja zaradi izvajanja načrtovanih ali nenačrtovanih del na omrežjih. Porabljenih količin je bilo sorazmerno malo. Prodane količine po posameznih letih prikazuje slika 89.

Slika 89: Prodaja utekočinjenega zemeljskega plina v obdobju 2011–2017



Vir: agencija

Oktobra 2017 sprejeta strategija tudi za utekočinjen zemeljski plin predvideva izvajanje podobnih ukrepov kot v primeru stisnjenege zemeljskega plina, s ciljem spodbujanja rabe utekočinjenega zemeljskega plina v prometu.

Konec novembra 2017 je bila v Ljubljani odprta prva polnilnica za utekočinjen zemeljski plin, s čimer je bil narejen pomemben korak pri uvajanju te vrste alternativnega goriva v prometu v Sloveniji in tudi pri uresničevanju ciljev Direktive o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva glede vseevropskega jedrnega prometnega omrežja (TENT-T). Direktiva predvideva vzpostavitev oskrbovalnih mest za to vrsto plina ob glavnih prometnih tokovih na vsakih 400 kilometrov.

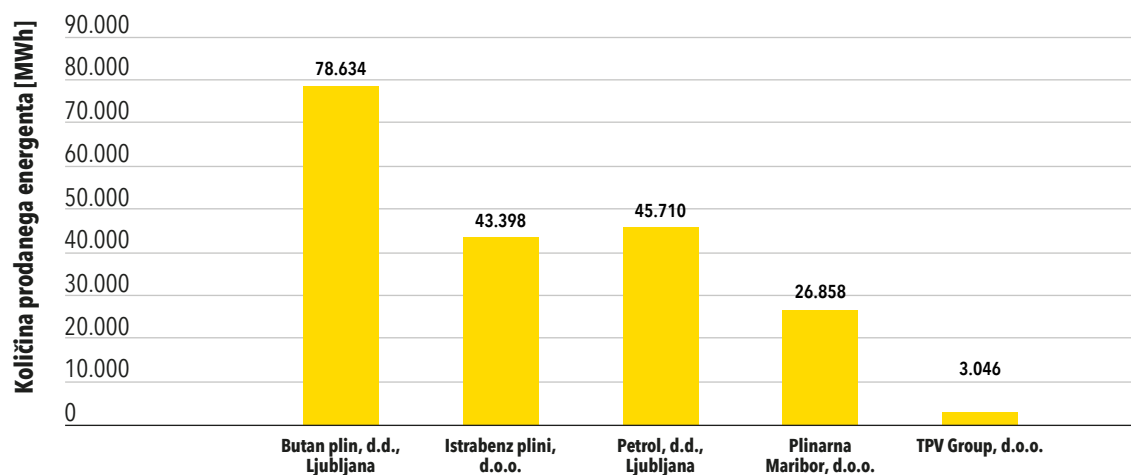
V letu 2017 se utekočinjen zemeljski plin še ni uporabljal za pogon v prometu. Glede na povprečno število letno prevoženih kilometrov težkih motornih vozil in načrtovane spodbujevalne ukrepe lahko pričakujemo, da bodo prvi uporabniki hitro prepoznali nove priložnosti, ki jih omogoča uporaba alternativnega goriva.

4.1.3.3 Drugi energetske plini iz distribucijskih sistemov

Distribucijo drugih energetskih plinov (energetski plini, ki se uporabljajo kot energent, razen zemeljskega plina) iz zaključenih distribucijskih sistemov je v letu 2017 na območju Slovenije izvajalo pet distribucijskih podjetij. Primarno sta se kot energetska plina distribuirala propan (C_3H_8) in mešanica propan-butana ($C_3H_8-C_4H_{10}$). Dejavnost distribucije drugih energetskih plinov se je izvajala v 160 distribucijskih sistemih v 121 slovenskih občinah. V 117 občinah so distributerji 151 distribucijskih sistemov izvajali oskrbo kot tržno dejavnost, v preostalih devetih distribucijskih sistemih v devetih lokalnih skupnostih pa se je oskrba z drugimi energetskimi plini izvajala v obliki gospodarske javne službe (GJS).

V letu 2017 je bilo iz distribucijskih sistemov drugih energetskih plinov oskrbovanih 8620 odjemalcev, distribuirana energetska vrednost plinov pa je dosegala 198 GWh. Skupna dolžina distribucijskih sistemov v 121 občinah je znašala 17,6 kilometra. Distributerji glede na energetske vrednosti distribuiranega plina v letu 2017 so prikazani na sliki 90.

Slika 90: Distribuirane količine drugih energetskih plinov v letu 2017 po distributerjih



Vir: agencija

4.2 Reguliranje omrežnih dejavnosti

4.2.1 Ločitev dejavnosti

V letu 2017 je v Sloveniji opravljal obvezno GJS dejavnost operaterja prenosnega sistema zemeljskega plina en izvajalec, izbirno lokalno GJS dejavnosti operaterja distribucijskega sistema pa 15 izvajalcev.

Operater prenosnega sistema zemeljskega plina, družba Plinovodi, d.o.o., je lastnica sredstev, s katerimi izvaja svojo dejavnost, ter je certificirana in imenovana kot neodvisni operater prenosnega sistema. Zaradi statusnega preoblikovanja družbe Geoplin, d.o.o., operater prenosnega sistema od 28. junija 2017

ni več v 100-odstotni lasti dobavitelja. Lastnik operaterja prenosnega sistema je postala družba Plinhold, d.o.o., ki opravlja dejavnost holdinga, katerega večinska lastnica je Republika Slovenija. Zaradi navedenih sprememb je agencija v letu 2017 uvedla nadzorni postopek, v katerem je preverjala predvsem sestavo nadzornega sveta operaterja prenosnega sistema.

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, pa so pripravili tudi ločene računovodske izkaze. Operaterji sistemov morajo pripraviti letne računovodske izkaze, jih predložiti v revizijo in jih javno objaviti, kot to za velike družbe zahteva Zakon o gospodarskih družbah.

V pojasnilih k revidiranim letnim računovodskim izkazom morajo podjetja plinskega gospodarstva razkriti ločene računovodske izkaze in v celoti razkriti sodila za razporejanje po dejavnostih. Ustreznost sodil in pravilnost njihove uporabe mora letno revidirati revizor, ki o tem poda posebno poročilo. Operaterji sistema morajo agenciji predložiti revidirano letno poročilo in posebno revizorjevo poročilo v roku osmih dni od prejema revizorjevega poročila oziroma najpozneje v šestih mesecih po izteku koledarskega leta.

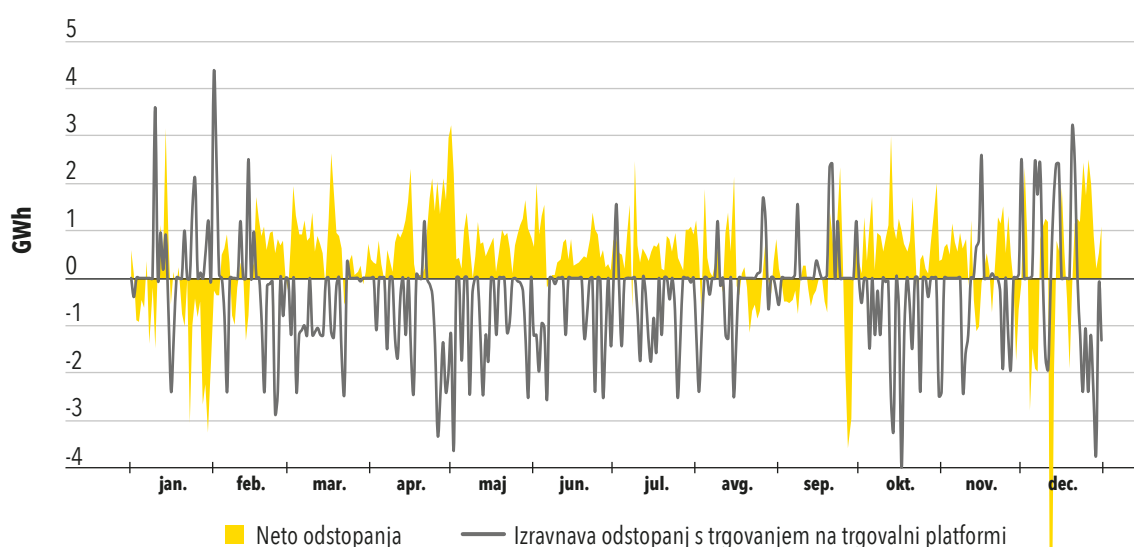
4.2.2 Tehnične storitve operaterjev

4.2.2.1 Izravnava odstopanj

V letu 2017 se je število registriranih nosilcev bilančnih skupin povečalo za šest članov. Ob koncu leta jih je bilo 23, od teh je bilo na slovenskem izravnalnem trgu redno aktivnih sedem nosilcev bilančnih skupin, kar je enako kot leto prej. Šest jih je bilo aktivnih od enega do treh mesecev, osem jih je izvajalo samo prenos plina prek Slovenije, dva pa sta bila neaktivna. Operater prenosnega sistema je z nakupom in prodajo zemeljskega plina na trgovalni platformi in z letno pogodbo za uravnoteženje skrbel za uravnoteženje prenosnega sistema ter izvajal obračun odstopanj. Celotni prenosni sistem predstavlja eno izravnalno območje, odstopanja se ugotavljajo na dnevni podlagi in obračunajo mesečno za vsak posamezen plinski dan.

Odstopanja nosilcev bilančnih skupin so v letu 2017 zaznamovali nadpovprečno hladen januar, napovedana štiridnevna popolna zopora pretoka plina prek povezovalne točke Ceršak v septembru in dogodek v plinskem vozlišču Baumgarten v Avstriji 12. decembra 2017. Posledice teh dogodkov so bila velika negativna odstopanja večine nosilcev bilančnih skupin. Operater prenosnega sistema je s trgovanjem na trgovalni platformi in z dinamičnim uravnavanjem tlačnih razmer uspel zagotoviti normalno obratovanje prenosnega sistema. Storitve uravnoteženja je moral uporabiti le januarja, ko je, skladno z letno pogodbo o uravnoteženju, kupil 2,1 GWh plina, in decembra, ko je iz prenosnega sistema prodal 2,2 GWh plina.

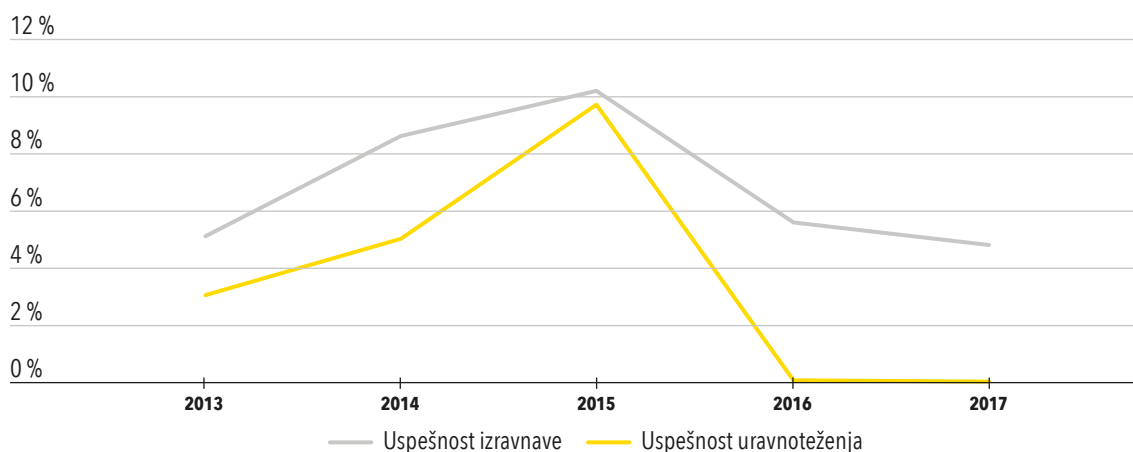
Slika 91: Neto odstopanja nosilcev bilančnih skupin in trgovane količine na trgovalni platformi



Vira: agencija, Plinovodi

Kljub razmeram in dogodkom, katerih posledica so bila velika negativna odstopanja, so bile v povprečju količine za odstopanja v primerjavi s prejšnjimi leti majhne, saj so znašale samo 4,8 % porabljenih količin slovenskih odjemalcev zemeljskega plina. Kazalnika uspešnosti izravnave dnevni odstopanj in uspešnosti uravnoteženja prenosnega sistema sta bila najboljša v zadnjih petih letih (slika 92, nižja vrednost kazalnika pomeni boljši rezultat). Izboljšanje uspešnosti izravnave odstopanja je posledica novih pravil, ki so bila z evropsko uredbo uvedena oktobra 2015. Nova pravila so z vzpostavitvijo tržnih mehanizmov in možnostjo popraviljanja napovedi omogočila večjo prožnost nosilcev bilančnih skupin pri izravnavi njihovih portfeljev.

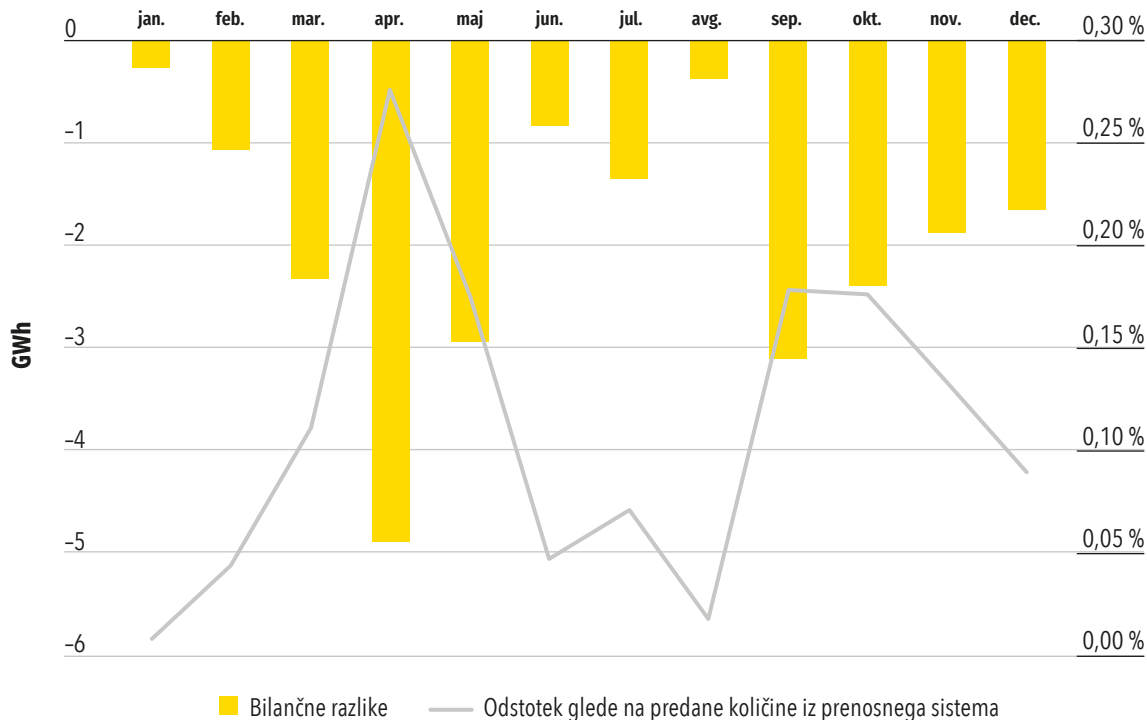
Slika 92: Uspešnost izravnave dnevni odstopanj in uravnoteženja prenosnega sistema



Vir: agencija

Bilančne razlike so v letu 2017 znašale 22,9 GWh. V vseh mesecih so bile bilančne razlike negativne.

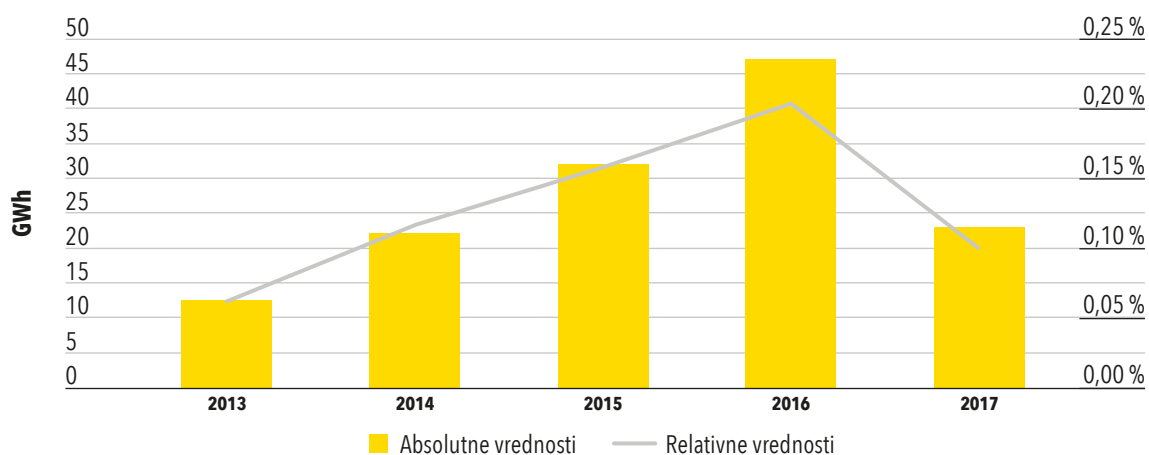
Slika 93: Bilančne razlike po mesecih v letu 2017



Vira: agencija, Plinovodi

Po treh letih naraščanja bilančnih razlik so te v 2017 upadle in bile za približno polovico manjše kot leto prej. V relativnem smislu so bilančne razlike predstavljale en promile predanih količin iz prenosnega sistema.

Slika 94: Absolutna vrednost bilančnih razlik v GWh in relativna vrednost v odstotkih v obdobju 2013–2017



Vira: agencija, Plinovodi

4.2.2 Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi

Trgovanje na sekundarnem trgu je potekalo na vstopni točki Ceršak in izstopni točki Rogatec. Trgovanje na vstopni točki je predstavljalo 87 % vseh podzakupljenih zmogljivosti in 59 % vseh sklenjenih pogodb o podzakupu zmogljivosti.

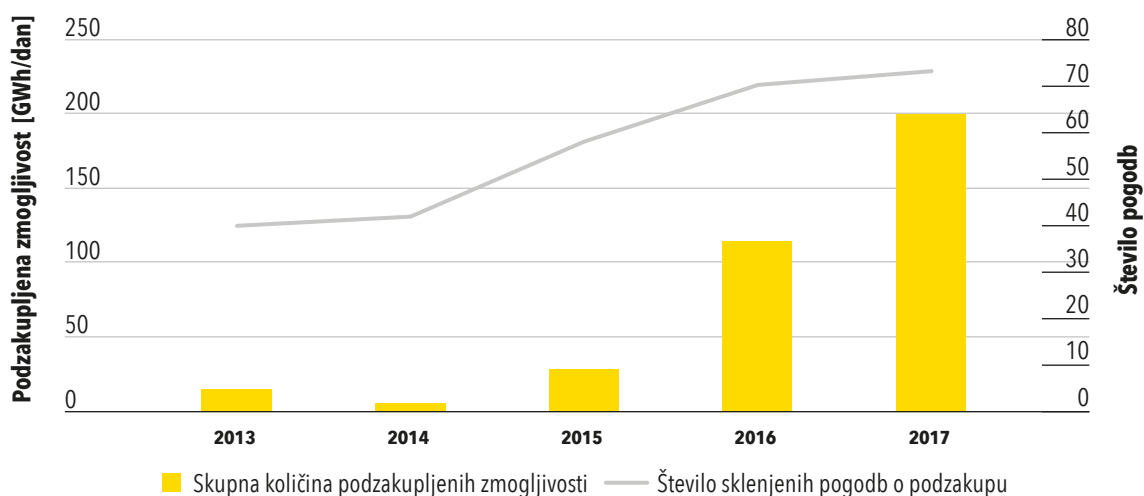
Tabela 31: Trgovanje s prenosnimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu

	Mejne vstopne točke	Mejne izstopne točke
Število ponudnikov prenosnih zmogljivosti	8	5
Število ponudb	43	30
Skupna količina ponujenih zmogljivosti v kWh/dan	173.258.520	26.496.096
Število povpraševalcev po zmogljivostih	7	8
Število povpraševanj	43	30
Skupna količina povpraševanih zmogljivosti v kWh/dan	173.258.520	26.496.096
Število ponudnikov, ki so prodali prenosno zmogljivost	8	5
Število povpraševalcev, ki so zakupili prenosno zmogljivost	7	8
Število sklenjenih pogodb o podzakupu	43	30
Skupna količina podzakupljenih zmogljivosti v kWh/dan	173.258.520	26.496.096
Število zavrženih podzakupov	0	0

Vira: agencija, Plinovodi

Sklenjenih je bilo 73 pogodb o podzakupu ali tri več kot leto prej. Količina podzakupljenih zmogljivosti je bila 75 % večja kot leta 2016.

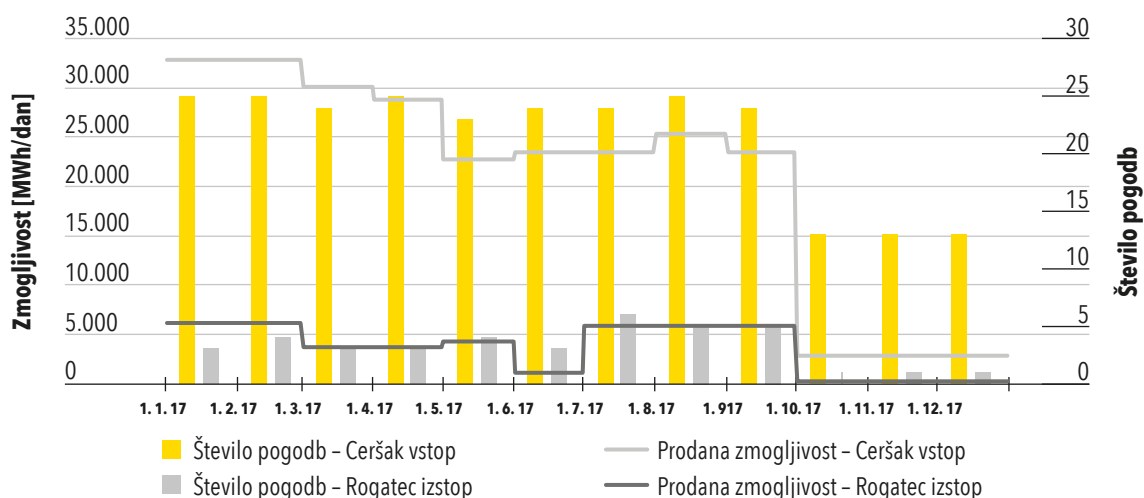
Slika 95: Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi



Vira: agencija, Plinovodi

Trendi zadnjih treh let kažejo še zmeraj intenziven razvoj sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi. Z novim plinskim letom v oktobru 2017 pa je zaradi manjšega obsega zakupljenih zmogljivosti in manjših prostih zmogljivosti iz veljavnih pogodb o prenosu prišlo do upada trgovanja tudi na sekundarnem trgu prenosnih zmogljivosti.

Slika 96: Prodane zmogljivosti in sklenjene pogodbe na sekundarnem trgu v letu 2017



Vira: agencija, Plinovodi

4.2.2.3 Prognostiranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov zemeljskega plina

Odjemna mesta končnih odjemalcev na prenosnem sistemu ter odjemna mesta končnih odjemalcev na distribucijskih sistemih, na katerih je predviden prevzem več kot 800 MWh zemeljskega plina na leto, morajo biti opremljena za dnevno merjenje količin prevzetega zemeljskega plina. Odjemalci, katerih merilne naprave ne omogočajo dnevnega merjenja, predstavljajo večino odjemalcev na distribucijskih sistemih. Zanje mora pripravljavec prognoz vzpostaviti metodologijo za prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov omrežja zemeljskega plina, ki bo določila vrste posameznih profilov odjema nednevno merjenih uporabnikov sistema, model prognoziranja in določitev parametrov ter vrsto informacij, njihovo obliko in način posredovanja.

Na podlagi metodologije se bo vsakemu nednevno merjenemu uporabniku sistema na podlagi izbranih spremenljivk za posamezno vrsto odjema dodelil profil obremenitve, ki bo z največjo verjetnostjo odražal dejanski odjem in tako zagotavljal čim bolj kakovostne podatke za dodelitev odjema po odjemnih mestih oziroma dodelitev po bilančnih skupinah. Podatki bodo nosilcem bilančnih skupin zagotavljali učinkovitejšo izravnavo odstopanj.

V letu 2017 so se izvajale številne dejavnosti z namenom vzpostavitve pogojev za začetek testnega obdobja priprave prognoz v ogrevalni sezoni 2017/2018. Pripravljaec prognoz je operaterjem distribucijskih sistemov pripravil aplikacijo za pripravo prognoz in jim omogočil vnos podatkov, vezanih na porabo in značilnost odjema odjemnih mest. Operaterjem sistema so bili zagotovljeni vmesniki za izmenjavo podatkov z aplikacijo in algoritem za pripravo prognoz ter izvajanje naknadnih dodelitev za tiste, ki so se odločili za procesiranje podatkov o porabi nednevno merjenih odjemnih mest v lastnem informacijskem sistemu. Junija se je prek aplikacije že izvajalo testno procesiranje prognoz za tri celotne distribucijske sisteme in nekaj testnih območij, ki so obsegala le omejen delež odjemnih mest posameznega distribucijskega sistema. V drugi polovici leta so se izvajali ukrepi za prilagoditev informacijskih sistemov operaterjev in učinkovito izmenjavo podatkov s ciljem vzpostavitve čim več »podatkovno zaprtih« distribucijskih sistemov. Sočasno so se izvajali testiranje, kontrola točnosti ter posodobitve aplikacije glede na med testiranjem izraženo problematiko.

Uporaba metodologije za pripravo prognoz bo postala obvezna s 1. oktobrom 2018 in bo nadomestila obstoječi način določanja porabe, ki je bil načrtovan za določanje mesečnega odjema za odjemalce brez izvedenih odčitkov števnih stanj mesečne porabe. Nova metodologija bo omogočila procesiranje dnevnih napovedi odjema s tremi posodobitvami znotraj dneva za nednevno merjena odjemna mesta, priključena na distribucijski sistem zemeljskega plina.

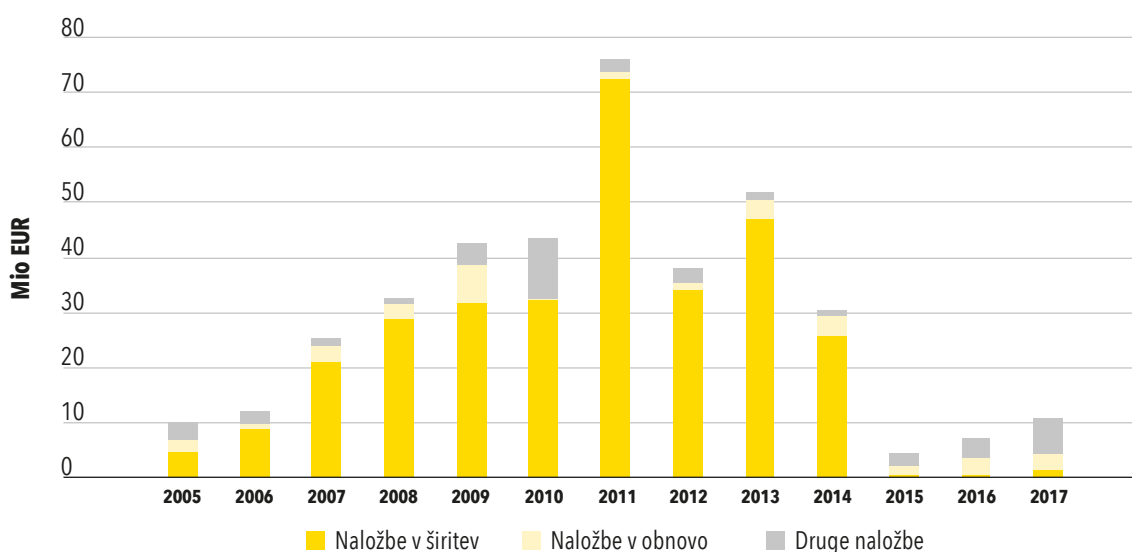
4.2.2.4 Večletni razvoj plinovodnega omrežja

Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina

10,8 mio €
naložb v prenosni sistem

Operater prenosnega sistema je v letu 2017 za naložbe v prenosni sistem namenil 10,8 milijona evrov, kar je 47 % več kot leto prej. Naložbe v širitev in obnovo so znašale 4,5 milijona evrov, druge naložbe pa 6,4 milijona evrov ali 75 % več kot leta 2016. Vse naložbe so bile pokrite iz amortizacije osnovnih sredstev.

Slika 97: Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina v obdobju 2005–2017



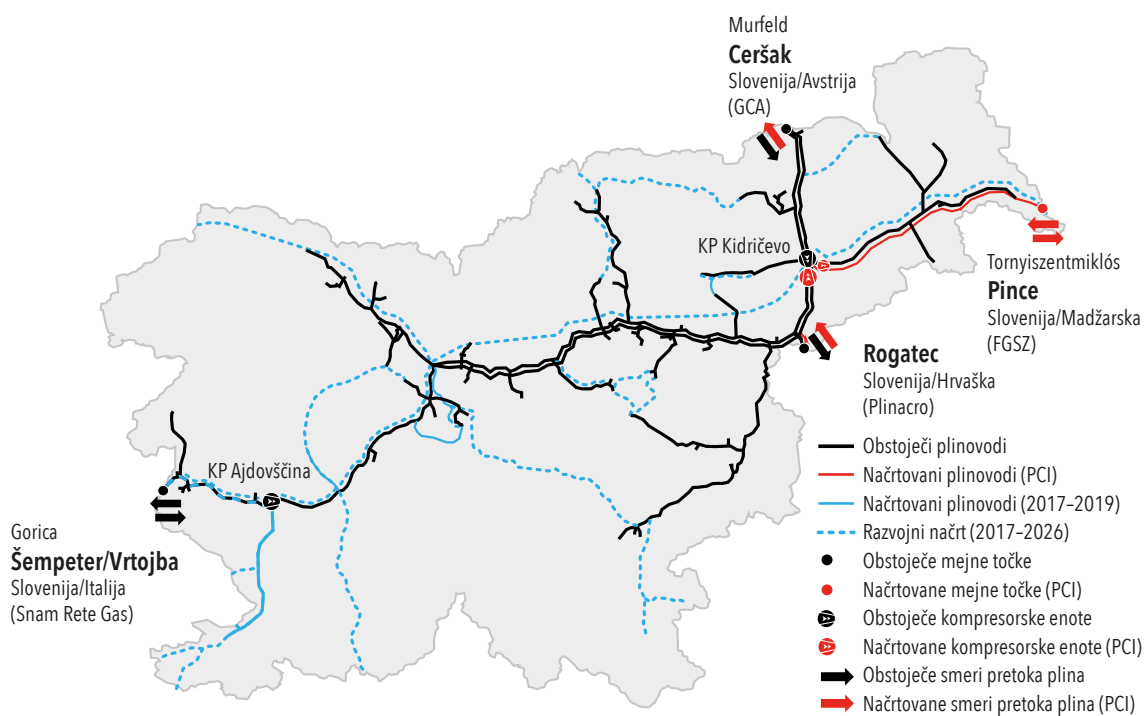
Vira: agencija, Plinovodi

Po tem, ko so investicijske dejavnosti v letu 2015 po zaključku intenzivnega investicijskega ciklusa dosegle najnižjo raven, se naložbe od leta 2016 ponovno postopno povečujejo. Tako je operater prenosnega sistema začel z gradnjo prenosnega plinovoda R38 Kalce-Godovič, ki je med drugim namenjen priključitvi distribucijskega sistema za oskrbo občine Idrija. V MRP Rogatec je bil priključen distribucijski sistem Občine Rogatec, ki je bil pred tem priključen na hrvaški distribucijski sistem. Zaključena je bila sanacija prenosnega plinovoda M1 – prečkanje kanala Zlatoličje in odseka prenosnega plinovoda R26 Dešen na plazovitem območju. Začela so se dela za omogočanje dvosmernega pretoka na lokaciji MRP Rogatec, hkrati pa se je nadaljevala priprava projektov za pridobitev statusa skupnega evropskega pomena (PCI).

Agencija je operaterju prenosnega sistema izdala soglasje k Desetletnemu razvojnemu načrtu prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2018–2027. Razvojni načrt operaterja prenosnega sistema je vsebinsko usklajen z desetletnim načrtom ENTSOG TYNDP 2017. Hkrati z razvojnim načrtom je agencija potrdila tudi Naložbeni načrt za obdobje 2018–2020, v katerem so podrobneje predstavljene naložbe, ki jih bo operater prenosnega sistema izvedel v naslednjih treh letih.

Najpomembnejše prihodnje naložbene dejavnosti ostajajo enake kot v predhodnem letu. Načrtovana je izgradnja novega centra vodenja, ki bo omogočil vsebinsko in tehnološko nadgradnjo sistemov vodenja. Z izgradnjo priključnih plinovodov M5 Vodice-Jarše in R51 Jarše-TE-TOL bo omogočena priključitev termoenergetskega objekta. Nadaljevala se bodo dela za izgradnjo plinovoda M6 Ajdovščina-Lucija, s katerim bo omogočena plinifikacija Obalno-kraške regije. Na MRP Rogatec bodo izvedena zaključna dela za omogočanje dvosmernega pretoka. Z izgradnjo systemske zanke R51c Kozarje-Vevče se bo povečala zanesljivost oskrbe Ljubljane z okolico. Nadaljevala se bodo tudi dela za morebitno plinovodno povezavo Slovenije z madžarskim plinskim trgom.

Slika 98: Prenosni sistem zemeljskega plina v decembru 2017



Vir: Plinovodi

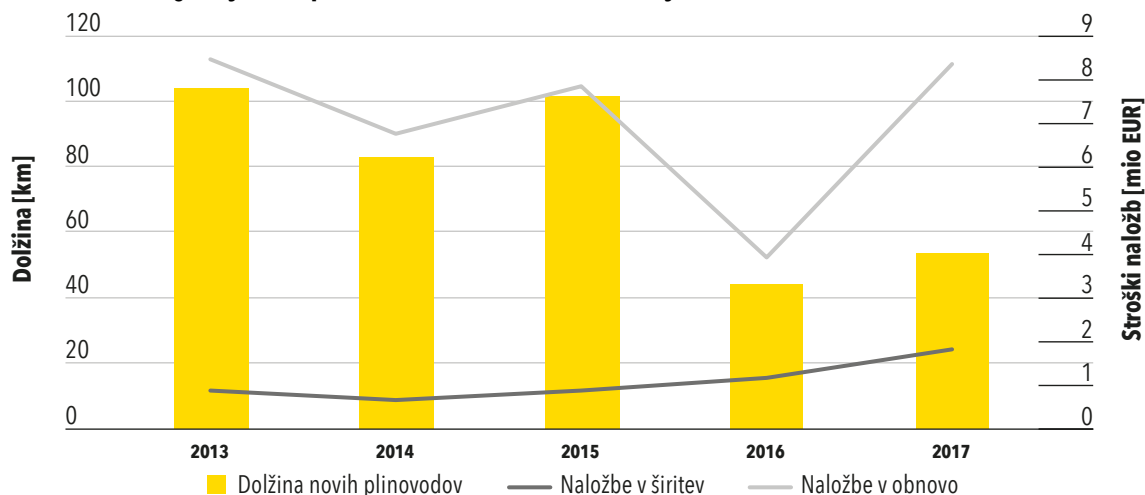
Naložbe v distribucijska omrežja zemeljskega plina

Operaterji distribucijskih sistemov so zgradili 53,8 kilometra novih plinovodov ali četrtno več kot leto prej. Skupna dolžina distribucijskih plinovodov se je tako povečala za 1,2 %. Aktiviranih plinovodov je bilo 43,6 kilometra, obnovljenih pa je bilo slabih 13 kilometrov distribucijskih plinovodov.

53,8 km
novih distribucijskih plinovodov

Skupna vrednost naložb v distribucijske sisteme je znašala 10,9 milijona evrov, od tega so naložbe v izgradnjo plinovodov, ki so bili tudi aktivirani, znašale 8,3 milijona evrov. Postopno se povečujejo tudi naložbe v obnovo distribucijskih sistemov, ki so v letu 2017 znašale 1,8 milijona evrov. Druge naložbe so znašale 0,75 milijona evrov.

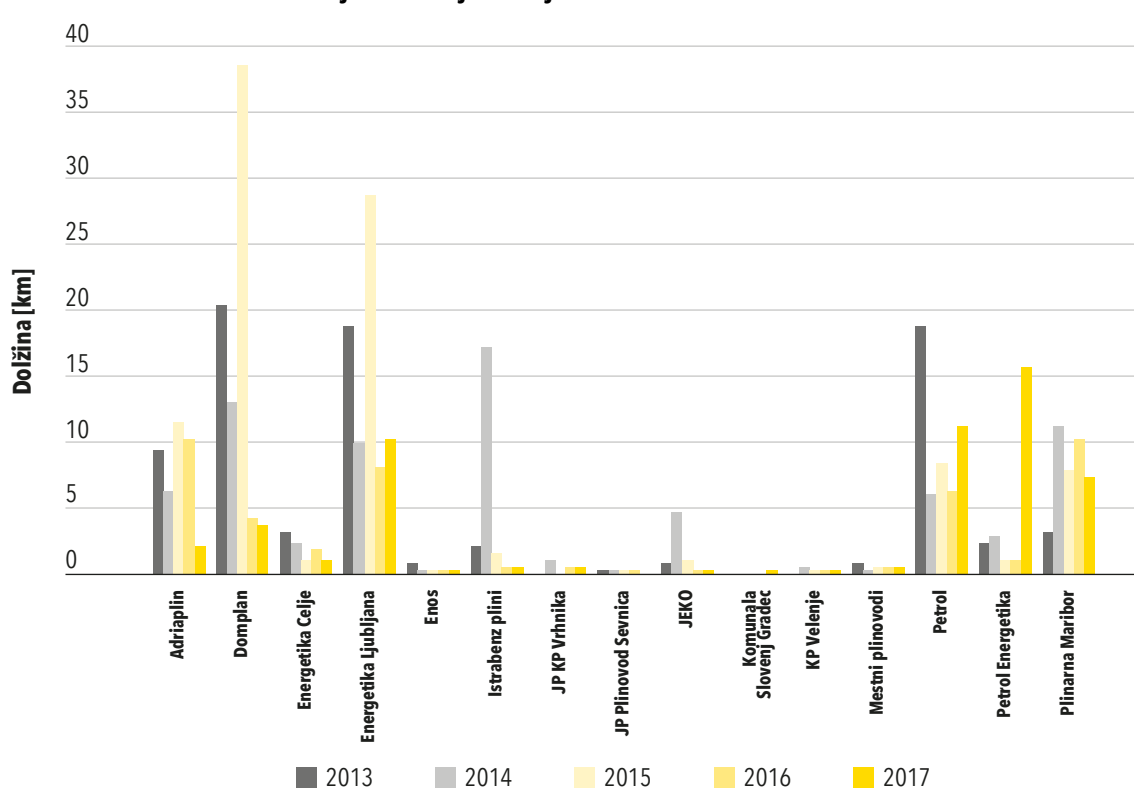
Slika 99: Trend izgradnje novih plinovodov in stroški naložb v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Slika 100 prikazuje intenzivnost izgradnje novih plinovodov posameznih operaterjev distribucijskih sistemov. Štirje operaterji so zgradili skupaj dobrih 80 % novih plinovodov, osem operaterjev pa v zadnjih treh letih skoraj ni širilo svojih distribucijskih sistemov - v letu 2017 so tako skupaj zgradili samo 2,2 kilometra plinovodov, kar je manj kot 300 metrov na posameznega operaterja.

Slika 100: Dolžina novih distribucijskih omrežij v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

4.2.2.5 Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost dobave

Največja dnevna konična obremenitev prenosnega omrežja je bila zabeležena 11. januarja 2017 in je znašala 2.323.412 kWh/h. Prenos zemeljskega plina je potekal skladno z načrti in brez obratovalnih motenj. Zmogljivosti na mejnih vstopno-izstopnih točkah so bile zadostne, saj ni prišlo do pogodbene ali fizične prezasedenosti.

Operater prenosnega sistema je izdal 17 soglasij za priključitev, kar je 10 več kot leto prej. Izvedenih je bilo osem fizičnih priključitev na prenosni sistem, leto pred tem pa samo ena. Povprečni čas trajanja fizične priključitve je znašal 99 dni, leta 2016 pa samo 49 dni. Povprečni čas celotnega postopka skupaj z upravnim postopkom je trajal 155 dni, kar je skoraj trikrat več kot leto prej, ko je znašal 58 dni.

Operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina so prejeli 2082 vlog za izdajo soglasja za priključitev ter izdali enako število soglasij. Število izdanih soglasij se je v primerjavi s predhodnim letom povečalo za dobrih 18 %. Operaterji so v tem letu izvedli priključitve 1720 odjemnih mest oziroma odjemalcev.

Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve novih odjemalcev na distribucijski sistem je bil pri 11 operaterjih krajši od 20 dni po oddaji vloge za priključitev. Pri dveh je trajal povprečno 30 dni, pri preostalih dveh pa 90 oziroma 104 dni. Fizična priključitev na omrežje je bila pri večini operaterjev povprečno izvedena v obdobju enega do treh dni, od tega pri osmih v enem dnevu. Bistveno sta odstopala dva operaterja, pri katerih je postopek fizične priključitve trajal 30 oziroma 79 dni.

V letu 2017 je le eden od operaterjev zaprtih distribucijskih sistemov izvedel priključitev novega odjemalca. Celoten postopek priključitve je bil izveden v 16 dneh.

Zanesljivo in varno obratovanje s ciljem nemotene oskrbe odjemalcev so operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina zagotavljali z izvajanjem rednih in izrednih vzdrževalnih del. Operater prenosnega sistema je na prenosnem sistemu opravil 12 načrtovanih in 267 nenačrtovanih del. Do prekinitve dobav ni prišlo niti pri načrtovanih niti pri nenačrtovanih delih.

Na distribucijskih sistemih so izvedli več kot 5100 načrtovanih del. Njihovo število se v primerjavi z letom prej ni bistveno povečalo, skupni čas trajanja del pa se je skrajšal za 10 %. Izvajanje načrtovanih del je povzročilo 1360 ur prekinitve dobave zemeljskega plina odjemalcem. Pri treh operaterjih so bila načrtovana dela izvedena brez motenj oziroma prekinitve oskrbe, pri petih pa je znašal skupni čas prekinitve manj kot šest ur. Zabeleženi čas posamezne prekinitve je znašal najmanj eno in največ 96 ur. Pri 13 operaterjih čas posamezne prekinitve ni presegal osmih ur.

Nenačrtovanih posegov na distribucijskih sistemih je bilo 436 in so povzročili 111 prekinitve oskrbe. Skupni čas nenačrtovanih prekinitve je znašal 10.696 ur, pri čemer se več kot 93 % časa nanaša na en dogodek oziroma prekinitve priključka zaradi plazenja zemljine na območju enega operaterja distribucijskih sistemov. Pri osmih operaterjih tovrstnih prekinitve ni bilo, pri treh čas prekinitve ni bil daljši od osem ur, pri preostalih treh pa je skupni čas nenačrtovanih prekinitve znašal med 79 in 168 ur.

Na distribucijskih sistemih je bilo izvedenih tudi 462 del na zahtevo in za potrebe tretjih oseb; skupni čas izvajanja teh del je znašal 2873 ur.

Na območjih dveh operaterjev zaprtih distribucijskih sistemov so bila izvedena načrtovana vzdrževalna dela, ki so pri enem operaterju trajala 336 ur brez prekinitve oskrbe, v primeru drugega operaterja pa 54 ur in s prekinitvijo oskrbe za celotno obdobje trajanja del. Na območju tretjega operaterja zaprtega distribucijskega sistema je bilo izvedenih 20 načrtovanih del v skupnem trajanju 532 ur, pri čemer je bilo 452 ur porabljenih za izvedbo pregledov, preizkusov in kontrolnih meritev na omrežju. Prekinitve oskrbe v tem primeru ni bilo.

Število priključitev in porabljeni čas za izvedbo posameznih aktivnosti v postopku priključevanja odjemalcev na omrežje ter podatke o izvedenih vzdrževalnih delih na prenosnem in distribucijskih sistemih v obdobju 2015-2018 vsebuje tabela 32.

Tabela 32: Parametri priključevanja in izvedenih vzdrževalnih del v obdobju 2015–2017

	Operater prenosnega sistema			Operaterji distribucijskih sistemov		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Priključevanje na sistem						
Število izdanih soglasij	13	7	17	2.101	1.761	2.082
Povprečni čas trajanja upravnega postopka [dnevi]	14	9	63	10	15	14
Najdaljši čas trajanja upravnega postopka [dnevi]	-	-	-	20	80	60
Najkrajši čas trajanja upravnega postopka [dnevi]	-	-	-	1	1	1
Število izvedenih priključitev	6	1	8	1.168	1.446	1.720
Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve [dnevi]	63	58	155	25	22	26
Najdaljši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dnevi]	-	-	-	60	60	104
Najkrajši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dnevi]	-	-	-	4	4	4
Vzdrževalna dela na sistemu						
Število izvedenih načrtovanih del	12	12	12	4.216	5.108	5.118
Skupni čas izvajanja načrtovanih del [ure]	108.560	107.144	105.728	109.961	105.905	95.206
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi načrtovanih del [ure]	48	0	0	1.368	608	1.360
Najdaljši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	48	0	0	103	88	96
Najkrajši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	48	0	0	9	7	1
Število izvedenih nenačrtovanih del	320	264	267	428	486	436
Skupni čas izvajanja nenačrtovanih del [ure]	789	502	559	2.097	1.761	2.858
Število prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del	0	0	0	83	71	111
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del [ure]	0	0	0	482	7.939	10.696

Vir: agencija

4.2.3 Omrežnine za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina

4.2.3.1 Določitev omrežnine

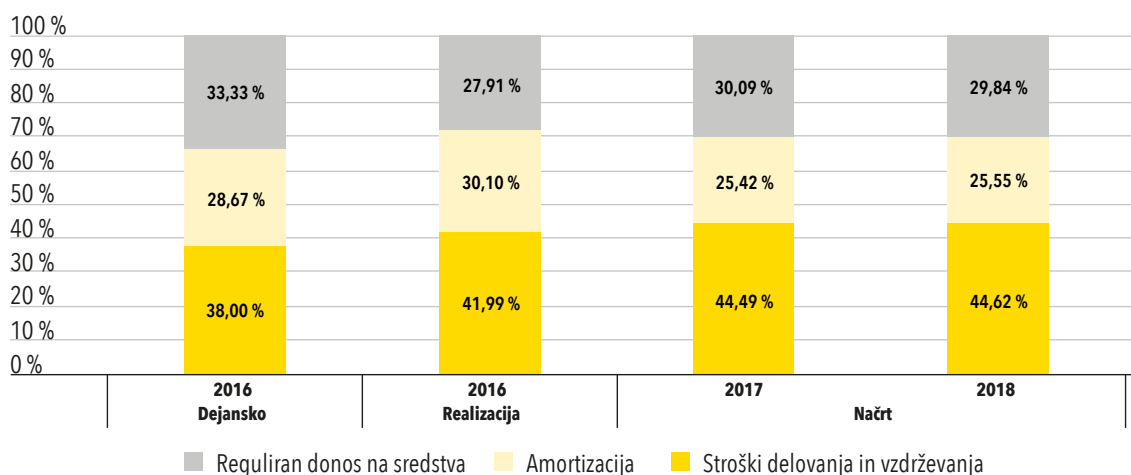
Omrežnino za prenosni in distribucijske sisteme določijo operaterji sistema v regulativnem okviru s soglasjem agencije. Podlagi za določitev omrežnine za leto 2017 za prenosni sistem sta bila Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja prenosnega sistema zemeljskega plina in Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina, za distribucijske sisteme pa Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja distribucijskega sistema zemeljskega plina in Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za distribucijski sistem zemeljskega plina. Vse štiri akte je pripravila in sprejela agencija v letu 2015. V metodologijah za določitev regulativnega okvira so določeni način, pogoji in metoda določanja omrežnine ter kriteriji za ugotavljanje upravičenih stroškov operaterja sistema, med katere sodijo tudi spodbude za učinkovitejše poslovanje operaterja sistema. Za določitev omrežnine se uporablja metoda regulirane omrežnine, ki določa vzročno-posledično povezavo upravičenih stroškov in prihodkov operaterja sistema. Omrežnina, ki je v letu 2017 predstavljala del cene za uporabo sistema, je letni regulirani prihodek operaterja sistema, namenjen pokrivanju upravičenih stroškov operaterja kot izvajalca gospodarske javne službe.

Operaterji sistema za regulativno obdobje, ki je določeno na podlagi metodologije za določitev omrežnine, določijo regulativni okvir tako, da se z omrežnino zagotavlja pokrivanje stroškov, ki so nujno potrebni za opravljanje tovrstne dejavnosti. Sem sodijo stroški delovanja in vzdrževanja, stroški amortizacije in reguliran donos na sredstva. Pri določitvi omrežnine operaterji sistemov upoštevajo tudi druge prihodke iz opravljanja dejavnosti ter presežke in primanjkljaje omrežnine iz prejšnjih let.

S 1. januarjem 2016 je začelo veljati novo triletno regulativno obdobje, ki traja do 31. decembra 2018. Po preteku prvega leta tega regulativnega obdobja so operaterji sistema na podlagi kriterijev iz akta preračunali načrtovane upravičene stroške v dejanske, torej priznane z regulacijo. Preračune je agencija tudi preverila. Prav tako je agencija na podlagi podatkov iz poslovnih knjig operaterjev sistema izračunala realizirane upravičene stroške.

Na sliki 101 je primerjava struktur dejanskih in realiziranih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema zemeljskega plina.

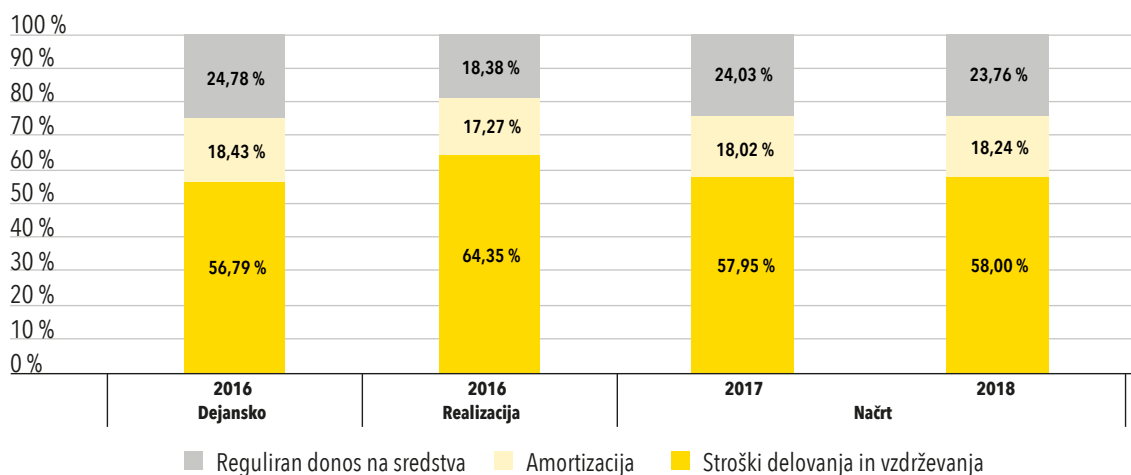
Slika 101: Struktura upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema



Vir: agencija

Slika 102 prikazuje strukturo upravičenih stroškov vseh operaterjev distribucijskih sistemov zemeljskega plina.

Slika 102: Struktura upravičenih stroškov operaterjev distribucijskih sistemov



Vir: agencija

4.2.3.2 Obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina

Omrežnina za prenosni sistem zemeljskega plina se zaračunava uporabnikom prenosnega sistema z naslednjimi tarifnimi postavkami:

- vstopna tarifna postavka,
- izstopna tarifna postavka,
- tarifna postavka za lastno rabo in
- tarifna postavka za meritve.

Tarifne postavke omrežnine določi operater prenosnega sistema pred začetkom regulativnega obdobja za posamezno leto regulativnega obdobja, predhodno pa jih potrdi agencija z izdajo soglasja k regulativnemu okviru.

Metoda za obračunavanje omrežnine za vstopne in izstopne točke temelji na metodi vstopno-izstopnih točk, kar pomeni sistem enotnih tarifnih postavk za posamezno vstopno ali izstopno točko. Obračunavanje omrežnine za vstopne ali izstopne točke upošteva pogodbeno dogovorjen zakup zmogljivosti. Omrežnina za lastno rabo je odvisna od prenesene količine zemeljskega plina na posamezni izstopni točki, omrežnina za meritve pa upošteva velikost merilne naprave, število tlačnih redukcij in lastništvo merilne naprave na izstopnih točkah.

Pri obračunavanju omrežnine za standardne produkte zmogljivosti, ki določajo dnevni, mesečni ali četrtni zakup zmogljivosti, se poleg tarifne postavke omrežnine upošteva tudi faktor tarifne postavke. Obračunavanje prekinljivih zmogljivosti pa se izvede tako, da operater prenosnega sistema v primeru prekinitev ali zmanjšanja pogodbene zmogljivosti uporabniku sistema obračuna omrežnino s pripadajočim zneskom popusta.

Vstopne in izstopne tarifne postavke so se v letu 2017 glede na leto 2016 v povprečju zvišale za 1,3 %.

Tarifne postavke omrežnine, ki jih operater prenosnega sistema zaračuna uporabnikom sistema, morajo tudi spodbujati učinkovito trgovanje s plinom in konkurenco med plinovodi. Ker je v letu 2016 prišlo do spremenjenih cen za dostop na sosednjih sistemih, je bila izdelana primerjalna analiza tarif za posamezne vstopne in izstopne točke slovenskega in sosednjih prenosnih sistemov. Agencija je pozvala operaterja prenosnega sistema, da ustrezno uskladi tarifne postavke omrežnine in s tem omogoči pričakovan zakup zmogljivosti izstopne točke Rogatec.

Na podlagi analize operaterja prenosnega sistema in njegove vloge za spremembo tarifne postavke omrežnine za izstopno točko Rogatec je agencija januarja 2017 izdala soglasje k spremenjeni tarifni postavki omrežnine zanjo. Z oktobrom 2017 je začela veljati nova tarifna postavka omrežnine za to izstopno točko, ki se je glede na do tedaj veljavno ceno znižala za 32 %.

V letu 2017 so se začele dejavnosti, povezane z Uredbo Komisije (EU) 2017/460 z dne 16. marca 2017 o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin (UL L, št. 72 z dne 17. marca 2017). Na podlagi zahtev uredbe je operater prenosnega sistema pravočasno objavil informacije, ki se objavijo pred začetkom tarifnega obdobja. Obsegajo podatke o tehničnih lastnostih, uporabljeni metodologiji referenčnih cen, prihodkih operaterja prenosnega sistema, prenosnih in neprenosnih tarifah in spremembah tarif ter poenostavljen tarifni model za oceno spreminjanja tarif v času po tarifnem obdobju. V letu 2018 se bo izvedlo redno posvetovanje, ki se bo nanašalo na metodologijo referenčnih cen, informacije, povezane s prihodki operaterja prenosnega sistema, in na tarifne postavke omrežnine.

4.2.3.3 Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina

Odjemalci na distribucijskih sistemih operaterjem plačujejo omrežnino za distribucijski sistem, ki vključuje tudi stroške, povezane z uporabo prenosnega omrežja na izstopnih točkah znotraj Slovenije. Za določitev omrežnine se uporablja metoda regulirane omrežnine, ki določa vzročno-posledično povezavo upravičenih stroškov in prihodkov operaterja distribucijskega sistema.

Tarifne postavke za distribucijo so enotne za posamezne odjemne skupine na vseh območjih, na katerih opravlja dejavnost distribucije isti operater distribucijskega sistema. Različne tarifne postavke za distribucijo pri istem operaterju so le v določenih primerih, ko distribucijski sistem ni oskrbovan prek slovenskega prenosnega sistema. Višine tarifnih postavk za distribucijo se pri posameznih operaterjih razlikujejo, saj

imajo glede na značilnosti sistemov in strukturo odjemalcev operaterji različne stroške z izvajanjem dejavnosti distribucije. Odjemne skupine, v katere operaterji razvrščajo odjemalce, so določene skladno z metodologijo za obračunavanje omrežnine.

Tarifne postavke za distribucijo zemeljskega plina so bile določene v posameznih aktih o določitvi tarifnih postavk omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina ter za posamezna geografska območja. V 79 občinah se je pri obračunu omrežnine uporabljalo 18 aktov o določitvi tarifnih postavk omrežnine za distribucijsko omrežje. Omrežnina za distribucijski sistem je odvisna od zakupljene pogodbene distribucijske zmogljivosti ali moči, distribuirane količine zemeljskega plina, velikosti in tipa uporabljene merilne naprave ter upoštevanja preostalih parametrov iz metodologije za obračunavanje omrežnine.

Operaterji distribucijskega sistema so uporabnikom omrežja zaračunavali omrežnino tako, da so jim na računu ločeno izkazovali:

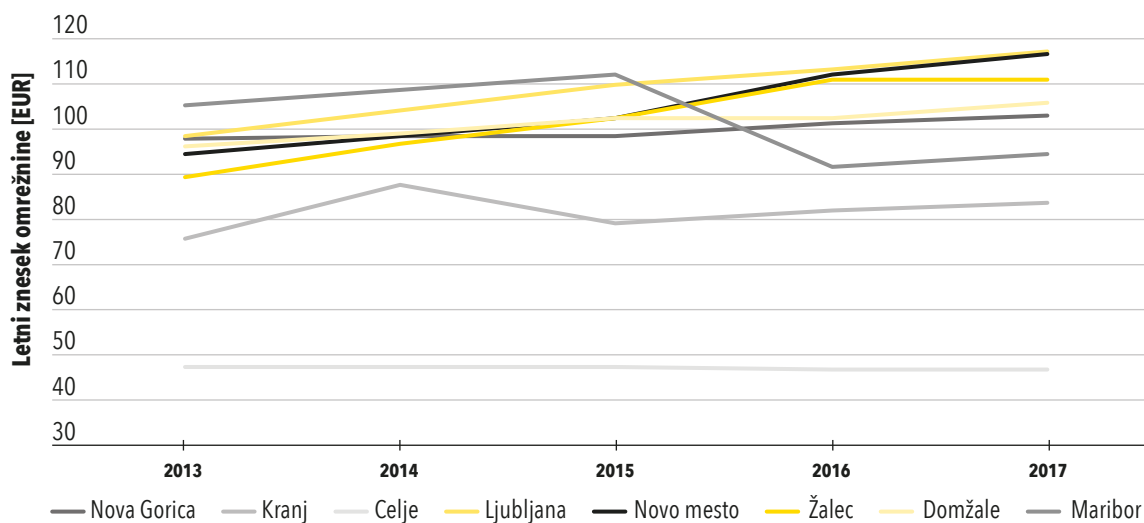
- znesek za distribucijo zemeljskega plina in
- znesek za izvajanje meritev.

Gibanje višine letnih zneskov omrežnine za distribucijo značilnih gospodinjstev in srednje velikih industrijskih odjemalcev v posameznih letih obdobja 2013–2017 za osem večjih občin prikazujejo slike 103, 104, 105 in 106. V teh občinah je oskrbovanih dobrih 72 % vseh odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme.

Značilnim manjšim gospodinjstvom (odjemna skupina D1 z letno porabo 3765 kWh), srednje velikim gospodinjstvom (odjemna skupina D2 z letno porabo 32 MWh) in velikim gospodinjstvom (odjemna skupina D3 z letno porabo 215 MWh) se je na sedmih od obravnavanih osmih geografskih območij letni znesek omrežnine v letu 2017 glede na predhodno leto nekoliko zvišal. Povprečni dvig omrežnine za značilni odjem gospodinjstev glede na leto 2016 je znašal dobra 2 %. Posamične vrednosti zvišanj so znašale do 4 % pri najmanjših odjemalcih in do 3 % pri preostalih. V posameznih primerih so bili letni zneski za omrežnino nižji kot pred petimi leti.

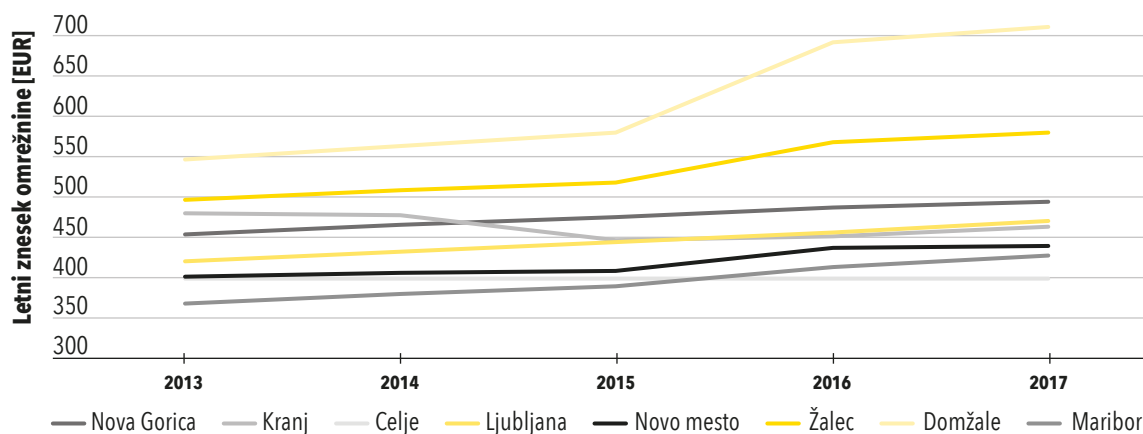
Pri srednje velikih industrijskih odjemalcih (odjemna skupina I3 z letno porabo 8608 MWh) se je povprečni letni strošek omrežnine glede na predhodno leto zvišal za slaba 2 %. Povprečna letna rast stroškov omrežnine pri tovrstnih odjemalcih je v zadnjem petletnem obdobju znašala 2,5 %. Navedene spremembe letnih zneskov se nanašajo na območje osmih večjih občin, medtem ko v obravnavanem petletnem obdobju spremembe letnih zneskov omrežnin po drugih občinah variirajo glede na ekonomsko-tehnične kriterije in pogoje obratovanja distribucijskega sistema v posamezni občini. Razlike v višini letnih zneskov omrežnine v posameznih občinah so odraz neprimerljivih struktur odjemalcev in njihovega odjema ter tudi starosti in obsega distribucijskih sistemov.

Slika 103: Letni znesek omrežnine za distribucijo za manjše gospodinjstve – D1 (3.765 kWh) v obdobju 2013–2017



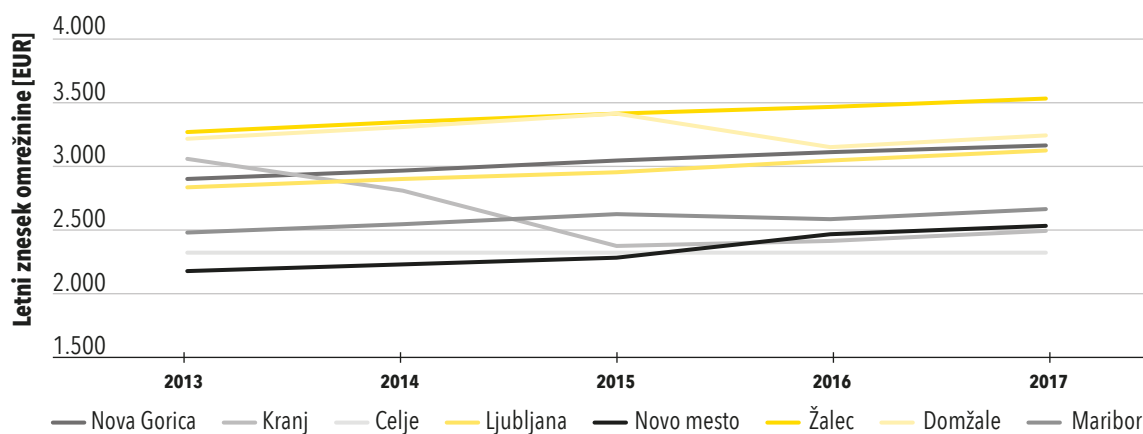
Vir: agencija

Slika 104: Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (32 MWh) v obdobju 2013–2017



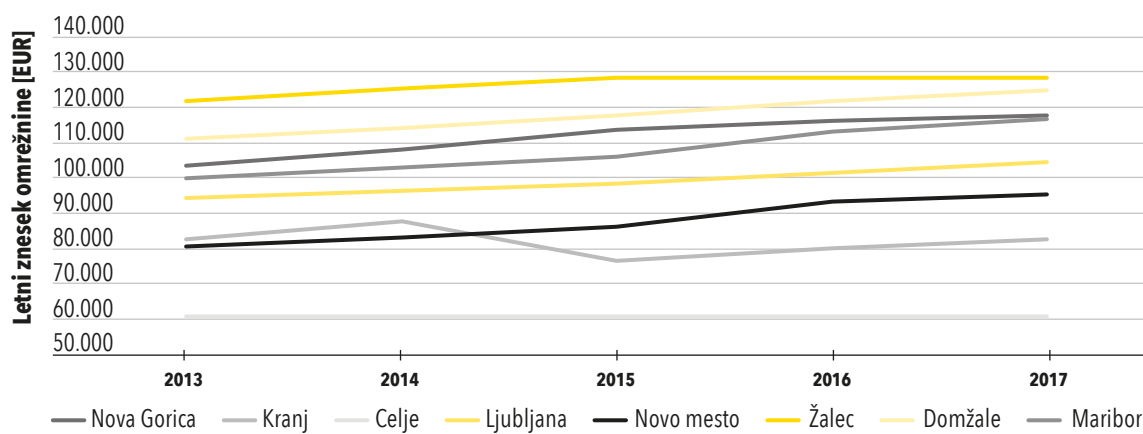
Vir: agencija

Slika 105: Letni znesek omrežnine za distribucijo za velike gospodinske odjemalce – D3 (215 MWh) v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Slika 106: Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 (8.608 MWh) v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Skladno z določili Uredbe o delovanju trga z zemeljskim plinom z veljavo od 8. oktobra 2016, ki je kot novo obračunsko enoto določila kilovatno ali megavatno uro (kWh, MWh), je bil s prvim januarjem 2017 uspešno izveden prehod na novi način obračuna omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina. Uveljavitev energijske enote kot obračunske enote je poenotila obračunsko enoto s prenosnim sistemom zemeljskega plina in večino držav Evropske unije ter zagotovila, da odjemalec plača variabilni del omrežnine ter dobavo plina skladno s količino energije, ki mu je bila predana. Nova obračunska enota omogoča tudi neposrednejšo primerjavo med stroškom energije zemeljskega plina in električne energije.

Prehod na obračun oskrbe v energijskih enotah je bil izveden brez evidentiranih večjih težav. Večina operaterjev distribucijskih sistemov je na svojih spletnih straneh januarja 2017 objavila predpisane informacije v povezavi z določanjem obračunskih količin v energijskih enotah, namenjene razumevanju novega načina obračuna. Manjši zapleti v povezavi z zaokroževanjem v obračunu uporabljenih vrednosti (nadmorska višina, volumske enote, vmesni rezultati ...) in uporabo zgornje kurilne vrednosti so bili z dodatnimi obrazložitvami agencije rešeni do konca februarja.

4.2.4 Zmogljivost na mejnih točkah

Slovenski prenosni sistem je s sosednjimi prenosnimi sistemi povezan v treh točkah, in sicer v Ceršaku, Rogatcu in Šempetru. Prenos zemeljskega plina skozi mejno točko Ceršak je omogočen le v smeri iz Avstrije proti Sloveniji, v mejni točki Rogatec pa le v smeri iz Slovenije proti Hrvaški, predvidoma od oktobra 2018 pa bo omogočen tudi v obratni smeri. Prenos zemeljskega plina skozi mejno točko Šempeter je omogočen tako v smeri Italije kot Slovenije.

Zmogljivosti na mejnih točkah so se dodeljevale na podlagi tržnih metod prek spletne rezervacijske platforme PRISMA. Izvedene so bile dražbe zagotovljenih in prekinljivih zmogljivosti. Objavljenih je bilo 47.343 dražb, na katerih so bile ponujene posamezne in združene zmogljivosti. Uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti je bilo 364, od tega sta bili dve tretjini dražb združenih zmogljivosti. Uspešnih dražb prekinljivih zmogljivosti je bilo 23, vse so bile za posamezne zmogljivosti. Vseh uspešnih dražb je bilo 1,6 %.

47.343

dražb zmogljivosti na podlagi tržnih metod

Tabela 33: Dražbe zagotovljenih zmogljivosti v letu 2017

Izvedeno število uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti	Ceršak - vstop	Rogatec - izstop	Šempeter - vstop	Šempeter - izstop
Dražbe letnih zmogljivosti	4	2	0	0
Dražbe četrletnih zmogljivosti	8	2	0	0
Dražbe mesečnih zmogljivosti	13	10	0	1
Dražbe zmogljivosti za dan vnaprej	160	23	6	10
Dražbe zmogljivosti znotraj dneva	91	14	3	17
Dražbe združenih zmogljivosti	167	37	9	27
Dražbe posameznih zmogljivosti	109	14	0	1

Vir: Plinovodi

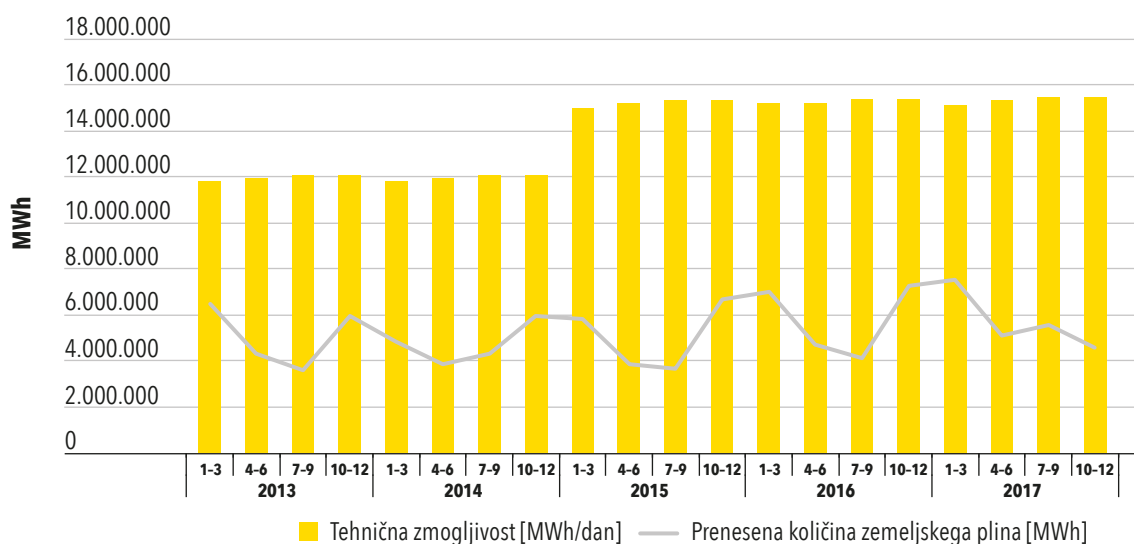
Na mejni točki Ceršak je bila prvič, kot pilotni projekt, izvedena tudi dražba razširitvenih zmogljivosti. Dražba je pokazala, da uporabniki prenosnega sistema niso imeli potrebe po povečanju obstoječe zmogljivosti.

Skladno z novo zakonodajo EU je operater prenosnega sistema v sodelovanju s sosednjimi operaterji prenosnega sistema (Avstrija, Hrvaška, Italija in Madžarska) prvič izvedel tudi ocene povpraševanja na trgu. Podane so bile po ena nezavezujoča ponudba za zakup zmogljivosti v smeri Hrvaška-Avstrija (mejna točka Ceršak), Hrvaška-Italija (mejna točka Šempeter) in v smeri Hrvaška-Madžarska (načrtovana mejna točka Pince) za obdobje štirih plinskih let z začetkom plinskega leta 2019/2020 v višini 1445,4 GWh/leto za posamezno točko.

Posamezne povezovalne točke prenosnega sistema imajo različne tehnične zmogljivosti, ki so neenakomerno zasedene v okviru dolgoročnih ali kratkoročnih zakupov zmogljivosti.

S slike 107 je razvidno, da so se tehnične zmogljivosti v petletnem obdobju na mejnih vstopnih točkah povečevale bolj, kot se je povečeval pretok plina, ki ima izrazito sezonske značilnosti.

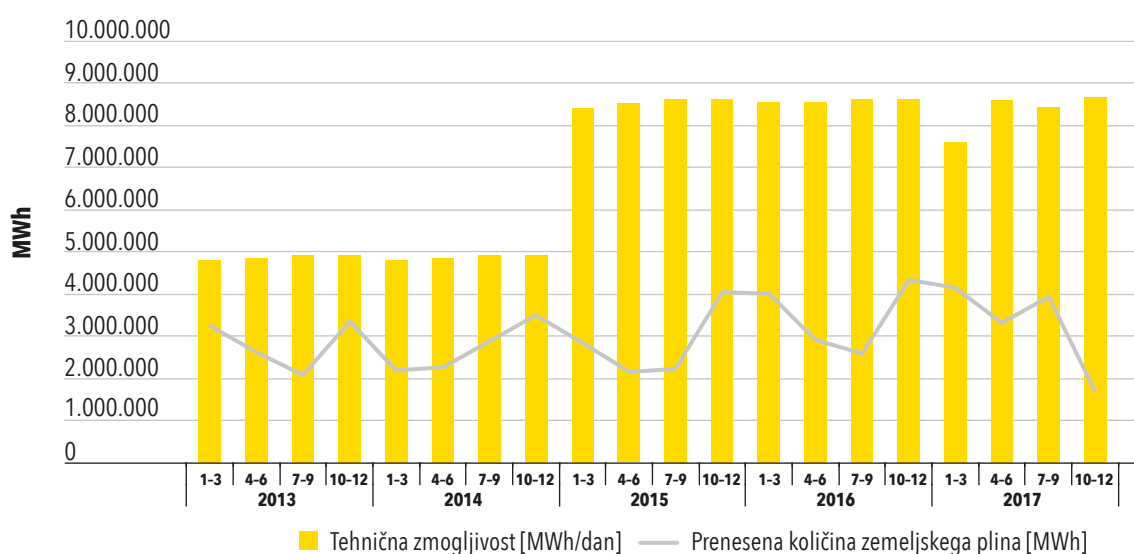
Slika 107: Četrtletne tehnične zmogljivosti na vseh mejnih vstopnih točkah in prenesene količine zemeljskega plina v Slovenijo v obdobju 2013–2017



Vira: agencija, Plinovodi

Podobno velja tudi za izgradnjo dodatnih zmogljivosti na mejnih izstopnih točkah, saj se pretoki plina iz Slovenije v prejšnjih petih letih niso povečevali s takšno intenzivnostjo, kot so se povečevale tehnične zmogljivosti (slika 108).

Slika 108: Četrtletne tehnične zmogljivosti na vseh mejnih izstopnih točkah in prenesene količine zemeljskega plina iz Slovenije v obdobju 2013–2017

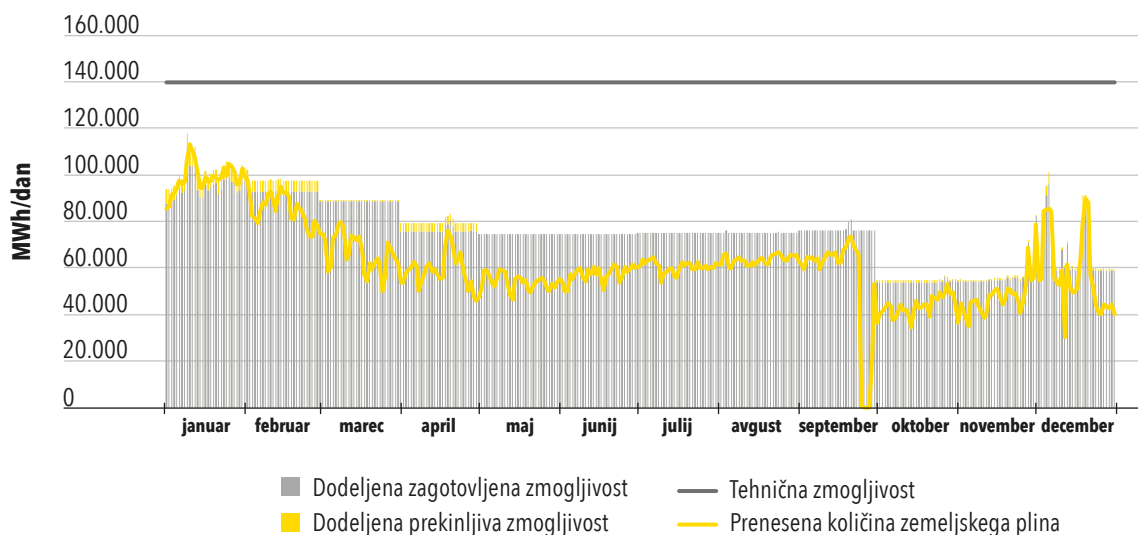


Vira: agencija, Plinovodi

Z začetkom novega plinskega leta v oktobru 2017 je zaradi izteka dolgoročnih pogodb za zakup zmogljivosti in preusmeritve prenosa plina za Hrvaško prek Madžarske prišlo do upada zakupa zmogljivosti in pretokov plina na mejni vstopni točki Ceršak.

Septembra je zaradi vzdrževalnih del na avstrijski strani prišlo do štiridnevne popolne zapore prenosa plina prek vstopne točke Ceršak.

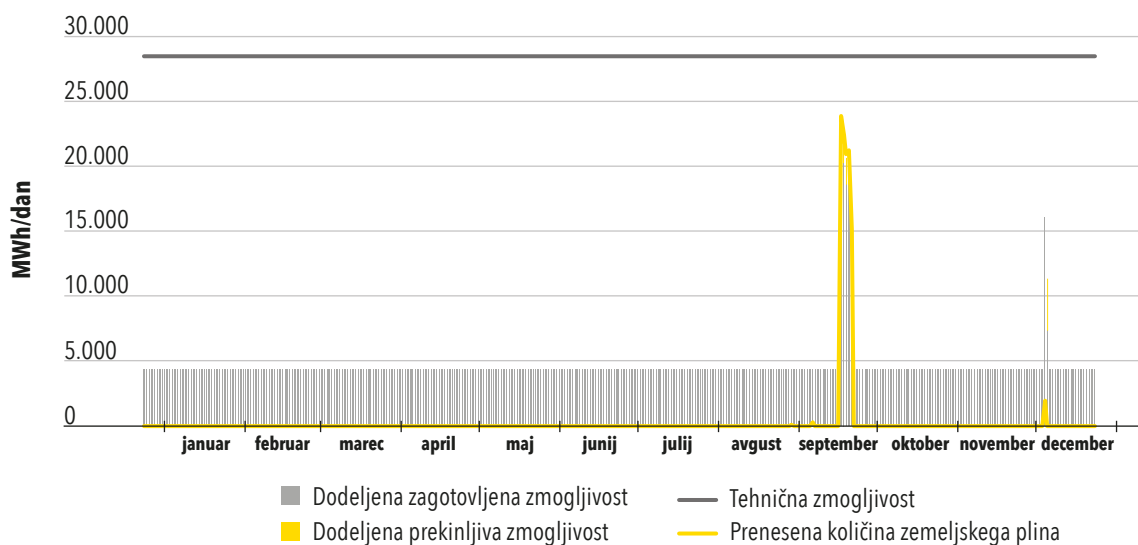
Slika 109: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Ceršak v letu 2017



Vira: agencija, Plinovodi

Vstopna točka Šempeter večji del leta ni bila aktivna, pomembneje je bila uporabljena le v dneh popolne zapore vstopne točke Ceršak.

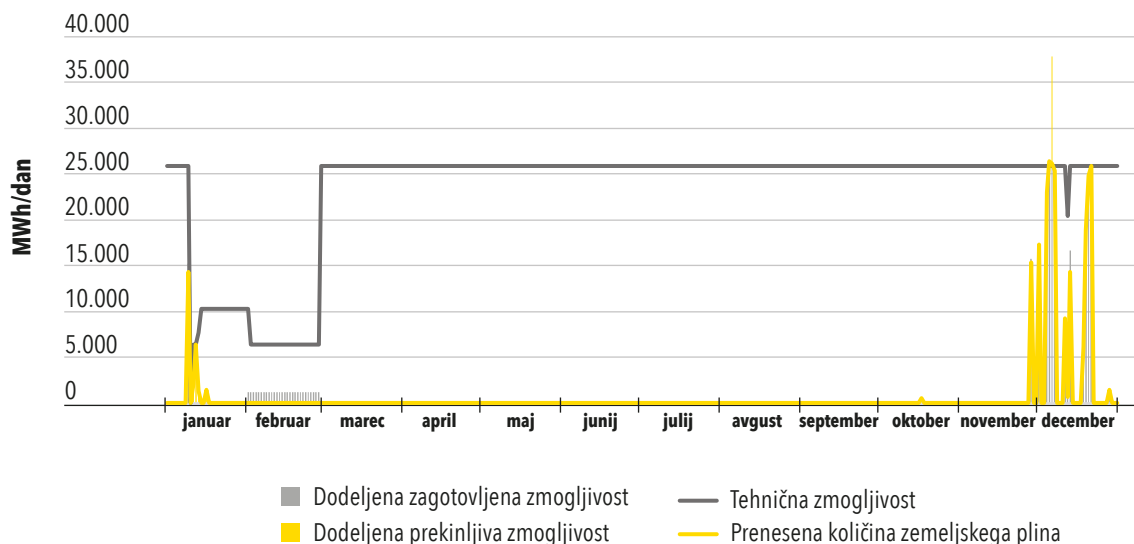
Slika 110: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Šempeter v letu 2017



Vira: agencija, Plinovodi

Podobno nizko izkoriščena je bila tudi izstopna točka Šempeter, kjer se je pretok plina večinoma izvajal samo v posameznih dneh januarja in decembra. V začetku leta je bila tehnična zmogljivost na tej povezovalni točki znižana zaradi vzdrževalnih del.

Slika 111: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Šempeter v letu 2017

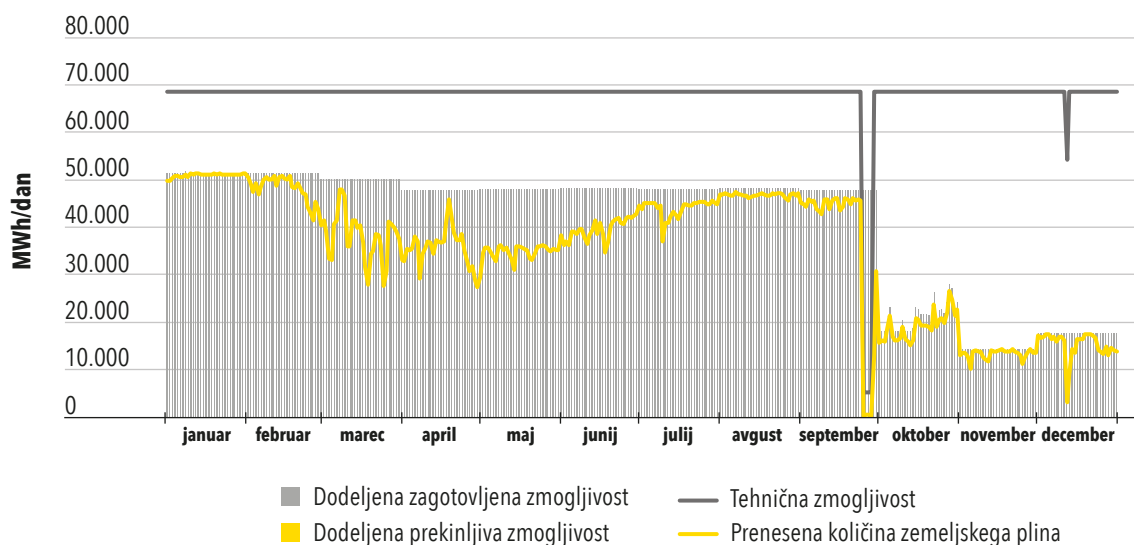


Vira: agencija, Plinovodi

Še izraziteje kot na vstopni točki Ceršak je v oktobru prišlo do zmanjšanja zakupa zmogljivosti na izstopni točki Rogatec. Ker se je Hrvaška z novim plinskim letom začela v večjem obsegu oskrbovati s plinom iz transportne poti prek Madžarske, je na izstopni točki Rogatec prišlo do znatnega upada prenosa plina. Tako je bilo v zadnjem četrtletju 2017 prek izstopne točke Rogatec preneseno 66 % manj plina kot v enakem obdobju leta 2016.

Popolna zapora vstopne točke Ceršak v zadnjih dneh septembra se je odrazila tudi pri izstopnih količinah za Hrvaško.

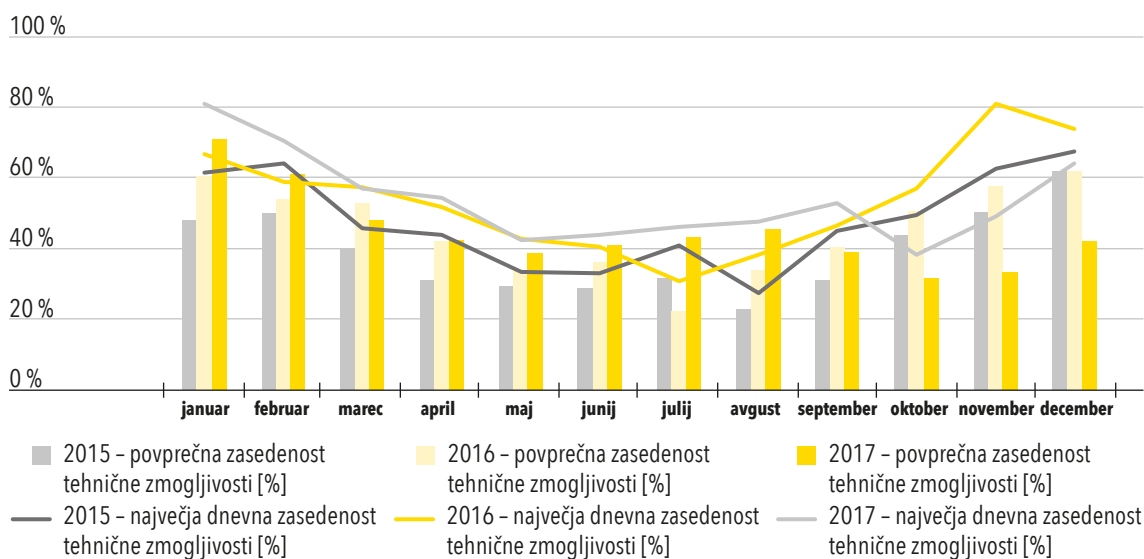
Slika 112: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Rogatec v letu 2017



Vira: agencija, Plinovodi

Primerjava zasedenosti zmogljivosti na mejni vstopni točki Ceršak v obdobju 2015–2017 pokaže, da je bila v letu 2017, z izjemo zadnjega četrtletja, povprečna mesečna in največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti večinoma višja kot v dveh predhodnih letih.

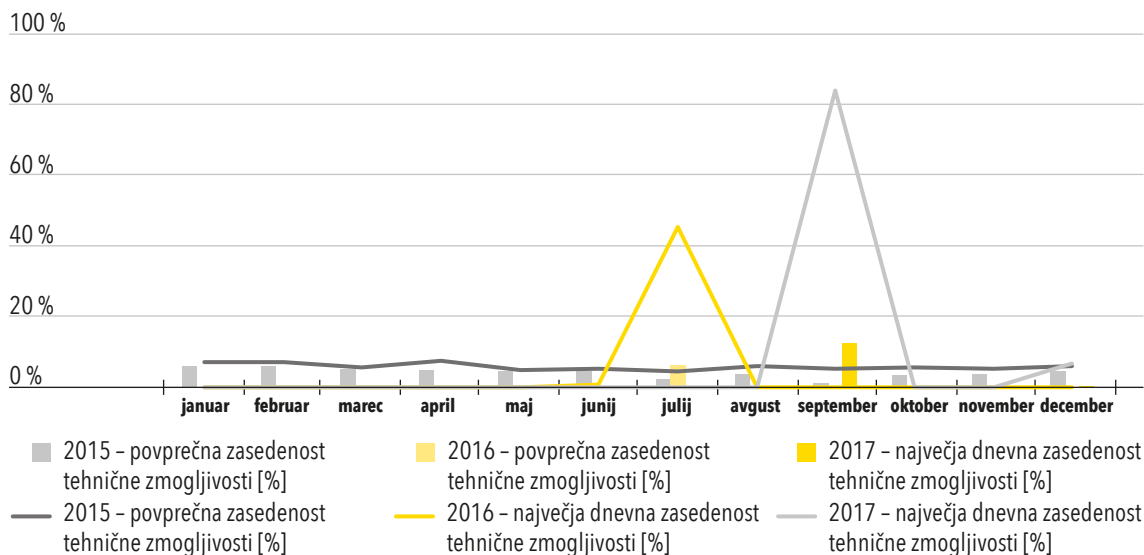
Slika 113: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni vstopni točki Ceršak v obdobju 2015–2017



Vira: agencija, Plinovodi

Mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti mejne vstopne točke Šempeter v obdobju 2015–2017 je bila v povprečju nižja od 10 %. V septembru 2017 je največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti dosegla 84 %, kar je bila posledica štiridnevne popolne zapore mejne vstopne točke Ceršak.

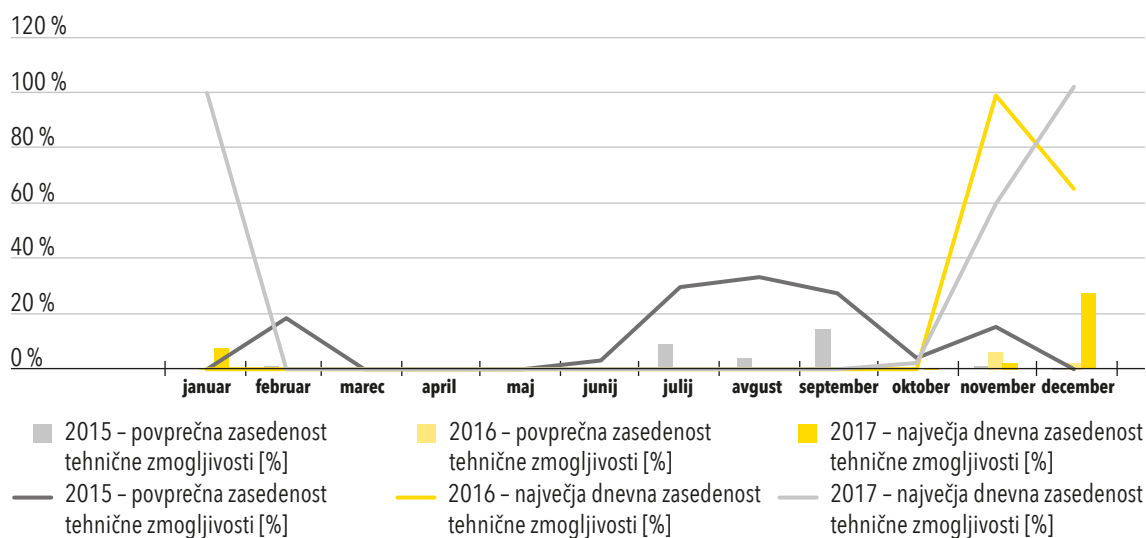
Slika 114: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni vstopni točki Šempeter v obdobju 2015–2017



Vira: agencija, Plinovodi

Tudi povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti mejne izstopne točke Šempeter v obdobju 2015–2017 je bila nizka; najvišja je bila v decembru 2017, ko je dosegla 27 %. V posameznih dneh decembra 2017 je največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti dosegla 100 %. Polna zasedenost tehnične zmogljivosti je bila dosežena tudi en dan v novembru 2016, v januarju 2017 pa je bila tehnična zmogljivost polno izkoriščena v času znižane tehnične zmogljivosti zaradi vzdrževalnih del.

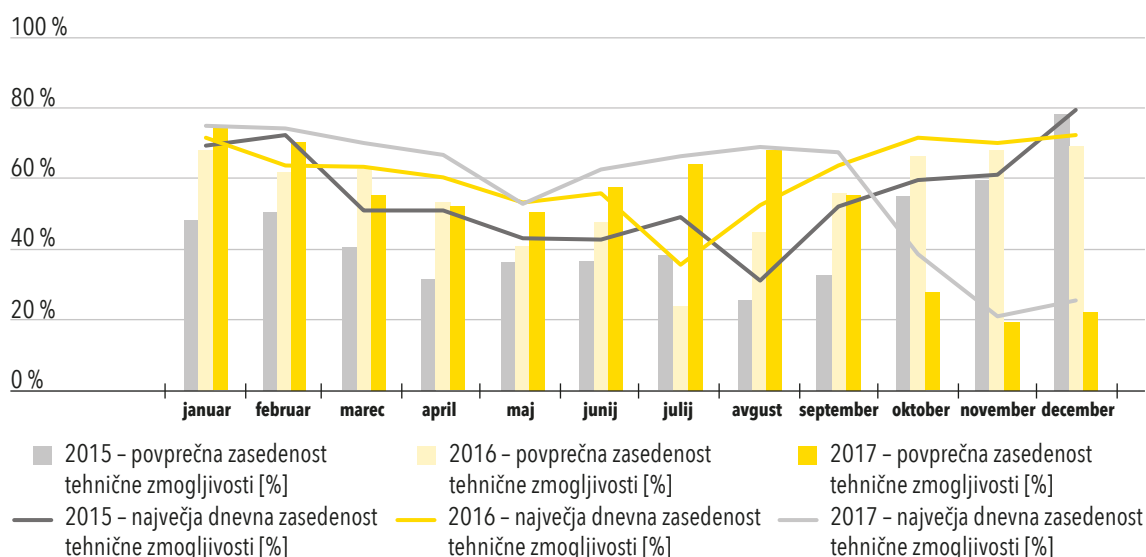
Slika 115: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni izstopni točki Šempeter v obdobju 2015–2017



Vira: agencija, Plinovodi

Podobno kot na mejni vstopni točki Ceršak je bila v letu 2017 povprečna mesečna zasedenost tehnične zmogljivosti mejne izstopne točke Rogatec večinoma višja kot v dveh predhodnih letih. Izjema je ponovno bilo zadnje četrletje 2017, ko je zaradi preusmeritve tokov plina za Hrvaško povprečna zasedenost tehnične zmogljivosti s 65-odstotne zasedenosti v tretjem četrletju upadla na 23-odstotno v četrtem četrletju. Hkrati z znižanjem povprečne mesečne zasedenosti so v zadnjem četrletju znatno upadle tudi največje dnevne zasedenosti tehnične zmogljivosti. V decembru 2017 je tako največja dnevna zasedenost tehnične zmogljivosti znašala 25 %, medtem ko je v decembru 2015 znašala 79, v decembru 2016 pa 72 %.

Slika 116: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni izstopni točki Rogatec v obdobju 2015–2017



Vira: agencija, Plinovodi

4.2.5 Skladnost z zakonodajo

Agencija mora skladno z Direktivo 2009/73/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z zemeljskim plinom in o razveljavitvi Direktive 2003/55/ES (v nadaljevanju Direktiva 2009/73/ES) izpolnjevati in izvajati vse zadevne pravno zavezujoče odločitve ACER in Komisije ter pri sprejemanju odločitev zagotavljati skladnost s smernicami iz te direktive ali Uredbe (ES) št. 715/2009 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o pogojih za dostop do prenosnih omrežij zemeljskega plina in razveljavitvi Uredbe (ES) št. 1775/2005 (v nadaljevanju Uredba (ES) št. 715/2009).

Operaterju prenosnega sistema je agencija izdala tri soglasja h komercialnim in finančnim pogodbam z vertikalno integriranim podjetjem ter soglasje k Aktu o spremembah in dopolnitvah Sistemskih obratovalnih navodil za prenosni sistem zemeljskega plina. V nadzornem postopku je presojala skladnost sestave nadzornega sveta operaterja prenosnega sistema. Izdala je tudi pozitivno mnenje k Navodilom za izvajanje storitve pretvorbe zmogljivosti, ki jih je v skladu z Uredbo (EU) 2017/459 o oblikovanju kodeksa omrežja za mehanizme za dodeljevanje zmogljivosti v prenosnih sistemih plina in razveljavitvi Uredbe (EU) št. 984/2013 pripravil operater prenosnega sistema.

Uredba Komisije (EU) 2017/460 z dne 16. marca 2017 o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin (v nadaljevanju Uredba 2017/460), ki je začela veljati 6. aprila 2017, oblikuje kodekse plinskih omrežij, s katerimi se določajo pravila o usklajenih tarifnih strukturah za plin, vključno s pravili o uporabi metodologije referenčnih cen, ustreznih zahtevah za posvetovanje in objavo ter izračunu pridržanih cen za standardne produkte zmogljivosti. Agencija je operaterju prenosnega sistema naložila, da izvede vsaj eno (končno) posvetovanje v skladu s 26. členom Uredbe 2017/460 ter objavo informacij za povezovalne točke pred dražbo letne zmogljivosti pred posameznim regulativnim letom v skladu z 29. členom Uredbe 2017/460.

Prvega novembra 2017 je začela veljati nova Uredba (EU) št. 2017/1938 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 25. oktobra 2017 o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in o razveljavitvi Uredbe (EU) št. 994/2010. Ta uredba uvaja višjo raven koordinacije ukrepov za obvladovanje krize pri oskrbi s plinom. Dodatno uvaja tudi oceno tveganj na ravni rizičnih skupin (regij) in postavlja dodatne zahteve glede vsebine ocene tveganj na državni ravni. Poleg tega državam članicam nalaga, da sklenejo bilateralne meddržavne sporazume o solidarnostni pomoči v primerih krize pri oskrbi s plinom. Priprave ocene tveganj na ravni rizičnih skupin so se začele že konec leta 2017. Ocena tveganj na državni ravni in načrt za izredne razmere sta še veljavna do spremembe in uskladitve z novo uredbo.

Agencija je skrbela za zagotavljanje skladnosti z Uredbo (ES) št. 715/2009 in smernicami, sprejetimi na podlagi te uredbe, ter nadzirala, ali podjetja plinskega gospodarstva izpolnjujejo obveznosti, ki izhajajo iz druge relevantne evropske zakonodaje. Pri tem je spremljala predvsem pravilnost objave podatkov na spletnih straneh operaterja prenosnega sistema, pri čemer je ugotovila, da so bile objave v večjem delu skladne z zakonodajo, manjše pomanjkljivosti pa se odpravljajo.

Posebni kršitev evropske zakonodaje ni ugotovila, zato podjetjem plinskega gospodarstva tudi v letu 2017 ni naložila posebnih kazni.

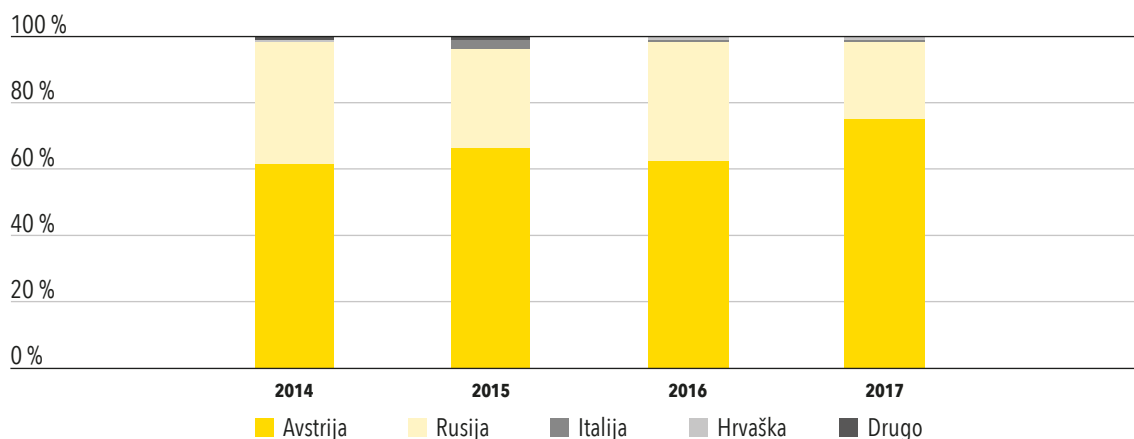
4.3 Spodbujanje konkurence

4.3.1 Veleprodajni trg

Ker Slovenija nima lastnih virov zemeljskega plina, skladišč zemeljskega plina ali terminalov za utekočinjen zemeljski plin, je veleprodajni trg z zemeljskim plinom v Sloveniji omejen z uvozom zemeljskega plina prek sosednjih prenosnih sistemov zemeljskega plina. Trgovci, ki so tudi uvozniki zemeljskega plina, tega prek sosednjih prenosnih sistemov dobavijo v slovenski prenosni sistem. Zemeljski plin, s katerim se trguje na veleprodajnem trgu, prihaja prek prenosnih sistemov iz sosednjih držav, ki imajo svoje vire zemeljskega plina. Slovenski veleprodajni trg se lahko oskrbuje s plinom iz Avstrije, Italije in Hrvaške. S slike 117 je razvidno, da slovenski trgovci oziroma dobavitelji med opisanimi možnostmi še vedno v največji meri uporabljajo povezavo z Avstrijo, kjer na plinskem vozlišču v Baumgartnu in v avstrijskih skladiščih tudi nabavijo največje količine plina. Zaradi liberalizacije zadevnega trga je uvoz zemeljskega plina iz Rusije upadel, povečal pa se je uvoz plina iz Avstrije. V štiriletnem opazovanem obdobju je bil ta večji od 60 %, v letu 2017 pa se je zvišal na 75 %. Neugodne cenovne razlike so vzrok, da je upadel tudi delež plina, s katerim se je slovenski veleprodajni trg oskrboval prek Italije.

Največ zemeljskega plina se v Slovenijo še vedno uvozi iz Avstrije

Slika 117: Viri zemeljskega plina v obdobju 2014-2017

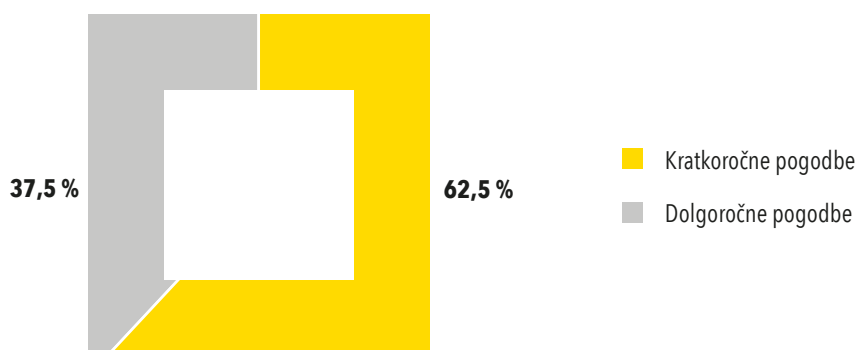


Vir: agencija

Zaradi liberalizacije trga smo že v letu 2015 opažali zmanjšanje števila dolgoročnih pogodb, sklenjenih neposredno s proizvajalci zemeljskega plina iz Rusije. Zamenjale so jih kratkoročne pogodbe, sklenjene na plinskih vozliščih, borzah in drugih točkah znotraj EU. V letu 2016 je bilo na slovenski trg z zemeljskim plinom v primerjavi z letom 2015 uvoženega ponovno več zemeljskega plina, kupljenega na podlagi dolgoročnih pogodb, v letu 2017 pa tega trenda nismo več zaznali. Kot je razvidno s slike 118, je bilo v letu 2017 več kot 62 % zemeljskega plina kupljenega na podlagi kratkoročnih pogodb. V primerjavi z letom 2016 je to velika sprememba, saj je bil takrat delež zemeljskega plina, kupljenega na podlagi kratkoročnih pogodb, skoraj enak deležu zemeljskega plina, kupljenega na podlagi dolgoročnih pogodb.

Ročnost pogodb oziroma razmerje med kratkoročnimi in dolgoročnimi pogodbami lahko vpliva na zanesljivost oskrbe, saj bi lahko v primeru pomanjkanja plina prišlo do nezadostne oskrbe, če na sprotnih trgih ne bi bilo mogoče zakupiti potrebnih količin.

Slika 118: Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb



Vir: agencija

Povečan uvoz
zemeljskega plina na podlagi
kratkoročnih pogodb

Med zemeljski plin, s katerim se trguje na slovenskem veleprodajnem trgu, štejemo le tiste količine, ki jih trgovci prodajo drugim trgovcem ali dobaviteljem. Iz njih so izvzete količine, ki so uvožene za oskrbo odjemalcev na maloprodajnem trgu, kadar je dobavitelj na maloprodajnem trgu hkrati tudi uvoznik zemeljskega plina. S to metodologijo lahko določimo tržne deleže in Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) slovenskega veleprodajnega trga. Izračunane vrednosti so predstavljene v tabeli 34. Največji tržni delež je v letu 2017 ponovno imelo podjetje Geoplin, d.o.o., Ljubljana, malo večjega od četrtinskega pa

Petrol Energetika, d.o.o. Ob upoštevanju tržnih deležev na maloprodajnem trgu lahko ugotovimo, da si največji dobavitelji, ki delujejo na maloprodajnem trgu, plin zagotavljajo samostojno na tujih trgih, manjši dobavitelji pa energent kupujejo od uvoznikov. Koncentracija trga, merjena s HHI, kaže zelo visoko stopnjo koncentracije na slovenskem veleprodajnem trgu. Vrednost indeksa močno presega mejo, ki razmejuje srednjo od visoke stopnje koncentracije.

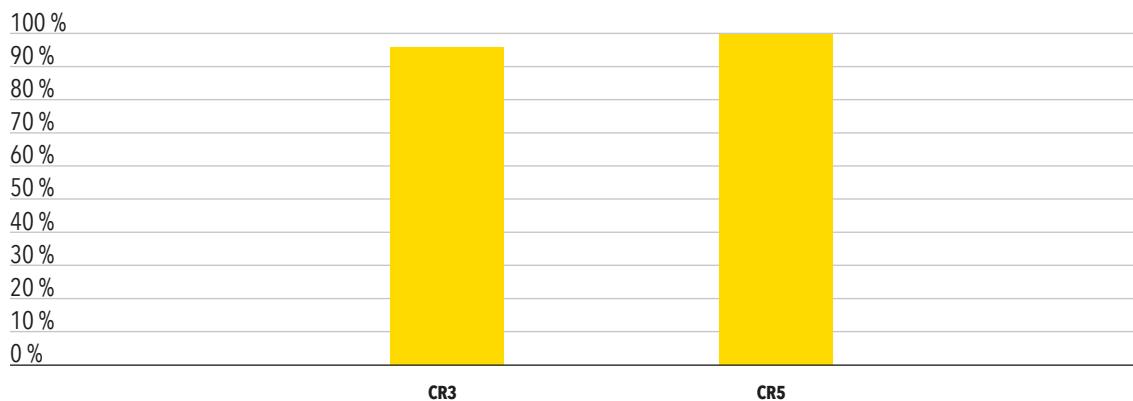
Tabela 34: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom

Podjetje	Tržni delež
Geoplin	64,06 %
Petrol Energetika	27,78 %
Adriaplin	4,17 %
Plinarna Maribor	2,51 %
GEN-I	1,06 %
ENOS	0,29 %
Istrabenz Plini	0,13 %
Skupaj	100,00 %
HHI veleprodajnega trga	4.900

Vir: agencija

Visoko stopnjo koncentracije kažeta tudi indeksa CR3 in CR5, ki sta prikazana na sliki 119. Indeks CR3 podaja tržne deleže treh največjih, indeks CR5 pa petih največjih dobaviteljev. Trije največji dobavitelji obvladujejo 96 % veleprodajnega trga, pet največjih pa skoraj celoten trg (99,58 %).

Slika 119: Koncentracija veleprodajnega trga z zemeljskim plinom



Vir: agencija

4.3.1.1 Preglednost trga

Uredba REMIT (Uredba EU št. 1227/2011), Izvedbena uredba (Uredba Komisije EU št. 1348/2014) in Energetski zakon (EZ-1) predstavljajo celovit pravni okvir za zagotavljanje preglednosti cen na veleprodajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom.

Podrobneje je to področje obravnavano v poglavju 3.4.1.2, ki se nanaša na preglednost trga z električno energijo.

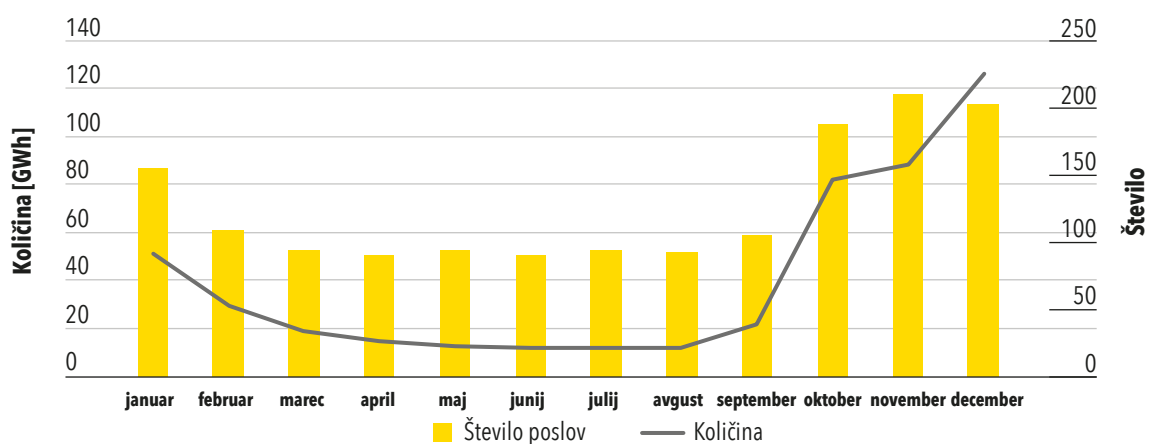
4.3.1.2 Učinkovitost trga

V oktobru 2015 je operater prenosnega sistema zemeljskega plina vzpostavil virtualno točko, ki je namenjena izvajanju transakcij z zemeljskim plinom, delovanju trgovalne platforme za izravnavo odstopanj nosilcev bilančnih skupin ter izvajanju storitev oglasne deske. V sklopu izvajanja transakcij, to je trgovanja

na prostem trgu, člani virtualne točke izvajajo vse transakcije s količinami zemeljskega plina v slovenskem prenosnem sistemu. Pri tem je transakcija vsak pravni posel, ki predstavlja spremembo pravice do razpolaganja z določeno količino zemeljskega plina v slovenskem prenosnem sistemu.

Prva transakcija količin na prostem trgu je bila izvedena v januarju 2016. Med člani je bilo trgovanje na prostem trgu zelo dobro sprejeto, kar se kaže tudi v porastu števila izvedenih transakcij in izmenjanih količin. Kot je razvidno s slike 120, je po umirjenem trgovanju v poletnih mesecih v zadnjem četrtletju 2017 sledil skok tako pri številu izvedenih transakcij kot tudi pri izmenjanih količinah. Leto 2017 se je zaključilo z rekordno količino izmenjanega zemeljskega plina na prostem trgu vse od izvedene prve transakcije na prostem trgu. Decembra 2017 je bilo na prostem trgu prvič izmenjano več kot 100 GWh zemeljskega plina. Natančna vrednost znaša 126.230.240 kWh. Skupno je bilo v letu 2017 izvedenih 1521 transakcij oziroma poslov na prostem trgu, v katerih je bilo izmenjanih 478,8 GWh zemeljskega plina, od tega je bilo 21 transakcij izvedenih na podlagi produkta znotraj dneva, druge pa za dan vnaprej.

Slika 120: Trgovanje v virtualni točki (prosti trg)



Vir: Plinovodi

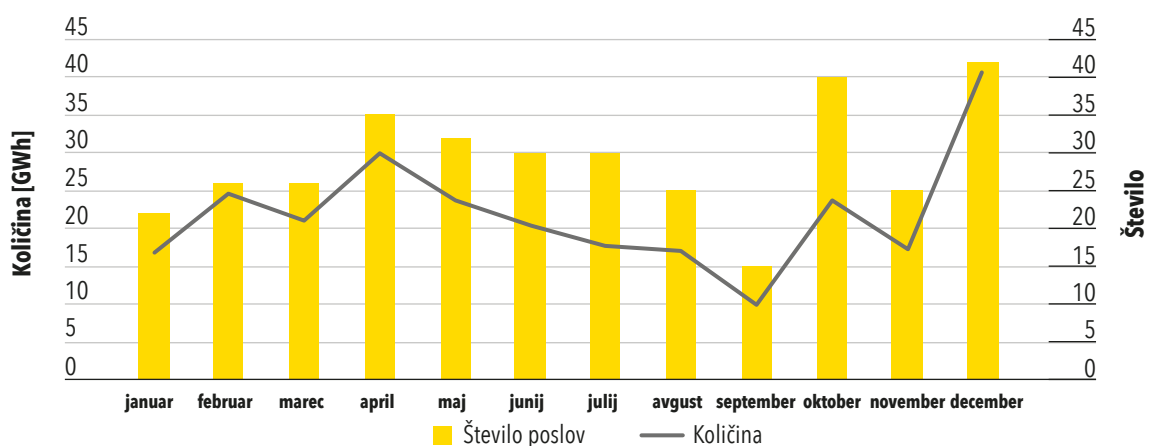
Kot storitev virtualne točke je bila uvedena še trgovalna platforma. Ta nosilec bilančnih skupin omogoča trgovanje znotraj dneva in za dan vnaprej s količinami plina za potrebe izravnave odstopanj. Na trgovalni platformi se trguje s kratkoročnimi standardiziranimi produkti. Operater prenosnega sistema na trgovalni platformi enakopravno z drugimi udeleženci trguje s količinami plina za namen uravnoveženja prenosnega sistema. Če operater s trgovanjem na trgovalni platformi na koncu obračunskega dne ne more uspešno izravnati količin v prenosnem sistemu, lahko uporabi storitev uravnoveženja, ki temelji na letni pogodbi z izbranim najugodnejšim ponudnikom.

Na podlagi izvedenih poslov na trgovalni platformi v okviru virtualne točke je bilo kupljenih oziroma prodanih 262,7 GWh zemeljskega plina za uravnoveženje prenosnega sistema. V primerjavi z letom 2016, ko je količina znašala 466,0 GWh, zmanjšanje količine izvedenih transakcij v letu 2017 pomeni upad za 43,6 %.

Skupno je bilo v letu 2017 sklenjenih 348 poslov, od tega je bilo 206 poslov izvedenih za potrebe uravnoveženja s kratkoročnim standardiziranim produktom znotraj dneva in 138 za uravnoveženje na podlagi kratkoročnega standardnega produkta za dan vnaprej. Za primerjavo, v letu 2016 je bilo na trgovalni platformi skupno sklenjenih 607 poslov. Izmenjane količine zemeljskega plina in število izvedenih poslov na trgovalni platformi za leto 2017 po mesecih prikazuje slika 121.

Velik upad trgovanja na
trgovalni platformi

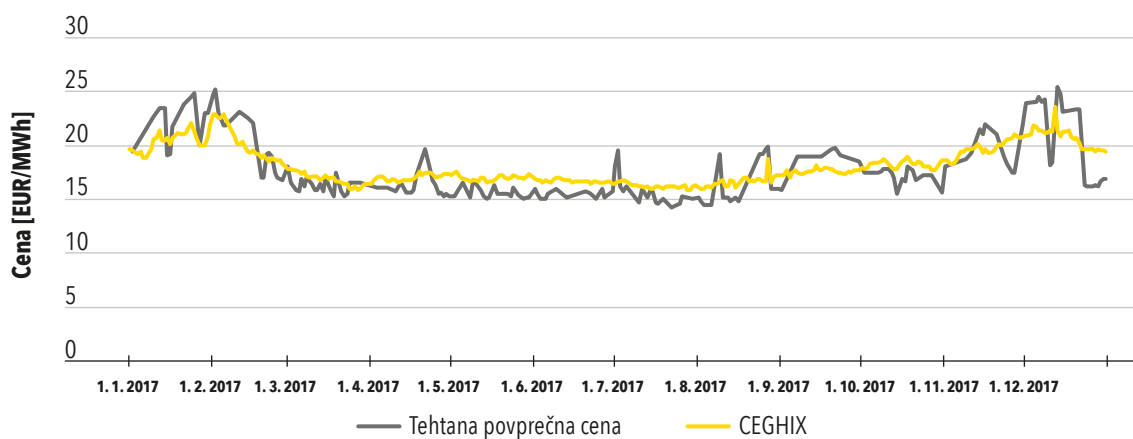
Slika 121: Trgovanje na trgovalni platformi (izravnalni trg)



Vir: Plinovodi

Za vsak posel, izveden na trgovalni platformi, se zabeleži tudi cena, po kateri je bil zemeljski plin kupljen oziroma prodan. Uravnoteženje teh cen z izmenjanimi količinami da tehtano povprečno ceno, doseženo na trgovalni platformi. Ker je tudi ta indeks določen na dnevni ravni, je primerljiv z borznim indeksom CEGHIX. To je indeks plinskega vozlišča CEGH na Dunaju. Primerjavo tehtane povprečne cene in CEGHIX prikazuje slika 122. Med indeksoma še vedno obstaja močna korelacija, kar kaže, da sta trga močno povezana. Zaradi manjše likvidnosti na trgovalni platformi so bili v letu 2017 tudi dnevi, ko se na izravnalnem trgu ni izvedel niti en posel. Za te dneve indeksa tehtane povprečne cene ni mogoče določiti. Za izris tehtane povprečne cene, kot jo prikazuje slika, so se vrednosti za navedene dneve zato določile z metodo linearne interpolacije.

Slika 122: Tehtana povprečna cena na trgovalni platformi (izravnalni trg) in vrednosti CEGHIX



Vira: Plinovodi, CEGH

Poleg trgovanja na prostem trgu in trgovalne platforme virtualna točka vključuje še sklop oglasne deske. Ta članom virtualne točke omogoča pregledne objave ponudb in povpraševanj po količinah zemeljskega plina v slovenskem prenosnem sistemu. Objavljeni oglasi ne vsebujejo cen. V letu 2017 je bilo na oglasno desko oddanih 89 ponudb in 37 povpraševanj. Povprečna oglaševana zmogljivost ponudbe je znašala 76.348 kWh/h, povprečna zmogljivost povpraševanja pa 87.297 kWh/h.

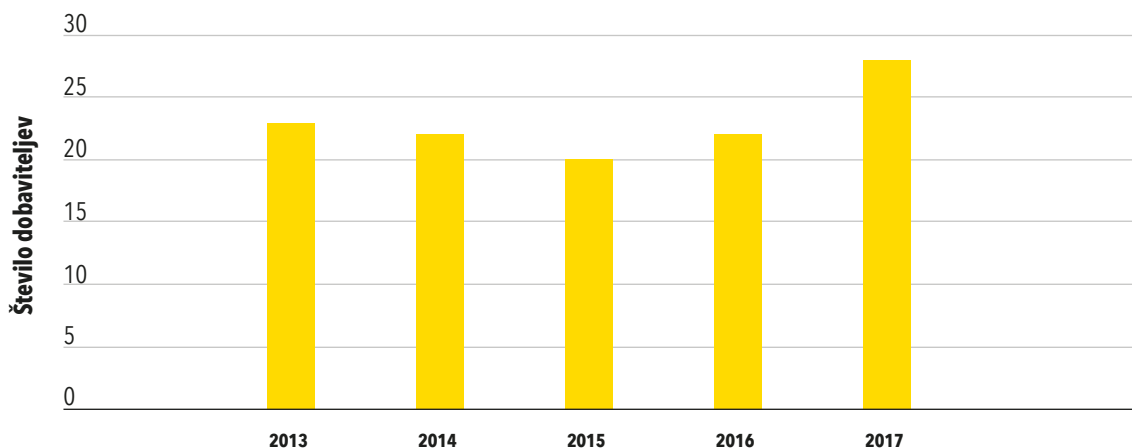
4.3.2 Maloprodajni trg

Odjemalci lahko na maloprodajnem trgu izbirajo med ponodbami dobaviteljev, ki ponujajo zemeljski plin v njihovi lokalni skupnosti. Na trgu namreč nastopajo tudi dobavitelji zemeljskega plina, ki odjemalcem dobavljajo plin le v določenih lokalnih skupnostih. Odjemalci plačajo dobavljeni zemeljski plin na podlagi dejansko porabljene količine oziroma na podlagi obračunskih količin plina, ki jih določijo operaterji distribucijskih sistemov v primerih tistih odjemnih mest, ki so odčitana enkrat na leto. Po podatkih dobaviteljev je bilo v letu 2017 vsem odjemalcem dobavljenih 9.577.711 MWh zemeljskega plina.

Na maloprodajnem trgu v Sloveniji je bilo v letu 2017 dejavnih 28 dobaviteljev zemeljskega plina, ki so na podlagi sklenjenih pogodb dobavljali zemeljski plin 133.630 odjemalcem. Na zadevni trg je vstopilo šest novih dobaviteljev, izmed katerih je le družba RWE od oktobra 2017 ponujala zemeljski plin tudi gospodinjstvom. Preostalih pet dobaviteljev je plin prodajalo le poslovnim odjemalcem izključno na omejenem (industrijskem) območju. V letu 2017 noben dobavitelj ni zapustil maloprodajnega trga v Sloveniji.

28
dobaviteljev na maloprodajnem
trgu je zemeljski plin dobavljalo
133.630 odjemalcem

Slika 123: Število dobaviteljev zemeljskega plina v Sloveniji v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Dobavitelji ponujajo zemeljski plin v obliki različnih produktov. Poleg ponudbe na podlagi rednih cenikov imajo tudi akcijske ponudbe (akcijska cena, ki velja za določeno obdobje) in paketne ponudbe (ob dobavi energenta vsebujejo še druge storitve ali specifičen način plačevanja računa). Značilnost akcijskih in paketnih ponudb je, da so lahko omejene na specifičen krog odjemalcev ter praviloma vsebujejo pogodbeno kazni, če odjemalec predčasno odstopi od pogodbe. Redne ponudbe za posamezen tip odjemalca temeljijo na rednem ceniku⁴³ in so dostopne vsem odjemalcem zemeljskega plina tega tipa v Sloveniji. Odjemalcem omogočajo, da lahko kadar koli zamenjajo dobavitelja. Dobavitelji morajo ponudbe za gospodinjstva in male poslovne odjemalce objavljati na svojih spletnih straneh, odjemalci pa imajo pravico, da so na razumljiv način obveščeni o cenah zemeljskega plina in da jih lahko med seboj tudi primerjajo. V okviru primerjalnih storitev skupne kontaktne točke na spletni strani agencije je odjemalcem omogočena primerjava stroškov oskrbe le za redne ponudbe dobaviteljev.

⁴³ Ponudba dobave zemeljskega plina brez posebnih pogojev glede časovne vezave ali pogodbenih kazni skladno s 33. točko 36. člena EZ-1

4.3.2.1 Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu

Agencija spremlja cene na maloprodajnem trgu na podlagi javnih podatkov ter podatkov o ponudbah na trgu gospodinskih in malih poslovnih odjemalcev, ki jih na mesečni ravni pridobiva od dobaviteljev v okviru primerjalnih storitev skupne kontaktne točke.

Že šesto leto zapored so se cene zemeljskega plina zniževale. Na to so vplivali ugodne razmere na veleprodajnih trgih, izboljševanje konkurenčnosti, vstop novih dobaviteljev, marketinške dejavnosti in novi prodajni pristopi. Posamezni dobavitelji, ki so v preteklosti ponujali samo storitev dobave električne energije, so vstopili tudi na trg z zemeljskim plinom in obratno.

Na znižanje cen zemeljskega plina na maloprodajnem trgu so vplivali ugodne razmere na veleprodajnih trgih in povečanje konkurenčnosti

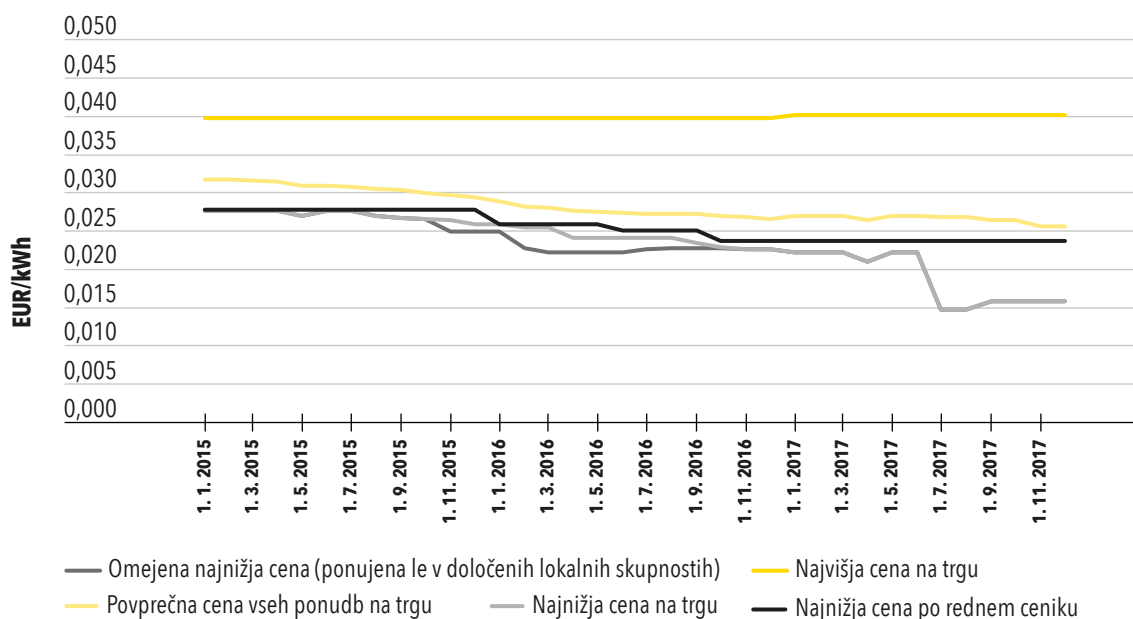
Maloprodajni indeks cen

Agencija spremlja cene na maloprodajnem trgu za gospodinske odjemalce in določa maloprodajne indekse cen (MPI). MPI temelji na najcenejši, vsem odjemalcem dostopni ponudbi na trgu, ki odjemalcu omogoča zamenjavo dobavitelja kadar koli brez pogodbenih kazni.

Slika 124 prikazuje trend gibanja cen za značilnega gospodinskega odjemalca za naslednje cene zemeljskega plina:

- omejena najnižja cena (ponujena le v določenih lokalnih skupnostih),
- najnižja cena na trgu,
- najnižja cena po rednem ceniku,
- povprečna cena vseh ponudb na trgu in
- najvišja cena na trgu.

Slika 124: Maloprodajni indeks cen in nekatere značilne cene zemeljskega plina brez omrežnine, dajatev in DDV v obdobju 2015–2017



Vir: agencija

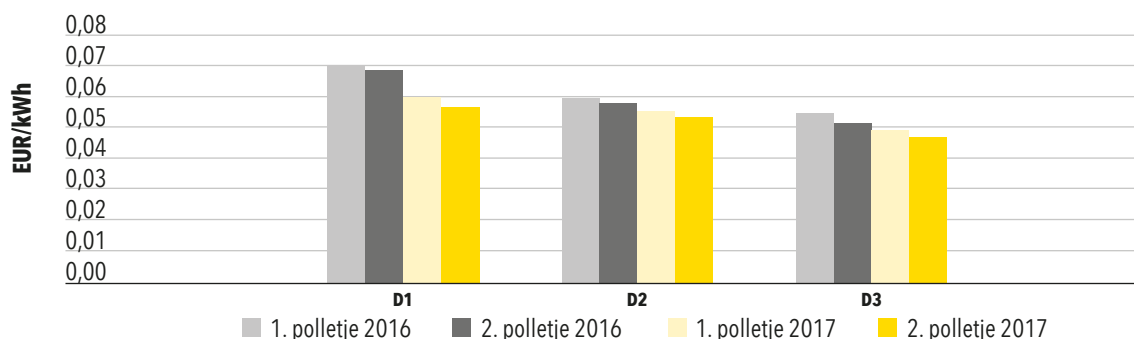
Od leta 2011 beležimo zniževanje cen zemeljskega plina, kar je posledica gibanja cen na veleprodajnih trgih in izrazitega povečanja konkurence na maloprodajnem trgu. Tudi za leto 2017 je bilo značilno zniževanje posameznih cen za odjemalce na trgu. Najnižja cena na trgu, ki je bila dostopna v okviru določene ponudbe v vseh lokalnih skupnostih, se je v drugi polovici leta 2017 gibala med 0,01466 in 0,01585 EUR/kWh. Od julija je namreč GEN-I ponujal plin po občutno znižani ceni. Najnižja cena na trgu in omejena najnižja cena (ponujena le v določenih lokalnih skupnostih) sta bili od novembra 2016 identični.

Najnižjo ceno na trgu je ponujala družba GEN-I, ki je prav tako imela najnižjo ceno na podlagi rednega cenika. Povprečna cena se je v letu 2017 zniževala, kar je bilo posledica zniževanj cen plina v najugodnejših ponudbah posameznih dobaviteljev. Sklepamo lahko, da je znižanje cen v drugi polovici leta 2017 povzročilo povečano število menjav dobavitelja v tem obdobju (slika 139). Najvišjo ceno na trgu, ki se je v letu 2017 še nekoliko zvišala, ima že od začetka leta 2012 isti dobavitelj in se v zadnjih petih letih ni bistveno spreminjala. Leto 2017 je vnovič pokazalo, da se odjemalcem izplača spremljanje ponudb na trgu, saj je najvišja ponujena cena kar za 2,7-krat presegla najnižjo ceno na trgu.

Primerjalna analiza cen za značilne vrste odjema na nacionalni ravni in ravni EU

Slika 125 prikazuje gibanje cene zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za gospodinjstve odjemalce v letih 2016 in 2017. Cene zemeljskega plina so se od začetka leta 2016 zniževale za vse porabniške skupine. Največje znižanje cen v primerjavi z letom 2016 je bilo v skupini najmanjših odjemalcev D1, kjer je bila cena v drugem polletju 2017 za skoraj 20 % nižja kot v prvem polletju 2016.

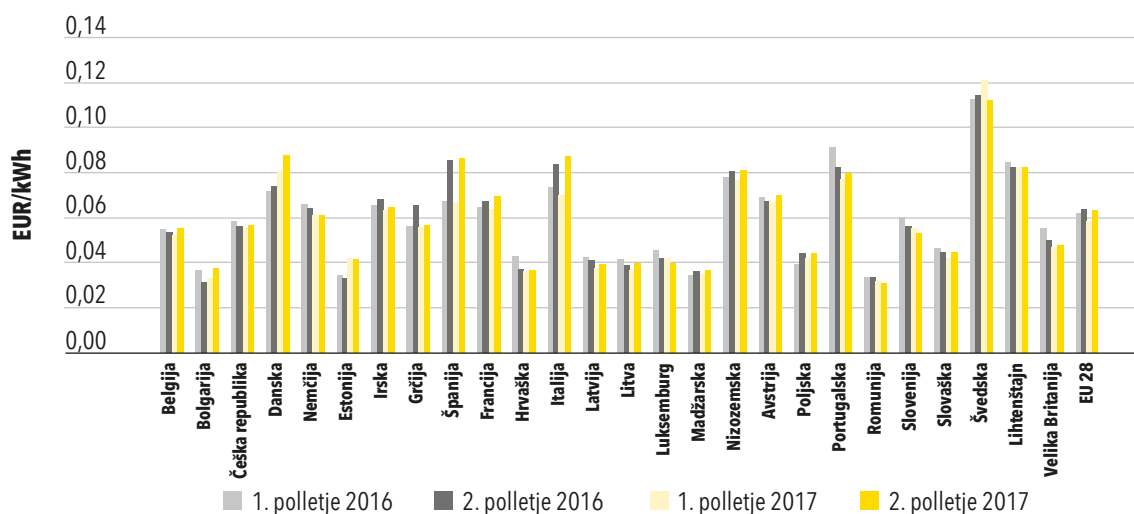
Slika 125: Končna cena zemeljskega plina za gospodinjstve odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2016 in 2017



Vir: SURS

Slika 126 prikazuje končne cene zemeljskega plina za značilne gospodinjstve odjemalce zemeljskega plina D2 z letno porabo od 5556 do 55.556 kWh v Sloveniji in državah EU. V večini držav so se cene zemeljskega plina v primerjavi z letom 2016 znižale, kar se odraža tudi v povprečni ceni na ravni EU-28, ki se je znižala. Največje zvišanje cen zemeljskega plina je imela Estonija, največje znižanje pa Velika Britanija. Cena zemeljskega plina v Sloveniji je tudi v letu 2017 ostajala pod povprečjem cen EU-28.

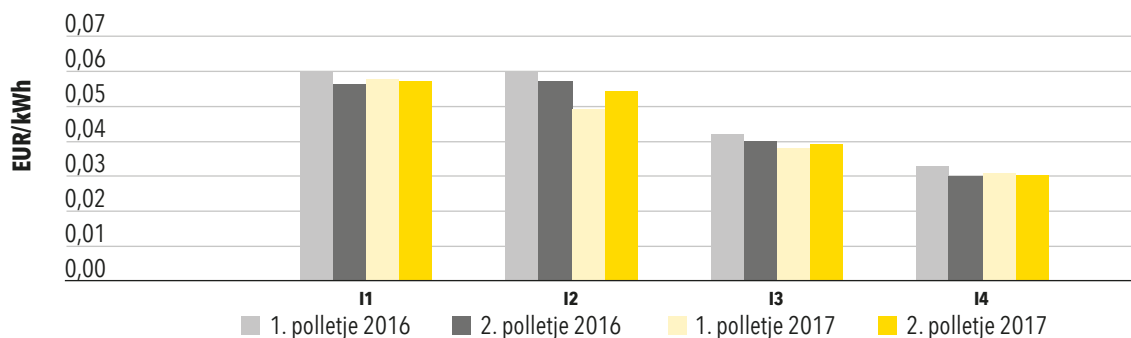
Slika 126: Končne cene zemeljskega plina za značilnega gospodinjstvega odjemalca D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in posamezne države EU v letih 2016 in 2017



Vir: Eurostat

Na sliki 127 vidimo, da so se končne cene zemeljskega plina za poslovni odjem v primerjavi z letom 2016 znižale za skupini I2 in I3, za skupini I1 in I4 pa so se zvišale. Cene v posameznih skupinah so bile nižje v prvem polletju leta 2017 in so se nato v drugi polovici leta zvišale. Največje znižanje cen v primerjavi z letom 2016 je bilo v skupini I2. Posamezna zvišanja končnih cen lahko pripišemo pomembnemu zvišanju cen zemeljskega plina na veleprodajnih trgih v drugem polletju 2017.

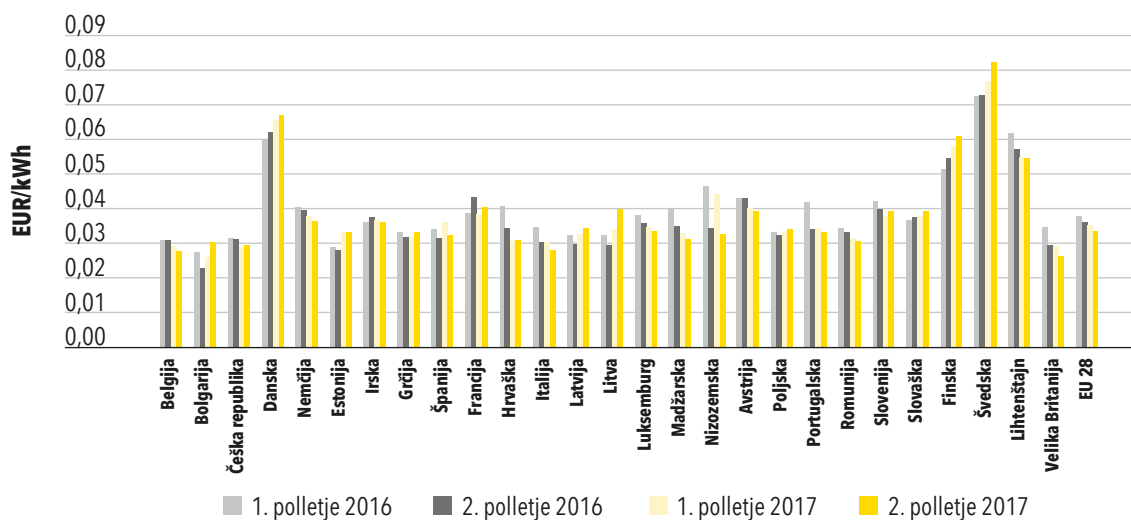
Slika 127: Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2016 in 2017



Vir: SURS

Slika 128 kaže polletno gibanje cen zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami v letih 2016 in 2017 v Sloveniji in državah EU za velike industrijske odjemalce zemeljskega plina I3 z letno porabo od 2.777.800 do 27.778.000 kWh. V več kot polovici držav EU so se v tej odjemni skupini cene v primerjavi z letom 2016 znižale, prav tako se je znižala povprečna cena za EU-28. Največje zvišanje cen zemeljskega plina je imela Litva, največje znižanje pa Hrvaška. Cena zemeljskega plina v Sloveniji je tudi v letu 2017 ostala nad povprečjem cen EU-28.

Slika 128: Končna cena zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilnega industrijskega odjemalca I3 za Slovenijo in posamezne države EU v letih 2016 in 2017

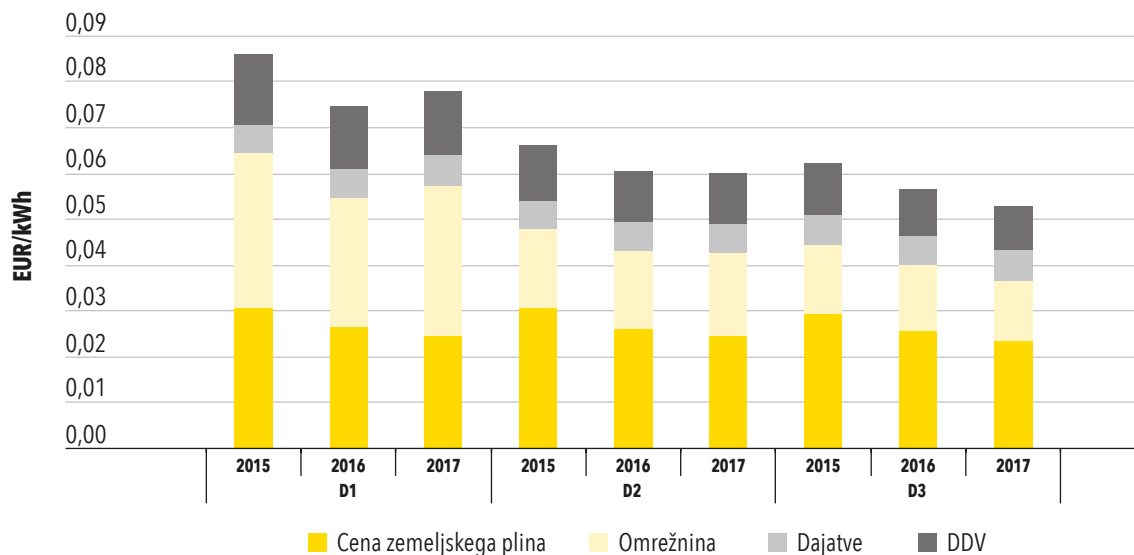


Vir: Eurostat

Struktura končne cene oskrbe z zemeljskim plinom

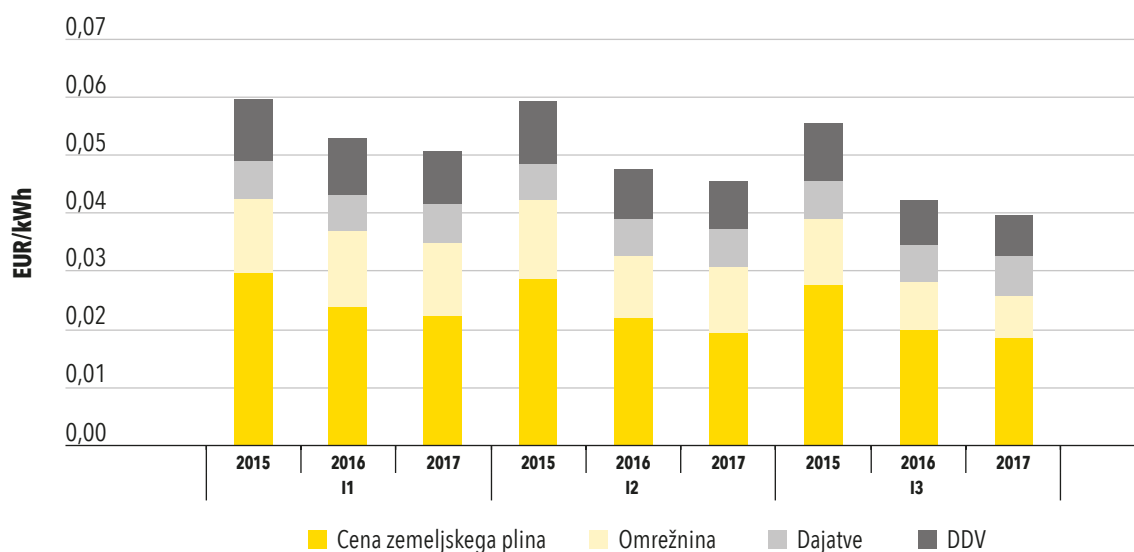
Na slikah 129 in 130 je prikazana struktura končne cene za značilne gospodinjstve in poslovne odjemalce, priključene na distribucijske sisteme v obdobju 2015–2017.

Slika 129: Struktura končne cene zemeljskega plina za gospodinjstve v obdobju 2015–2017



Viri: podatki dobaviteljev

Slika 130: Struktura končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v obdobju 2015–2017



Viri: podatki dobaviteljev

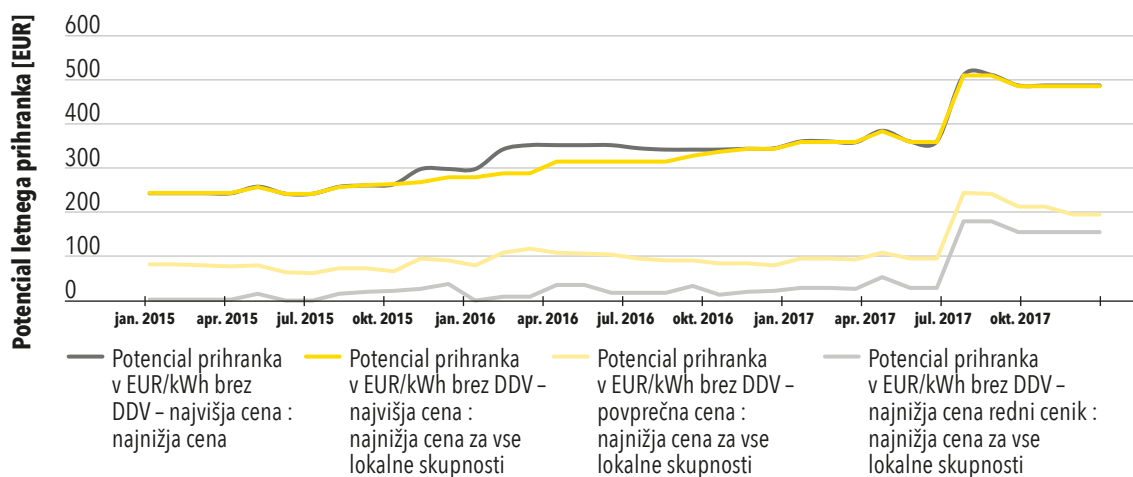
Struktura končnih cen se v opazovanem obdobju ni pomembno spremenila, zaradi ugodnih razmer na trgih z zemeljskim plinom pa se je zniževala končna cena zemeljskega plina, kar je bilo posledica zmanjšanja deleža cene energenta v končni ceni. Izjema je bila skupina D1, kjer se je končna cena plina zaradi dviga omrežnine zvišala. Cena energenta ima v strukturi končne cene prevladujoč vpliv, zato posamezno manjše zvišanje dajatev ali omrežnine ne vpliva na končno ceno plina.

Ocena potencialnih koristi pri menjavi dobavitelja oziroma produkta storitve dobave zemeljskega plina

Z menjavo dobavitelja lahko vsako gospodinjstvo ali pravna oseba zmanjša svoj letni strošek za zemeljski plin, uskladi in izboljša pogodbeno razmerja z dobaviteljem ter tako pridobi dodatne ugodnosti. Ker je pri velikem številu odjemalcev večja poraba zemeljskega plina povezana z obdobjem kurilne sezone, lahko odjemalci v mesecih z največjo porabo dosegajo velike prihranke, če pravočasno izberejo za njih najugodnejšo ponudbo na trgu.

Višino letnih potencialnih prihrankov za odjemalca z letnim odjemom 20.000 kWh prikazuje slika 131.

Slika 131: Potencialni prihranki stroškov oskrbe v primeru zamenjave produkta dobave pri značilnem gospodinjstvem odjemalcu v obdobju 2015–2017



Vir: agencija

Razlika med najnižjo in najvišjo ceno se je v letu 2017 povečala, največja razlika je bila julija in avgusta. Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja zemeljskega plina z najvišjo ceno s tistim, ki je plin ponujal po najnižji ceni, se je v letu 2017 gibal med 358 in 510 evri. Dobavitelj, ki je na trgu ponujal plin po najnižji ceni, je to ceno zagotavljal v vseh lokalnih skupnostih z organizirano distribucijo zemeljskega plina.

Potencialni prihranek pri menjavi produkta z najnižjo ceno po rednem ceniku s produktom z najnižjo ceno na trgu je bil za navedenega odjemalca v začetku leta minimalen, ob znižanju najnižje cene pa se je občutno povečal in je nihalo okoli 180 evrov. Pri zamenjavi ponudbe na podlagi povprečne cene je potencialni prihranek znašal med 94 in 244 evri.

510 €
je lahko znašal prihranek pri menjavi dobavitelja

4.3.2.2 Preglednost trga

Finančna preglednost dobaviteljev

Subjekti so skladno z Zakonom o gospodarskih družbah (ZGD-1) zavezani k obvezni javni objavi letnih poročil in posredovanju podatkov AJ PES za potrebe državne statistike. Agencija v okviru monitoringa trga analizira letna poročila in pripravlja ustrezna interna poročila o poslovanju, ki jih uporablja v korelacijskih analizah za potrebe spremljanja trga. V okviru tega agencija ocenjuje, da krovna zakonodaja zagotavlja dovolj visoko stopnjo finančne preglednosti dobaviteljev na maloprodajnem trgu.

Preglednost računov

Preglednost računov je sistemsko regulirana na podlagi EZ-1 in veljavnega Akta o metodologiji za obračunavanje omrežnine za distribucijski sistem zemeljskega plina. Na računu za dobavljeni zemeljski plin so tako ločeno prikazani znesek za porabljeni zemeljski plin, omrežnina (znesek za distribucijo in znesek za meritve) ter prispevek za energetske učinkovitost, prispevek za OVE in SPTE, okoljska dajatev (taksa CO₂), trošarina in DDV.

Obveznost oblikovanja redne ponudbe in javne objave ponudb

Dobavitelji morajo gospodinjskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem najmanj z objavo na svoji spletni strani zagotoviti pregledne informacije o svojih ponudbah za dobavo zemeljskega plina in z njimi povezanimi veljavnimi ceniki ter tudi splošne pogodbene pogoje za storitev dobave, ki jo nudijo odjemalcem. Z uveljavitvijo EZ-1 morajo oblikovati in objaviti tudi ponudbo na podlagi rednih cenikov, če jih ponujajo. Redni cenik je namreč opredeljen v EZ-1 in pomeni cenik za določen tip odjemalca (gospodinjski ali mali poslovni odjemalec) ter velja za vse odjemalce, ki sklenejo pogodbo o dobavi z dobaviteljem, z izjemo akcijskih oziroma paketnih cenikov, ter je vanj vključenih najmanj 50 % in najmanj 250 odjemalcev pri posameznem dobavitelju.

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 zavezcanci mesečno posredujejo agenciji, ki jih s pomočjo skupne kontaktne točke uporabi za obveščanje vseh zainteresiranih.

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 posamezen 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 zakonsko predpisanih komponentah.

Primerjava stroškov v javno dostopnem delu primerjalnih storitev je od uveljavitve EZ-1 omejena izključno na ponudbe storitev dobave na podlagi rednih cenikov. To pomeni, da uporabniki nimajo več enotnega dostopa do vseh cenikov in ponudb ter morajo tovrstne informacije iskati pri posameznem viru oziroma pri dobaviteljih. Imajo pa uporabniki v okviru primerjalnika stroškov možnost, da prek seznama dobaviteljev in njihovih spletnih povezav hitro dostopajo do vseh cenikov posameznega dobavitelja.

Z namenom zagotavljanja preglednosti maloprodajnega trga agencija v okviru svojih pristojnosti izvaja nadzore nad dobavitelji zemeljskega plina in operaterji distribucijskih sistemov ter na podlagi ugotovitev in veljavne zakonodaje izreka nadzorne ukrepe.

Agencija je v letu 2017 opravila postopek nadzora nad vsebino splošnih pogodbenih pogojev kot sestavnega dela pogodbe o dobavi zemeljskega plina med gospodinjskim odjemalcem in dobaviteljem zemeljskega plina. V postopku je pri več kot polovici pregledanih primerov ugotovila kršitve 172. člena EZ-1, in sicer vzorec pogodbe o dobavi oziroma splošni pogodbeni pogoji niso vsebovali vseh z EZ-1 predpisanih vsebin, v nekaj primerih pa dobavitelji niso ustrezno določili izvajalcev za izvensodno reševanje sporov. Na podlagi ugotovitev agencije so dobavitelji v postopku nadzora vse kršitve odpravili.

V letu 2017 je agencija izvedla tudi pregled nad obveznostjo operaterjev distribucijskih sistemov glede objave informacij na spletnih straneh v povezavi z določanjem obračunskih količin v energijskih enotah (MWh, kWh). Te so se, skladno z Aktom o metodologiji za obračunavanje omrežnine za distribucijski sistem zemeljskega plina, nanašale na objavo srednje nadmorske višine, pretvorbenega faktorja z in povprečne zgornje kurilne vrednosti zemeljskega plina za notranje izstopne točke v prenosnem sistemu zemeljskega plina. Pri pregledu je bilo ugotovljeno, da nekateri operaterji distribucijskih sistemov na svojih spletnih straneh niso imeli objavljenih vseh informacij, zato je uvedla postopek nadzora nad štirimi operaterji in jih pozvala, da objavijo ustrezne informacije. Ker je bilo v enem nadzornem postopku ugotovljeno, da ni šlo za kršitev podzakonskega akta, je bil postopek nadzora ustavljen, trije operaterji distribucijskega sistema pa so ravnali skladno s pozivom agencije, zato so bili vsi postopki nadzora zaključeni v letu 2017.

4.3.2.3 Učinkovitost trga

Monitoring učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga z zemeljskim plinom se izvaja na podlagi kontinuiranega zbiranja podatkov, ki jih zavezcanci za poročanje pošiljajo agenciji. V nadaljevanju so prikazani določeni kazalniki učinkovitosti in konkurenčnosti trga.

Tabela 35 prikazuje tržne deleže dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji. HHI na maloprodajnem trgu zemeljskega plina je znašal 2487 točk in se je v primerjavi z letom 2016 znižal. V zadnjih treh letih se je vrednost HHI na maloprodajnem trgu zmanjšala za več kot 500 točk, kar pomeni, da se konkurenčnost na tem trgu izboljšuje. Kljub temu HHI na maloprodajnem trgu še vedno kaže na visoko koncentracijo trga, ki zaradi morebitnih zlorab tržne moči od pristojnih organov zahteva podrobno spremljanje tega trga.

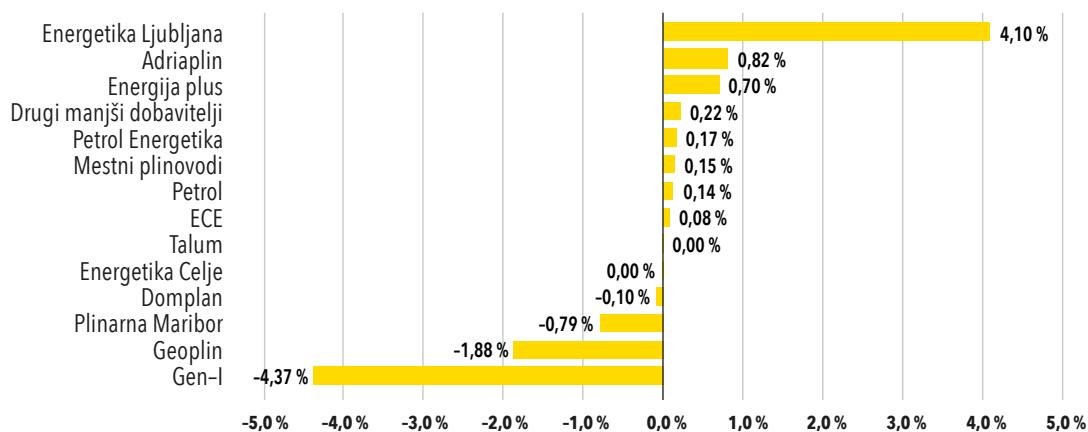
Tabela 35: Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom v letu 2017

Dobavitelj	Tržni delež
Geoplin	45,92 %
GEN-I	10,32 %
Energetika Ljubljana	10,18 %
Adriaplin	9,56 %
Plinarna Maribor	5,17 %
Petrol	4,37 %
Petrol Energetika	3,28 %
Talum	2,16 %
Domplan	1,70 %
Energetika Celje	1,50 %
Mestni plinovodi	1,21 %
Energija plus	1,18 %
ECE	1,01 %
Drugi manjši dobavitelji	2,40 %
Skupaj	100 %
HHI maloprodajnega trga končnih odjemalcev	2.487

Vir: agencija

V letu 2017 se je glede na predhodno leto najbolj povečal tržni delež dobaviteljev JP Energetika Ljubljana, Adriaplin in Energija Plus. Potem ko je v letu 2016 GEN-I pridobil največji tržni delež v primerjavi s predhodnim letom, je v letu 2017 beležil največjo izgubo tržnega deleža glede na predhodno leto (skoraj 4,4 odstotne točke). Skoraj 1,9 odstotne točke tržnega deleža je izgubil tudi Geoplin, a manj kot v letu 2016, ko je izgubil skoraj 2,7 odstotne točke tržnega deleža. Spremembe tržnih deležev v primerjavi z letom 2016 prikazuje slika 132.

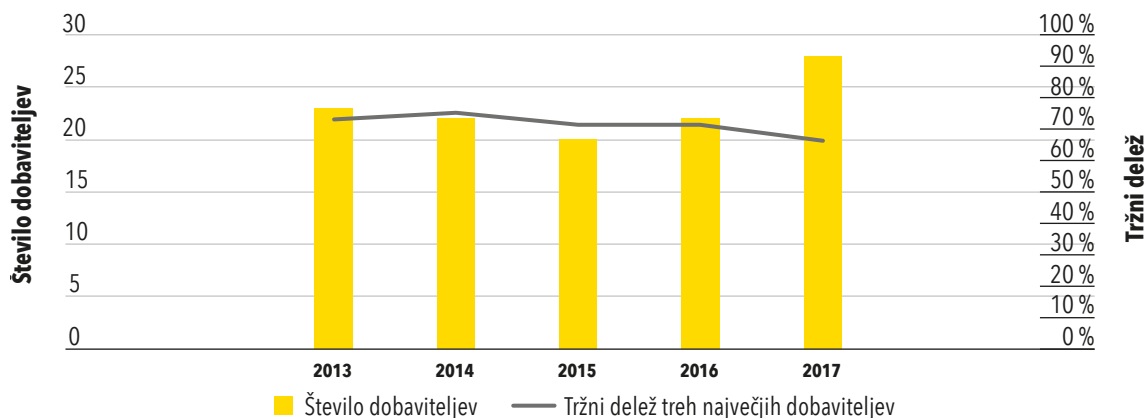
Slika 132: Spremembe tržnih deležev v letu 2017 glede na leto 2016



Vir: agencija

Slika 133 prikazuje gibanje števila dobaviteljev v obdobju 2013–2017 in skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji. V letu 2017 se je število dobaviteljev povečalo za šest, med njimi pa le eden ponuja zemeljski plin tudi gospodinjstvom. Preostalih pet dobaviteljev je plin prodajalo le svojim poslovnim odjemalcem na omejenem območju. Skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev je v opazovanem obdobju v letu 2017 prvič padel pod 70 % in je znašal 67 %. To je bilo predvsem posledica spremembe tržnih deležev najbolj dominantnih družb na trgu.

Slika 133: Tržni deleži treh največjih dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom in število vseh dobaviteljev v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Tržne deleže dobaviteljev na segmentu maloprodajnega trga gospodinjstvom v letu 2017 prikazuje tabela 36.

Tabela 36: Tržni deleži dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh gospodinjstvom v letu 2017

Dobavitelj	Tržni delež
Energetika Ljubljana	30,0 %
GEN-I	21,2 %
Plinarna Maribor	12,3 %
Adriaplin	8,6 %
Petrol	7,5 %
Energetika Celje	4,5 %
Domplan	3,3 %
Mestni Plinovodi	2,5 %
Petrol Energetika	2,0 %
Istrabenz plini	1,7 %
ECE	1,3 %
Energija plus	1,1 %
Drugi manjši dobavitelji	4,0 %
Skupaj	100 %
HHI maloprodajnega trga gospodinjstvom	1.698

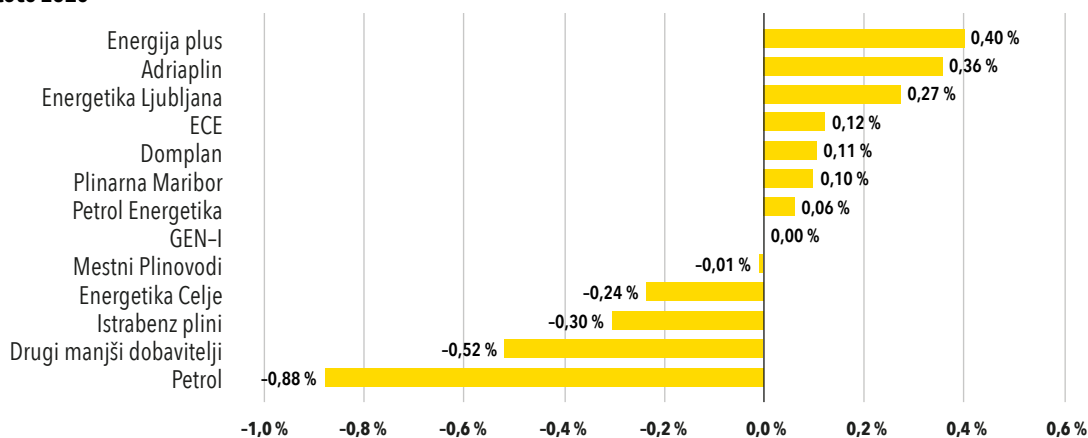
Vir: agencija

Na maloprodajnem trgu za gospodinjstvom smo v letu 2017 beležili srednjo stopnjo tržne koncentracije, vrednost HHI, ki se je v primerjavi z letom 2016 nepomembno povečala, je sicer blizu zgornje

meje tega razreda (1800). Tržni delež dveh največjih dobaviteljev (CR2) je znašal več kot 50 %. Največji tržni delež na tem segmentu je imela Energetika Ljubljana, sledita GEN-I in Plinarna Maribor.

Svoj tržni delež so v letu 2017 v primerjavi s predhodnim letom najbolj povečali Energija plus, Adriaplin in Energetika Ljubljana (slika 134), največ deleža pa so izgubili Petrol in drugi manjši dobavitelji.

Slika 134: Spremembe tržnih deležev na trgu z zemeljskim plinom vseh gospodinjstev v letu 2017 glede na leto 2016



Vir: agencija

Tržne deleže dobaviteljev zemeljskega plina na tržnem segmentu maloprodajnega trga poslovnih odjemalcev v letu 2017 prikazuje tabela 37.

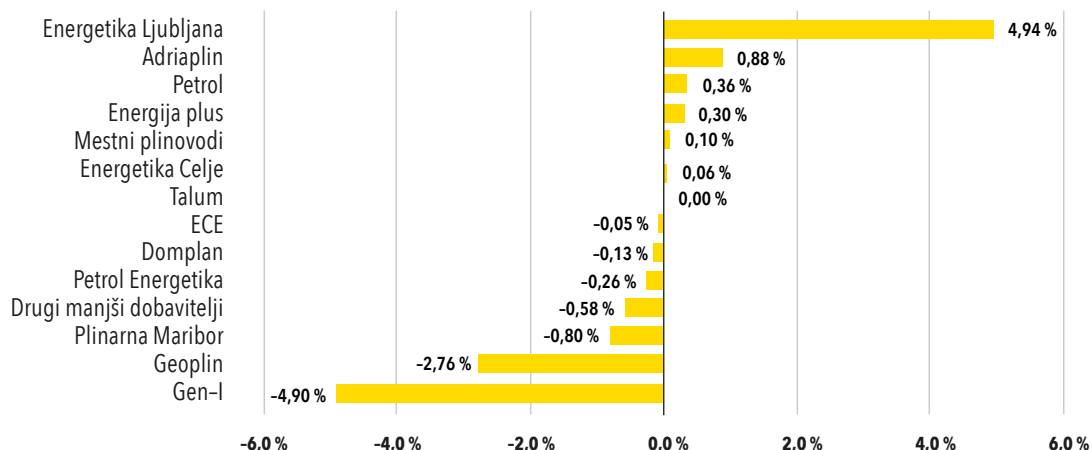
Tabela 37: Tržni deleži dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh poslovnih odjemalcev v letu 2017

Dobavitelj	Tržni delež
Geoplin	52,3 %
Adriaplin	9,7 %
GEN-I	8,8 %
Energetika Ljubljana	7,4 %
Plinarna Maribor	4,2 %
Petrol Energetika	3,5 %
Petrol	3,9 %
Talum	2,5 %
Domplan	1,5 %
Energija plus	1,2 %
Energetika Celje	1,1 %
Mestni Plinovodi	1,0 %
ECE	1,0 %
Drugi manjši dobavitelji	2,0 %
Skupaj	100 %
HHI maloprodajnega trga poslovnih odjemalcev	3.022

Vir: agencija

Maloprodajni trg za poslovne odjemalce je bil pri vrednosti HHI 3022 visoko koncentriran. V primerjavi z letom 2016 se je vrednost indeksa HHI sicer zmanjšala za skoraj 300 točk, kar kaže na nekoliko povečano konkurenco na trgu. Največji tržni delež je imela družba Geoplin, sledita družbi Adriaplin in GEN-I.

Slika 135: Sprememba tržnih deležev na trgu poslovnih odjemalcev zemeljskega plina v letu 2017 glede na leto 2016



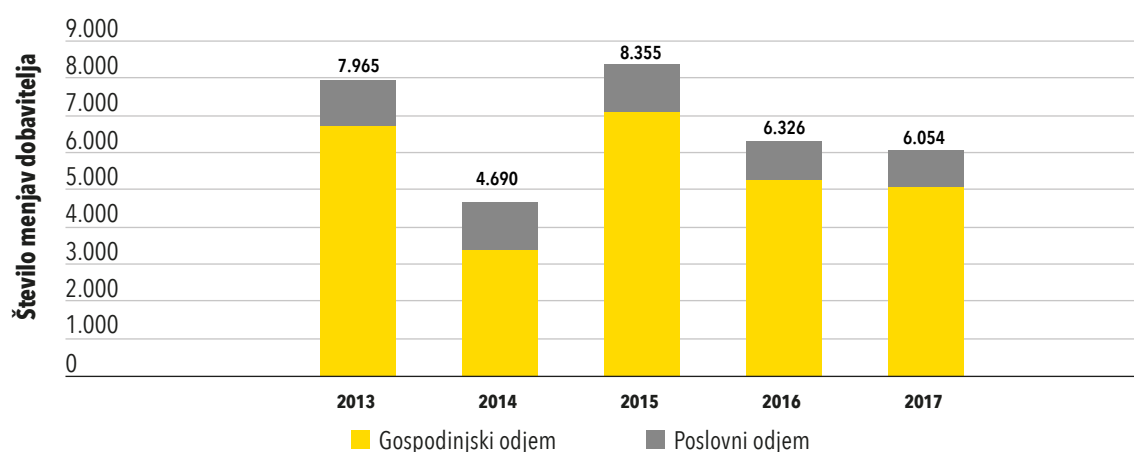
Vir: agencija

Na tem segmentu maloprodajnega trga so svoj tržni delež v letu 2017 v primerjavi s predhodnim letom najbolj povečali Energetika Ljubljana, Adriaplin in Petrol, največ tržnega deleža pa sta izgubila dobavitelja GEN-I in Geoplin.

Menjave dobavitelja

V letu 2017 je dobavitelja zemeljskega plina zamenjalo 6054 odjemalcev, priključenih na distribucijsko omrežje, in sicer 5087 gospodinjstev in 967 poslovnih, v povprečju pa 424 gospodinjstev in 81 poslovnih odjemalcev na mesec. Število menjav se je v letu 2017 v primerjavi s predhodnim letom zmanjšalo za 4,3 %. V zadnjem petletnem obdobju je bilo največje število menjav dobavitelja na obeh segmentih zabeleženo v letu 2015. Število menjav po posameznih letih glede na tip odjema je prikazano na sliki 136.

Slika 136: Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

Na maloprodajni trg z zemeljskim plinom je v letu 2017 vstopil RWE, ki sicer ponuja tudi dobavo električne energije. V zadnjem obdobju je več dobaviteljev zemeljskega plina razširilo ponudbo tudi z električno energijo.

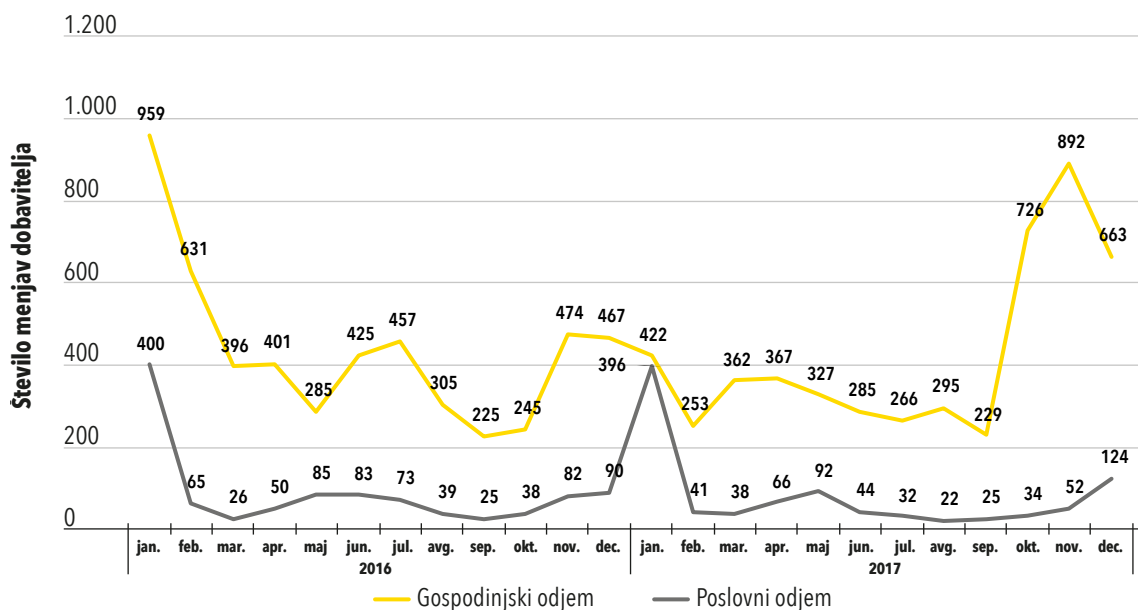
Zveza potrošnikov Slovenije je v maju 2017 organizirala drugi skupinski nakup električne energije in zemeljskega plina (Zamenjaj in prihrani #2), katerega cilj je bil potrošnikom zagotoviti čim boljšo ponudbo brez vezave in skritih stroškov ter navzgor omejeno ceno za obdobje enega leta. Prva akcija, ki je potekala leta 2015 (Zamenjaj in prihrani), je izdatno pripomogla k številu menjav dobavitelja, saj je v okviru akcije dobavitelja električne energije in plina zamenjalo več kot 12.000 gospodinjstev. Akcija Zamenjaj in prihrani #2 je bila še uspešnejša - kar 2765 odjemalcev je zamenjalo samo dobavitelja zemeljskega plina⁴⁴. To je 46 % vseh menjav dobavitelja zemeljskega plina v letu 2017. Sklepamo lahko, da so aktivni odjemalci po napovedi akcije v maju svojo aktivnost pri vsakoletni menjavi dobavitelja načrtovali in nato tudi izvedli s sodelovanjem v omenjeni akciji, kar bi lahko bil razlog za nekoliko zmanjšano dinamiko menjav na trgu. Glede na atraktiven potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja v letu 2017 lahko ugotovimo, da se oza-veščenost odjemalcev ne širi iz že obstoječega kroga aktivnih odjemalcev.

Na začetku leta 2017 smo beležili občutno manjše število menjav dobavitelja zemeljskega plina pri gospodinjstvih odjemalcih kot ob koncu leta (slika 137). Menjave dobavitelja so pogojene z obdobjem kurilne sezone, ko je poraba praviloma večja in končna cena bistveno bolj vpliva na mesečni strošek oskrbe z zemeljskim plinom. Povečano število menjav dobavitelja ob koncu leta pa lahko pripišemo tudi intenzivnejšim promocijskim aktivnostim ob zaključevanju akcije Zamenjaj in prihrani #2 ob koncu oktobra. Prav tako je v drugi polovici leta 2017 GEN-I na trgu nastopal z več ponudbami, katerih cene dobave plina so bile zelo atraktivne. Najnižje ponujene cene so bile do 35 % nižje kot v letu 2007 ob odprtju trga z zemeljskim plinom.

Pri poslovnih odjemalcih v primerjavi z letom 2016 ni bilo večjih odstopanj, ponovil se je vzorec z več menjavami dobavitelja v začetku leta, ko potečejo sklenjene pogodbe o dobavi.

Do **35%**
nižja cena plina za gospodinjstvi
odjem kot pred desetimi leti

Slika 137: Dinamika menjav dobavitelja v letih 2016 in 2017 glede na tip odjema

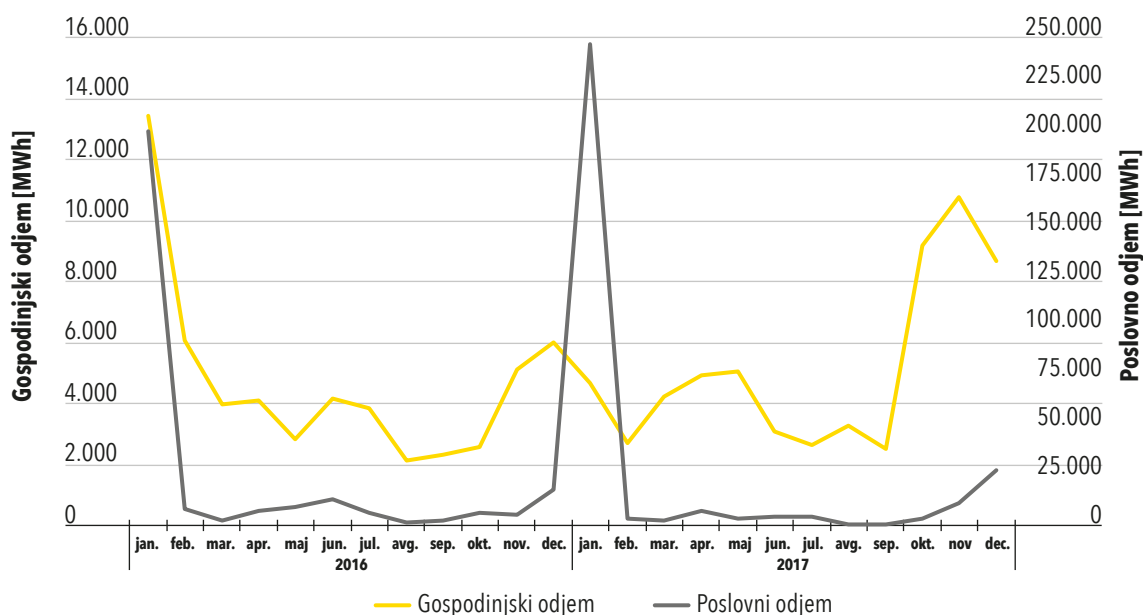


Vir: agencija

⁴⁴ <https://www.zamenjajinprihrani.si>

Na sliki 138 je prikazan trend gibanja količin zamenjanega zemeljskega plina v obdobju 2016-2017. Zamenjane količine so običajno povezane s številom menjav dobavitelja. Pri gospodinjstvih so bile zato količine zamenjanega plina v začetku leta 2016 in ob koncu leta 2017 občutno večje kot na začetku leta 2017.

Slika 138: Količine zamenjanega plina glede na tip odjema v letih 2016 in 2017

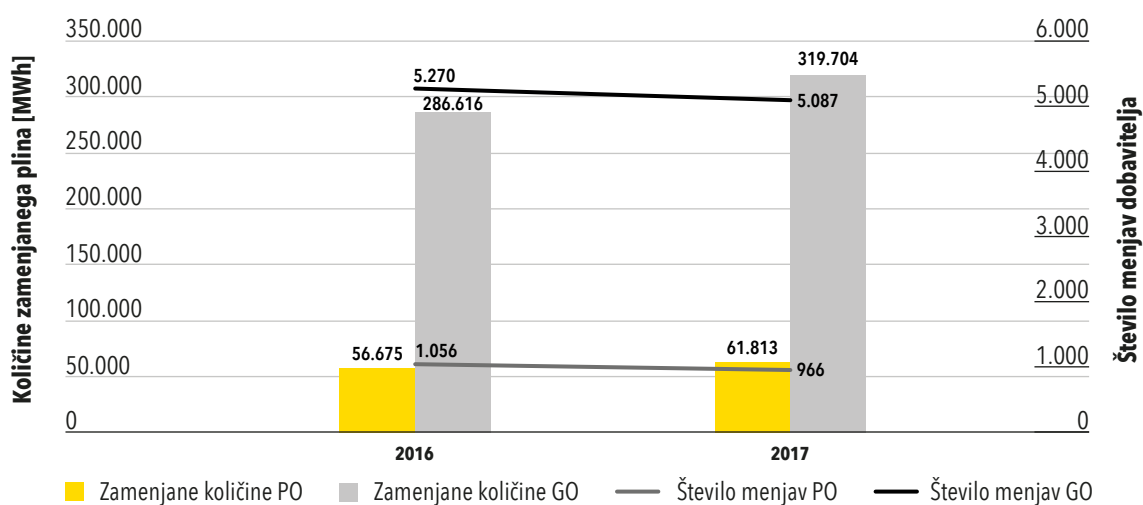


Vir: agencija

Kot lahko vidimo na sliki 139, je bila skupna količina zamenjanega zemeljskega plina pri poslovnih odjemalcih v letu 2017 v primerjavi z letom 2016 večja, in to kljub manjšemu številu menjav v letu 2017. Razlog je lahko v različni strukturi oziroma letni porabi plina odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja.

Tudi pri gospodinjstvih je bila kljub manjšemu številu menjav v letu 2017 v primerjavi z letom pred tem zamenjana količina nekoliko večja. Podrobna analiza podatkov je razkrila, da je v letu 2016 menjavo dobavitelja opravilo veliko več odjemalcev z manjšo letno porabo zemeljskega plina (odjemne skupine C_{DK1} in C_{DK2}), v letu 2017 pa so več menjav dobavitelja opravili gospodinjjski odjemalci z večjo letno porabo (C_{DK3} in C_{DK4}).

Slika 139: Količine zamenjanega plina in število menjav dobavitelja glede na tip odjema v letih 2016 in 2017



Vir: agencija

4.3.2.4 Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence

Cena zemeljskega plina kot energenta ni regulirana ter se oblikuje prosto skladno s ponudbo in povpraševanjem na veleprodajnem in maloprodajnem trgu. Cene plina v ponudbah o dobavi so odvisne predvsem od poslovnih odločitev posameznega dobavitelja in od pogojev nabave, ki si jih dobavitelji zagotovijo pri trgovanju. Na višino nakupne cene, ki jo plača dobavitelj, vpliva več dejavnikov. Tako so cene zemeljskega plina odvisne od značilnosti sklenjenih pogodb za nakup plina, gibanja cen nafte in naftnih derivatov, gibanja tečajev tujih valut, vremenskih vplivov, ponudbe na mednarodnih borzah in od konkurence na trgu.

Končni znesek oskrbe z zemeljskim plinom, ki ga plačujejo odjemalci, vsebuje poleg zneska za količino dobavljenega plina tudi reguliran del zneska omrežnine za uporabo prenosnega oziroma distribucijskega sistema ter prispevek za energetsko učinkovitost, prispevek za OVE in SPTE, okoljsko dajatev (taksa CO₂), trošarino in DDV, ki jih določi država.

Vloga agencije je med drugim tudi zaščita interesov odjemalcev. Agencija stalno spremlja maloprodajni trg, sodeluje z regulativnimi in nadzornimi organi na nacionalni ravni (Tržni inšpektorat Republike Slovenije, Javna agencija Republike Slovenije za varstvo konkurence) ter z neodvisnimi in nepridobitnimi potrošniškimi organizacijami, skrbi za ažurnost informacij o dogajanju na trgu in zagotavlja preglednost trga z dejavnostmi in storitvami, ki jih omogoča na svoji spletni strani v okviru skupne kontaktne točke.

Na trgu z zemeljskim plinom 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 konkurence v letu 2017 pri podjetjih, ki delujejo na trgu z zemeljskim plinom, ni ugotovila nobenih omejevalnih ravnanj ali morebitnega prevladujočega položaja na trgu. V okviru presoje koncentracij je v letu 2017 bila priglašena koncentracija operaterja distribucijskega sistema, družbe Adriaplin, d.o.o., in Mestnih Plinovodov, d.o.o., o kateri v tem letu odločitev ni bila sprejeta.

Na podlagi tretjega svežnja direktiv agencija izvaja dejavnosti za poenotenje najpomembnejših procesov izmenjave podatkov na nacionalni in regionalni ravni. 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 pri elektronski izmenjavi podatkov na trgu. Agencija je na podlagi monitoringa delovanja trga v letu 2017 ugotovila, da implementacija procesov izmenjave podatkov na trgu z zemeljskim plinom v veliki meri ni skladna z določili navedenega akta. Enotna in standardizirana identifikacija merilnih mest na območju celotne Slovenije je pomembna za zmanjšanje stroškov implementacije sistemov IT pri tržnih udeležencih (vstopni stroški novih udeležencev) ter za učinkovito uvajanje podatkovnih in drugih storitev na zadevnem trgu. Procesi izmenjave na trgu z zemeljskim plinom tudi niso skladni z odprtimi standardi na ravni EU. Agencija je konec leta 2017 začela načrtovati izvedbo ustreznih ukrepov za izboljšanje ugotovljenega stanja.

Agencija ugotavlja neskladnost implementacije procesov elektronske izmenjave podatkov s sekundarno zakonodajo, kar neugodno vpliva na učinkovitost delovanja trga in razvoj konkurence

4.4 Zanesljivost dobave zemeljskega plina

Leto 2017 sta področje zanesljivosti oskrbe zaznamovala predvsem dva dogodka. Prvi je bila uveljavitev nove Uredbe (EU) št. 2017/1938, ki razveljavlja Uredbo (EU) št. 994/2010 ter uvaja nove zahteve do držav članic in pristojnih organov. Drugi dogodek je bila nenapovedana prekinitev dobave na mejni vstopni točki Ceršak zaradi dogodka na vozlišču v Baumgartnu. Razen tega dogodka je bila oskrba z zemeljskim plinom v letu 2017 zanesljiva in brez dodatnih prekinitev.

Izboljšanje skupne zanesljivosti oskrbe na ravni EU je cilj nove Uredbe (EU) št. 2017/1938, ki državam članicam in njihovim pristojnim organom nalaga dodatne zahteve glede izdelave ocene tveganj, načrtov preventivnih ukrepov in načrtov ukrepov za izredne razmere. Ti načrti bodo podrobnejši in obsežnejši, uredba pa uvaja tudi nov status solidarnostno zaščitene odjemalcev, ki vključujejo le gospodinjstve odjemalce in nosilce osnovnih socialnih storitev. Uvaja tudi solidarnost in solidarnostno pomoč med sosednjimi državami, ko so pri oskrbi z zemeljskim plinom razglašene izredne razmere.

Nova uredba zvišuje raven zanesljivosti oskrbe na ravni EU, zahteva pa enotnejše in obsežnejše načrte v državah članicah

Ocene tveganj na ravni rizičnih skupin (regij) so začeli pripravljati konec leta 2017 in naj bi bile narejene v letu 2018. Slovenija je del treh delujočih rizičnih skupin (regij), imenovanih po državah Ukrajini, Libiji in Alžiru. Regionalne ocene tveganj bodo dale nekaj vhodnih podatkov in omogočile tudi večjo usklajenost med državami članicami pri njihovih ocenah tveganj na državnih ravneh. To bodo pristojni organi upoštevali pri naslednji prenovi ocene tveganj.

Agencija je opravila javno obravnavo sprememb in dopolnitev Preventivnega načrta ukrepov in Načrta ukrepov za izredne razmere, ki sta bila pripravljena še po stari Uredbi (EU) št. 994/2010. Predlagane spremembe in dopolnitve le uresničujejo predloge Evropske komisije glede dodatne preglednosti. Načrta bosta ostala veljavna do sprememb, s katerimi bosta uveljavljeni tudi prenovljena ocena tveganj in prilagoditev novi uredbi.

Skladno z veljavnim Preventivnim načrtom ukrepov je agencija v letu 2017 objavila Poročilo o zagotavljanju zanesljive oskrbe z zemeljskim plinom, ki se nanaša na zagotavljanje standarda oskrbe zaščitenih odjemalcev za naslednje plinsko leto (obdobje od oktobra 2017 do septembra 2018). Poročilo ugotavlja, da so dobavitelji izpolnjevali zahteve glede standarda oskrbe zaščitenih odjemalcev z različnimi ukrepi, po večini na strani oskrbe, nekaj tudi na strani porabe. Dobavitelji so z navedenim aktom zavezani k razpršenosti nabavnih virov zemeljskega plina in to tudi izpolnjujejo. Metodologija, objavljena v navedenem aktu, zahteva od dobaviteljev zaščitenim odjemalcem, da zagotovijo minimalne povprečne dnevne količine plina za tri mejne primere. Na ravni Slovenije morajo dobavitelji skupaj zagotoviti v sedemdnevem obdobju z najnižjimi temperaturami 1.216.879 Sm³/dan (13.093 MWh/dan), v tridesetdnevem obdobju s

posebno velikim povpraševanjem 608.613 Sm³/dan (6.549 MWh/dan) in v tridesetdnevem obdobju ob prekinitvi na posamezni največji infrastrukturi 853.452 Sm³/dan (9.183 MWh/dan). Dobavitelji tudi imajo ali lahko pridobijo zmogljivosti, potrebne za oskrbo zaščitenih odjemalcev brez dodatnih omejitev.

Slovenski plinovodni sistem je izpostavljen tveganju, če pride do nenapovedane prekinitve dobave plina na mejno vstopno točko Ceršak, čez katero poteka praktično vsa oskrba s plinom. V slovenskem sistemu ni niti skladišč niti terminalov za UZP, zato je obvladovanje posledic nenapovedane prekinitve dobav s plinom iz omrežij toliko zahtevnejše. Dolgoročno to rešuje operater prenosnega sistema z ustreznimi naložbami v prenosni sistem. Vzpostavitev povratnega toka za del zmogljivosti povezovalne točke Rogatec bo prvi tak ukrep, ki bo predvidoma uveljavljen že oktobra 2018. Dodatni dolgoročni ukrepi so načrtovane dograditve sistema in povečanje zmogljivosti delov obstoječega prenosnega sistema. V letu 2017 so potekale priprave projekta povezovalnega voda z Madžarsko, ki bi omogočil dostop do skladišč in pripomogel k diverzifikaciji prenosnih poti. Na zanesljivost oskrbe z zemeljskim plinom v Sloveniji bi ugodno vplival tudi dostop do nahajališč plina v Petišovcih ter prenos in distribucija tega plina slovenskim odjemalcem. Kratkoročni ukrepi za obvladovanje navedenih tveganj na strani dobave so predvsem razpršenost dobavnih virov in uporaba alternativnih prenosnih poti z uporabo drugih obstoječih vstopnih točk. Kratkoročni ukrepi na strani porabe pa pomenijo zmanjševanje porabe pri odjemalcih v času krize.

Dobavitelji zaščitenim odjemalcem so v letu 2017 izpolnjevali standard oskrbe

ŠTUDIJA PRIMERA: Oskrba s plinom 12. decembra 2017 po kriznem dogodku v avstrijskem plinskem vozlišču

V torek, 12. decembra 2017, ob 8. uri in 45 minut je v plinskem objektu Baumgarten an der March blizu avstrijske meje s Slovaško prišlo do eksplozije, ki ji je sledil požar. Zaradi prekinitve pretoka plina skozi to vozlišče je prišlo do omejitve v delovanju avstrijskega prenosnega sistema zemeljskega plina. Od 11. ure dalje je bil ustavljen prenos zemeljskega plina iz Avstrije v Slovenijo čez mejno vstopno točko Ceršak.

V hladnih dneh je poraba plina zelo odvisna od temperatur. Navedenega dne temperature niso dosegle zelo nizke zimske ravni, saj je bilo v središču Ljubljane ob 7. uri zjutraj nad 12 °C, ob 14. uri je temperatura padla do okoli 11 °C in ostala nad 9 °C ob 21. uri. Tudi odjema plina za proizvodnjo električne energije tega dne ni bilo. Pretok plina skozi vstopno točko Ceršak je pred prekinitvijo znašal okoli 43 % največjega dnevnega pretoka v letu 2017.

Operater prenosnega sistema Plinovodi je o nesreči obvestil agencijo in dobavitelje, ki so takoj začeli ukrepati, da bi zagotovili zemeljski plin za svoje odjemalce po drugi poti. V Slovenijo lahko zemeljski plin pride tudi prek vstopne točke Šempeter, katere tehnična zmogljivost pa znaša le 20 % tehnične zmogljivosti vstopne točke Ceršak.

Načrt za izredne razmere pri oskrbi z zemeljskim plinom ureja pristojnosti in predvideva ukrepe na različnih stopnjah krize. Agencija za energijo je kot pristojni organ tega dne ob 12. uri in 47 minut razglasila stopnjo zgodnjega opozarjanja z objavo obvestila na svoji spletni strani. Tedaj še ni bilo jasno, koliko časa bo trajala prekinitve dobav plina čez vstopno točko Ceršak.

Zgodaj popoldne je potekal koordinacijski sestanek, na katerem so si operater prenosnega sistema, dobavitelji in agencija izmenjali informacije o stanju. Na podlagi tega posvetovanja je agencija ocenila, da je bilo trenutno stanje oskrbe odjemalcev zemeljskega plina stabilno in niso bili potrebni dodatni ukrepi, kar je tudi objavila v drugem obvestilu ob 16. uri in 39 minut.

Operater prenosnega sistema je bil v stalnih stikih z dobavitelji in agencijo. Zvečer istega dne je operater obvestil druge deležnike, da bo pozneje tega dne ponovno vzpostavljen prenos plina iz Avstrije, kar se je okoli 23. ure tudi zgodilo. Za naslednji plinski dan sta oba operaterja prenosnih sistemov uskladila nominacije, zato je bilo napovedano, da bo prenos plina iz Avstrije 13. decembra 2017 potekal nemoteno. Tega dne zjutraj je agencija presodila, da ne obstajajo več razlogi za razglašeno stopnjo zgodnjega opozarjanja, zato je ob 7. uri in 12 minut razglasila konec stopnje zgodnjega opozarjanja.

Oskrba vseh odjemalcev z zemeljskim plinom je ves čas potekala nemoteno, tudi prenosni sistem je deloval ustrezno in koordinacija med podjetji plinskega gospodarstva se je hitro vzpostavila. Tudi trg je vseskozi deloval.

Dogodek je pokazal, da je ob prekinitvi dobave čez mejno vstopno točko Ceršak mogoče vztrajati brez ukrepov le kratek čas. Če bi prekinitve trajala dalj časa, bi bili po oceni agencije potrebni ukrepi v skladu z Načrtom za izredne razmere pri oskrbi z zemeljskim plinom. To bi pomenilo sklic krizne skupine, odločitve o višjih stopnjah krize in v skrajnem primeru, če ne bi bilo na voljo dovolj plina, tudi omejevanje porabe.

V Sloveniji je bila prvič razglašena stopnja zgodnjega opozarjanja

Kriza je trajala en dan in minila brez omejevanja porabe





VARSTVO ODJEMALCEV

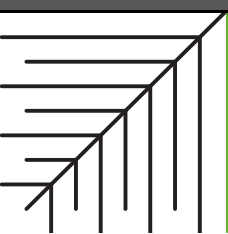
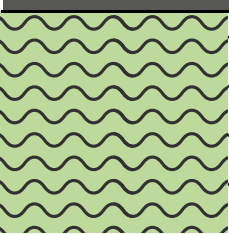
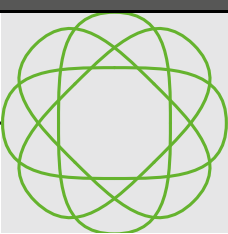
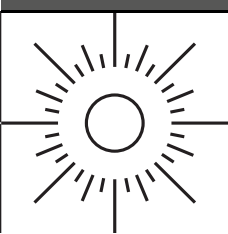
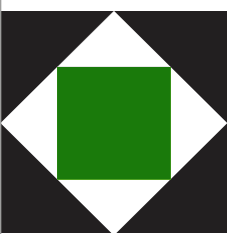
Gospodinjski odjemalci električne energije in zemeljskega plina so posebej varovani s predpisi, ki urejajo trg z energijo, ter s predpisi, ki varujejo pravice potrošnikov. Dostop do informacij glede pravic, veljavnih predpisov ter metod za obravnavo pritožb v zvezi z dobavo elektrike in zemeljskega plina zagotavlja agencija gospodinjskim odjemalcem v obliki skupne kontaktne točke na svoji spletni strani.



Najmanjše število odklopov gospodinjskih odjemalcev zaradi neplačil v zadnjih petih letih



Število pritožb gospodinjskih odjemalcev zoper dobavitelja se je skokovito povečalo, največ pritožb v zvezi z izdanimi računi in meritvami



5.1 Varstvo potrošnikov električne energije in zemeljskega plina

Ena izmed pomembnih nalog agencije je varstvo gospodinjskih odjemalcev, še posebej varstvo ranljivih odjemalcev. Gospodinjski odjemalci električne energije in zemeljskega plina so odjemalci, ki električno energijo ali zemeljski plin kupujejo za svojo lastno rabo v gospodinjstvu, kar izključuje rabo za opravljanje trgovskih ali poklicnih dejavnosti. Ti odjemalci električne energije in zemeljskega plina so posebej varovani s predpisi, ki urejajo trg z energijo, ter s predpisi, ki varujejo pravice potrošnikov. Tako je z Energetskim zakonom zagotovljeno, da imajo gospodinjski odjemalci električne energije in zemeljskega plina:

- pravico do dobave električne energije ali zemeljskega plina na podlagi pogodbe o dobavi, sklenjene z dobaviteljem;
- pravico do menjave dobavitelja električne energije ali zemeljskega plina;
- pravico do dostopa do podatkov o svoji porabi električne energije ali zemeljskega plina, o čemer gospodinjske odjemalce periodično obvešča njihov dobavitelj;
- pravico do seznanitve z izvorom dobavljene energije, o čemer jih obvesti dobavitelj na računih za dobavljeno energijo, na spletu ali na promocijskih gradivih;
- pravico do zasilne oskrbe električne energije pod pogoji, določenimi v Energetskem zakonu;
- pravico do izvensodnega reševanja sporov z izbranim dobaviteljem v skladu z zakonom, ki ureja izvensodno reševanje potrošniških sporov, in
- pravico do varstva svojih pravic v upravnih postopkih pred agencijo.

Vse opisane pravice odjemalcev kot tudi dostop do informacij glede navedenih pravic, veljavnih predpisov in splošnih aktov za izvrševanje javnih pooblastil ter metod za obravnavo pritožb v zvezi z dobavo elektrike in zemeljskega plina zagotavlja agencija gospodinjskim odjemalcem na enem mestu že tretje leto zapored. Tako imenovana skupna kontaktna točka je gospodinjskim odjemalcem dostopna na spletni strani agencije.

Skupna kontaktna točka je bila gospodinjskim odjemalcem že tretje leto dostopna na spletni strani agencije

Agencija gospodinjskim odjemalcem na svoji spletni strani zagotavlja tudi primerjalnik ponudb za oskrbo z električno energijo in zemeljskim plinom, ki vsebuje informacije o rednih cenikih, omogoča pa tudi primerjavo in izračun stroškov oskrbe na mesečni ali letni ravni.

Ranljivi odjemalci so gospodinjski odjemalci, ki si zaradi svojih premoženjskih in bivalnih razmer, dohodkov in drugih socialnih okoliščin ne morejo zagotoviti drugega vira energije za gospodinjsko rabo oziroma za ogrevanje, ki bi jim povzročil enake ali manjše stroške za najnujnejšo gospodinjsko rabo oziroma za ogrevanje stanovanjskih prostorov. Ti odjemalci so upravičeni do nujne oskrbe pod določenimi pogoji. Če ranljivi odjemalec izpolnjuje pogoje za nujno oskrbo na področju električne energije, se njegov zagroženi odklop prestavi za obdobje trajanja nujne oskrbe, pri tem pa ranljivemu odjemalcu za obdobje trajanja nujne oskrbe stroškov te energije in omrežnine ni treba plačati, saj jih krije distribucijski operater.

V primeru nujne oskrbe na področju zemeljskega plina pomeni nujna oskrba le preložitev odklopa za določeno obdobje trajanja nujne oskrbe, pri čemer strošek plačila energije in omrežnine ostane ranljivemu odjemalcu, ki mora te stroške plačati operaterju po prenehanju nujne oskrbe.

Nujno oskrbo izvaja distribucijski operater oziroma operater distribucijskega sistema po postopku, določenem v sistemskih obratovalnih navodilih, na področju električne energije pa tudi v skladu s pravili in kriteriji, ki jih je agencija določila v Aktu o kriterijih in pravilih za zagotavljanje nujne oskrbe z električno energijo.

Tabeli 38 in 39 prikazujeta število odklopov gospodinjskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zaradi neplačila. Število odklopov zaradi neplačila se je v primerjavi s predhodnim letom zmanjšalo in predstavlja le majhen odstotek v primerjavi s številom vseh odjemalcev električne energije in zemeljskega plina. Več odklopov zaradi neplačila je bilo pri oskrbi z električno energijo, kar gre pripisati tudi večjemu številu odjemalcev kot pri zemeljskem plinu. Skrb vzbujajoče pa je, da je kljub institutu nujne oskrbe do odklopov zaradi neplačila še vedno prihajalo. Razlog je morda v tem, da so kriteriji za upravičenost do nujne oskrbe pri oskrbi z električno energijo zastavljeni previsoko. Na to bi lahko kazalo tudi dejstvo, da je v letu 2017 pravico do nujne oskrbe uveljavljalo 20 gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina, na področju oskrbe z električno energijo pa nobeden.

20 gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina je uveljavljalo pravico do nujne oskrbe

Tabela 38: Število odklopov gospodinskih odjemalcev električne energije zaradi neplačila v obdobju 2013–2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Skupno število odklopov zaradi neplačila	6.877	7.926	5.949	6.045	5.770
Število vseh gospodinskih odjemalcev električne energije	827.902	831.185	834.664	838.505	841.540

Viri: dobavitelji električne energije, SODO, agencija

Tabela 39: Število odklopov gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina zaradi neplačila v obdobju 2013–2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Skupno število odklopov zaradi neplačila	1.207	861	711	531	427
Število vseh gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina	119.468	119.025	118.719	119.583	119.678

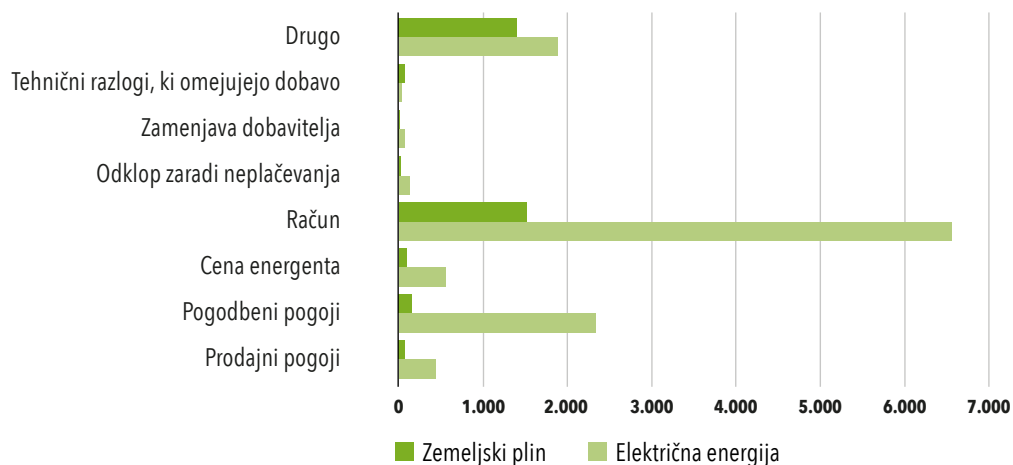
Viri: dobavitelji zemeljskega plina, operaterji distribucijskih sistemov, agencija

5.1.1 Pritožbe odjemalcev in reševanje sporov pri dobaviteljih

Pogodbe o dobavi, sklenjene z gospodinskimi odjemalci, morajo med drugim vsebovati informacije o načinu sprožitve postopkov in obravnavanju pritožb v zvezi z dobavo energije, to je informacije o imenovanju izvajalca izvensodnega reševanja sporov. Agencija je v letu 2017 izvedla nadzore nad dobavitelji, v katerih je preverjala, ali so dobavitelji skladno z Energetskim zakonom imenovali neodvisno in nepristransko osebo ali več oseb, odgovornih za odločanje o pritožbah, na katere odjemalec naslovi svojo pritožbo v zvezi z domnevnimi kršitvami dobavitelja pri izvajanju pogodbe o dobavi. Pri nadzorih je ugotovila, da vsi dobavitelji nimajo določenega izvajalca izvensodnega reševanja potrošniških sporov, ki pa je za nediskriminativno varstvo pravic odjemalcev nedvomno potreben. Tako je agencija z nadzori, ki jih bo izvajala tudi v prihodnje, dosegla, da je večina dobaviteljev določila izvajalca izvensodnega reševanja sporov, pri treh dobaviteljih električne energije pa se bodo nadzorni postopki, začeti v letu 2017, nadaljevali v letu 2018.

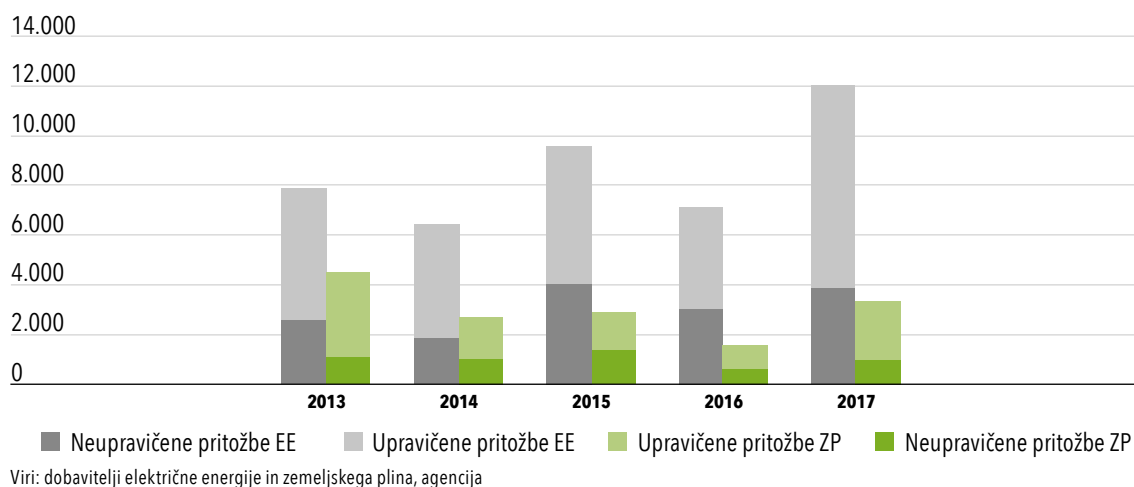
V okviru spremljanja trga agencija od dobaviteljev pridobiva tudi podatke o pritožbah gospodinskih odjemalcev zoper dobavitelje. Število pritožb se je v letu 2017 skokovito povečalo, kar lahko pripišemo boljši ozaveščenosti gospodinskih odjemalcev o možnosti vložitve pritožbe zoper dobavitelja.

Število pritožb pri dobaviteljih se je v letu 2017 skokovito povečalo

Slika 140: Število pritožb gospodinskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zoper dobavitelje v letu 2017 po vsebinskih razlogih

Viri: dobavitelji električne energije in zemeljskega plina, agencija

Slika 141: Število pritožb gospodinjstskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina na dobavitelje v obdobju 2013–2017



Morebitne kršitve splošnih pravil varstva potrošnikov v Sloveniji nadzoruje in ustrezno sankcionira tudi Tržni inšpektorat Republike Slovenije.

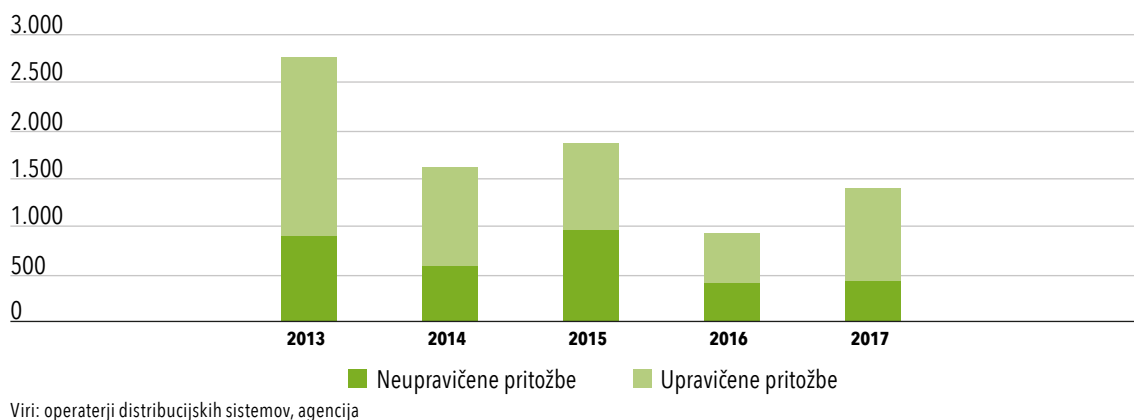
5.1.2 Varstvo pravic odjemalcev v upravnih postopkih

Varstvo pravic odjemalcev zagotavlja agencija tudi v postopkih, ki se vodijo pred agencijo. Ti postopki so brezplačni, saj za upravne vloge, ki so vložene pri agenciji, kot tudi za končne odločitve agencije (sklep, odločba) agencija ne zaračunava upravne takse. Glede na kratke roke so postopki tudi zelo hitri. Agencija mora namreč o zahtevku odločiti v dveh mesecih od vložitve popolne vloge in ob predpostavki, da je odjemalec opravil predhodni postopek skladno z določbami Energetskega zakona. Dvomesečni rok lahko agencija podaljša le s soglasjem vlagatelja zahteve.

V letu 2017 agencija ni odločala o zahtevah s področja zemeljskega plina, saj so bile zadeve rešene pri operaterju distribucijskega sistema zemeljskega plina in se odjemalci niso odločili za nadaljevanje postopka pred agencijo.

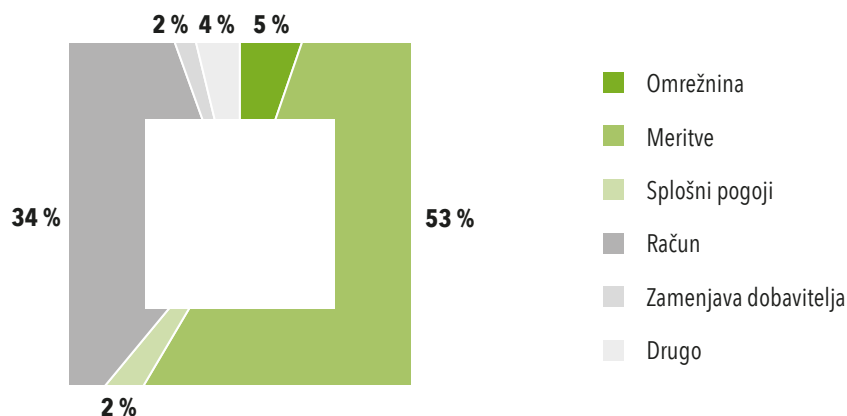
Na operaterje distribucijskega sistema zemeljskega plina je bila v letu 2017 vložena skupaj 1401 pritožba. Število vloženih pritožb se je v letu 2017 v primerjavi z letom prej močno povečalo, saj je bilo takrat vloženih le 919 pritožb. Število vloženih in upravičenih ter neupravičenih pritožb zoper odločitve operaterjev distribucijskega sistema zemeljskega plina je razvidno s slike 142.

Slika 142: Skupno število prejetih pritožb gospodinjstskih odjemalcev zemeljskega plina na operaterje distribucijskih sistemov v obdobju 2013–2017



Slika 143 prikazuje, da se je več kot polovica pritožb na operaterje distribucijskih sistemov nanašala na nestrinjanje z meritvami, ki jih opravljajo operaterji distribucijskih sistemov, tretjina pa na izdane račune.

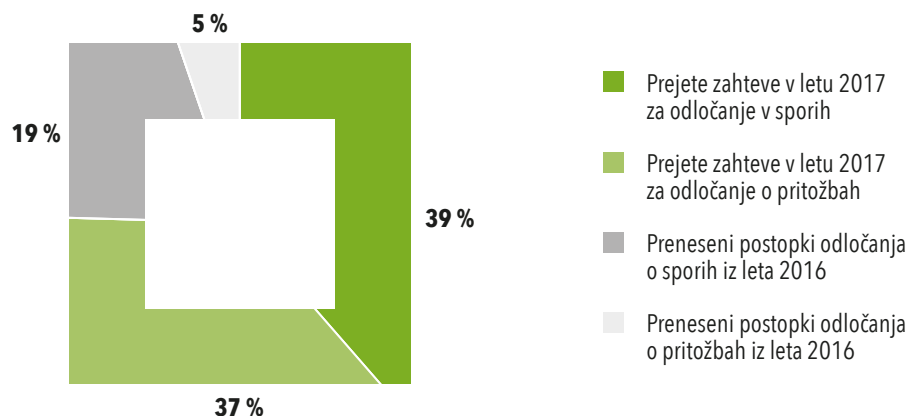
Slika 143: Pritožbe gospodinjstev odjemalcev zemeljskega plina v letu 2017 glede na vsebino pritožbe



Vir: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Na področju električne energije je agencija v letu 2017 odločala o 43 vlogah (zahtevah za odločanje v sporu in pritožbah). V 22 zadevah je odločala na prvi in v 21 zadevah na drugi stopnji. Od zadev iz leta 2016 je agencija odločala še v 11 zadevah na prvi in treh zadevah na drugi stopnji. Pritožbe s področja električne energije, o katerih je agencija odločala v letu 2017, so prikazane na sliki 144.

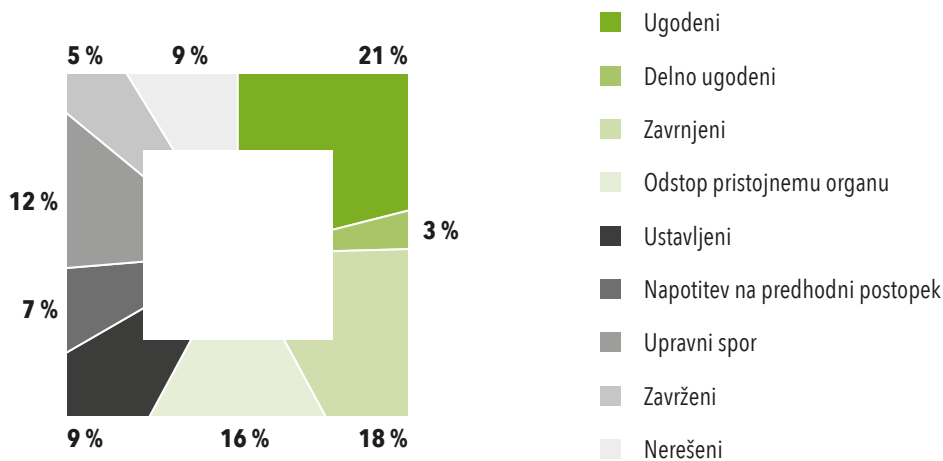
Slika 144: Odločanje agencije v sporih in o pritožbah s področja električne energije v letu 2017



Vir: agencija

S slike 145 je razvidna raznolikost odločitev agencije. Odjemalci odločitvam agencije v veliki večini zaupajo, kar je razvidno iz majhnega odstotka zadev, v katerih je bil zoper odločitev agencije sprožen upravni spor.

Slika 145: Sprejete odločitve v sporih in pritožbah v letu 2017



Vir: agencija

Odjemalci odločitvam agencije v veliki večini zaupajo, saj je bil upravni spor zoper odločitev agencije sprožen samo v 5 % zadev

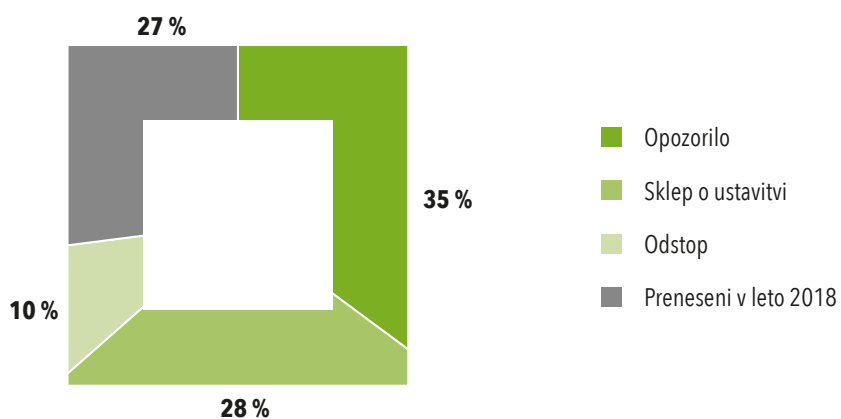
Vsebina vloženih zahtev s področja električne energije je bila zelo raznolika. Agencija je tako odločala v sporih zaradi obračunanih količin in plačane omrežnine, nepravilnega delovanja merilnih oziroma krmilnih naprav, neupravičenega odjema, nadomestil zaradi domnevnih kršitev zajamčenih standardov kakovosti in zaradi procesnih razlogov. Pri odločanju o pritožbah je agencija v večini zahtev odločala o procesnih nepravilnostih, vsebinsko pa je odločala zlasti o pritožbah zaradi nerešenih solastniških razmerij pri izdaji soglasja za priključitev.

5.1.3 Nadzor nad izvajanjem predpisov s področja trga z električno energijo in zemeljskim plinom

Varstvo odjemalcev agencija zagotavlja tudi z izvajanjem nadzorov nad operaterji, dobavitelji in drugimi izvajalci energetske dejavnosti. Tako je v letu 2017 z izvedenimi nadzori med drugim dosegla, da dobavitelji z namenom varstva pravic odjemalcev in neodvisnega reševanja pritožb odjemalcem zagotavljajo informacije o institucijah, ki opravljajo izvensodno reševanje sporov med gospodinjstvi in malimi poslovnimi odjemalci ter dobavitelji.

V primerjavi z letom 2016, v katerem je agencija skupaj reševala 86 zadev s področja nadzora, se je število postopkov nadzora nekoliko zmanjšalo. Tako je na novo odprla 50 zadev s področja nadzorov, iz leta 2016 pa jih je prenesla 24. Od skupaj 74 postopkov nadzora se jih je 42 nanašalo na področje električne energije, 32 pa na področje zemeljskega plina. Večino postopkov oziroma 41 je uvedla po uradni dolžnosti, 33 zadev pa na podlagi prejetih prijav. Ukrepi agencije v postopkih nadzora so razvidni s slike 146.

Slika 146: Odločitve agencije v postopkih nadzora



Vir: agencija

Zaradi kršitev določb EZ-1 agencija v letu 2017 ni uvedla nobenega postopka o prekršku, iz prejšnjega obdobja pa je zaključila dva postopka, in sicer z izrekom opomina. Prav tako agencija v nobenem primeru ni začasno prepovedala opravljanja dejavnosti oziroma ni začasno zasegla predmetov ali dokumentacije niti ni predlagala drugemu pristojnemu organu sprejetja ukrepov.





UČINKOVITA RABA ENERGIJE

Tudi v letu 2017 so zavezanci, dobavitelji energentov končnim odjemalcem, presegli obvezni prihranek energije. Največ prihrankov energije je bilo doseženih v prometu in industriji.



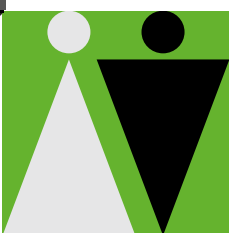
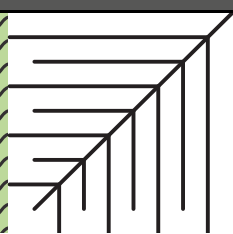
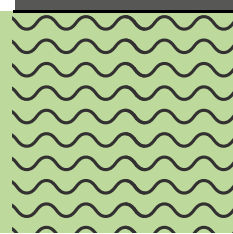
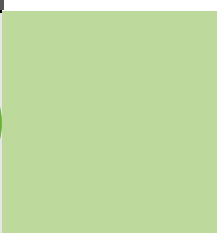
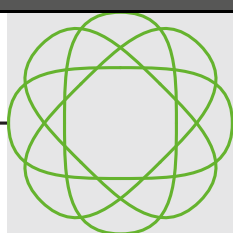
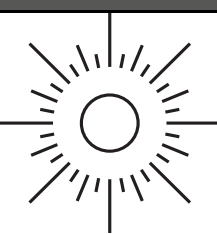
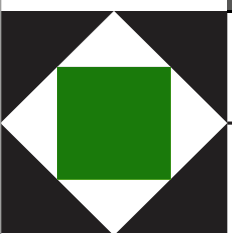
64 %

vseh prihrankov energije v prometu je bilo doseženih z dodajanjem aditivov pogonskemu gorivu



187 %

večji prihranek energije od obveznega so v letu 2017 dosegli zavezanci



6.1 Prihranki končne energije, doseženi z doprinosom dobaviteljev

6.1.1 Oblika sistema obveznosti energetske učinkovitosti v Sloveniji

Obvezni prihranek energije na letni ravni v sistemu nacionalne obveznosti energetske učinkovitosti v obdobju od 1. januarja 2014 do 31. decembra 2020 mora znašati vsaj 1,5 % letne količine energije, ki jo končnim odjemalcem prodajo zavezanci za doseganje prihrankov energije glede na povprečje zadnjih treh let pred 1. januarjem 2013. Pri tem se lahko izvzame količina prodane energije, ki se uporablja za prevoz. Izhodišče za izračun višine obveznih prihrankov končne energije dobaviteljev na ravni Slovenije je letno povprečje končne rabe energije v obdobju 2010-2012, ki se skladno s tretjim odstavkom 7. člena Direktive 2012/27/ES o načinih izvajanja politike energetske učinkovitosti zmanjša za 25 %.

Zastavljeni cilj prihrankov bo Slovenija izpolnila s kombiniranim sistemom izvajanja obveznosti, in sicer morajo dobavitelji električne energije, plina, toplote, trdnih in tekočih goriv, ki prodajajo energijo končnim odjemalcem, kot zavezanci s svojim doprinosom postopoma doseči 0,75-odstotni prihranek na letni ravni. Enak odstotek prihranka pa mora biti dosežen z ukrepi, ki jih razpiše Eko sklad in se financirajo s prispevkom za učinkovito rabo energije, ki ga plačujejo končni odjemalci električne energije ter drugih energentov.

Zavezanci morajo obvezni delež prihranka dosegati postopoma. Tako so morali v letu 2015 doseči 0,25-odstotni prihranek v letu 2014, v letih 2016 in 2017 pa 0,5-odstotni prihranek glede na energijo, prodano v predhodnem koledarskem letu. V letih 2018 in 2019 bodo morali zavezanci dosegati svojo obveznost v celoti, kar pomeni, da bodo morali doseči 0,75 % prihrankov glede na količino prodane energije v predhodnem koledarskem letu. Izjema so zavezanci, ki dobavljajo tekoča goriva; ti morajo vsako leto do leta 2020 dosegati prihranke v obsegu 0,25 % prodanih količin motornega bencina in dizelskega goriva končnim odjemalcem v predhodnem letu.

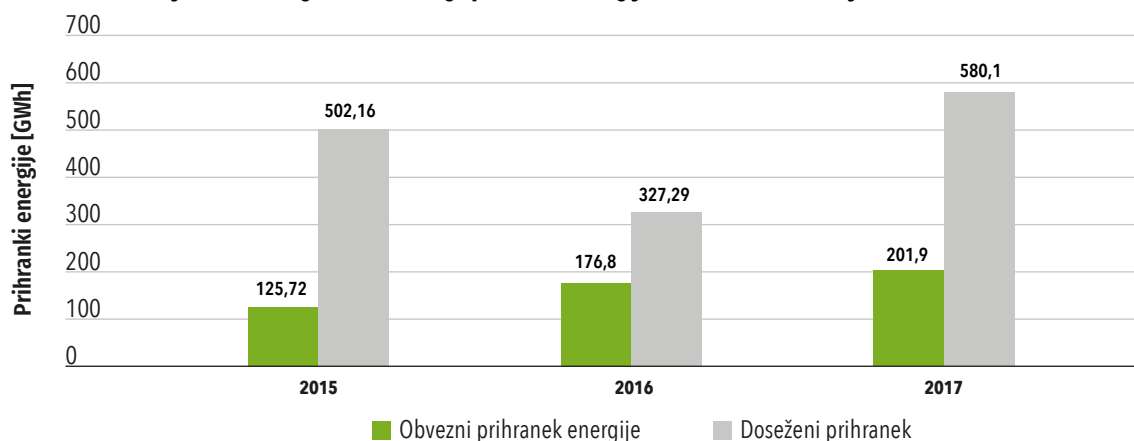
Prihranki končne energije

Obvezni prihranki energije in dejavnosti zavezancev so opredeljeni v uredbi o zagotavljanju prihrankov energije; ta je zavezancem v letu 2017 nalagala doseganje prihrankov energije v obsegu 0,50 % prodane energije v letu 2016, razen zavezancem, ki prodajajo motorni bencin in dizelsko gorivo, saj so morali tudi v letu 2017 doseči 0,25-odstotni prihranek.

Po zbranih podatkih zavezancev je vsota prodane energije zavezancev končnim odjemalcem v letu 2016 znašala 51.603,41 GWh, obvezni prihranek za leto 2017 pa 201,90 GWh. V letu 2015 je bilo, glede na oddana poročila zavezancev, prodane manj energije, in sicer 46.425,75 GWh, zavezanci pa so v letu 2016 morali doseči 176 GWh prihrankov energije. Večji obseg prodane energije v letu 2016 je bil tudi posledica večje rabe končne energije, saj se je po podatkih Statističnega urada Republike Slovenije ta glede na leto 2015 povečala za 4 %.

580,1 GWh
prihranka energije
so v letu 2017
dosegli zavezanci

Slika 147: Primerjava obveznega in doseženega prihranka energije zavezancev v obdobju 2015-2017



Vir: agencija

V letu 2017 so zavezanci dosegli 580,10 GWh prihrankov energije. Obseg prihrankov, ki presega obvezno vrednost v letu 2017 za 378,20 GWh, lahko zavezanci uveljavljajo kot obvezni prihranek v naslednjih treh letih od njegovega nastanka. Zavezanci so iz leta 2015 skupaj prenesli 237,34, iz leta 2016 pa 243,19 GWh. S pomočjo presežkov prihrankov iz let 2015 in 2016 je svojo obveznost za leto 2017 izpolnilo skupaj 54 zavezancev.

Pri doseganju prihrankov energije z izvajanjem ukrepov je treba poudariti, da obseg doseženih prihrankov ni merjena kategorija, temveč se količine prihranka energije določijo matematično, po metodološko opredeljenih izračunih za posamezne vrste ukrepov, določenih v Prilogi 1 Pravilnika o spremembah in dopolnitvah Pravilnika o metodah za določanje prihrankov energije.

Dejavnosti zavezancev pri doseganju ciljnega prihranka energije

K oddaji poročila v zvezi s poročanjem doseženih prihrankov energije je bilo pozvanih 193 dobaviteljev. Poročilo za leto 2017 je oddalo 185, za leto 2016 pa 167 dobaviteljev energentov, medtem ko je prvo leto, torej o doseženih prihrankih v letu 2015, poročalo 161 dobaviteljev.

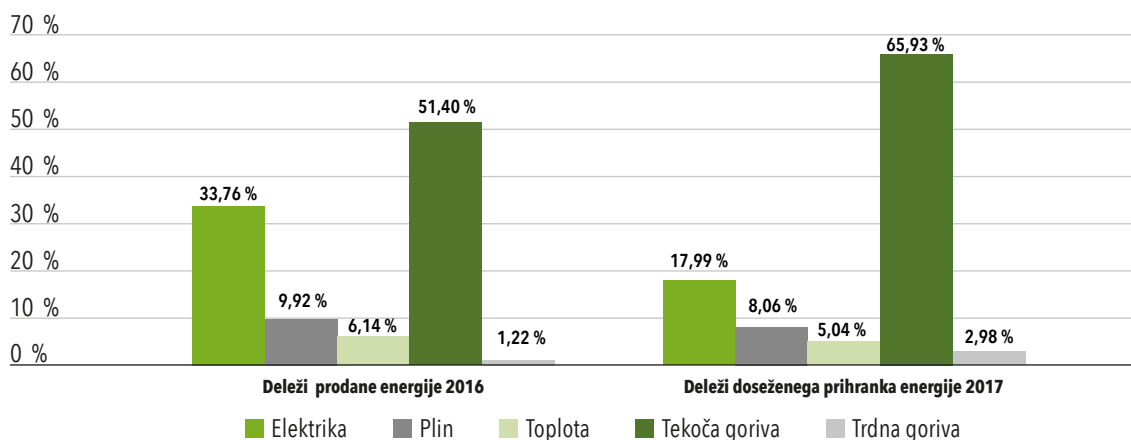
V letu 2017 je 124 zavezancev doseglo skupaj 99,7 % vseh realiziranih prihrankov energije v tem letu. Med njimi je bilo 54 takšnih, ki so svoje obvezne prihranke energije v celoti pokrili s presežki prejšnjih let, 31 dobaviteljev je prihranke doseglo s soudeležbo pri izvedbi ukrepov za doseganje prihrankov energije, vsi drugi pa so jih dosegli z lastnim doprinosom pri izvajanju ukrepov.

Zakonodaja zavezancem, ki z ukrepi ne uspejo doseči obveznih prihrankov energije, ponuja alternativno možnost, s katero lahko svoj obvezni prihranek nadomestijo s finančnim nadomestilom Eko sklada. Višina nadomestila je odvisna od količine prihranka, ki bi ga moral doseči zavezanec, in specifičnega stroška prihranka v EUR/MWh, ki ga določi Eko sklad. V letu 2017 se noben zavezanec ni predhodno odločil za plačilo specifičnega stroška, da bi z njim izpolnil svojo obveznost doseganja obveznih prihrankov končne energije.

Več kot polovica vseh vključenih zavezancev v sistem obveznosti energetske učinkovitosti so bili dobavitelji toplote in tekočih goriv. Največji delež energije, skupaj 85,16 %, so v letu 2016 prodali dobavitelji tekočih goriv in električne energije, najmanjši delež energije (1,22 %) pa dobavitelji trdnih goriv, ki so skupaj predstavljali 23,44 % vseh zavezancev. Na podlagi tega so morali največ prihrankov doseči dobavitelji električne energije in tekočih goriv. Iz analize podatkov o prodani količini energije in višini doseženih prihrankov končne energije, ki je prikazana na sliki 148, je razvidno, da so dobavitelji električne energije in tekočih goriv skupaj dosegli 83,92 % vseh doseženih prihrankov v letu 2017. Najmanjši delež prihrankov energije so dosegli dobavitelji trdnih goriv, skupaj le 2,98 %.

124
zavezancev je v celoti doseglo prihranke, kar predstavlja 99,7 % vseh prihrankov energije v letu 2017

Slika 148: Deleži prodane energije v letu 2016 in deleži doseženih prihrankov energije glede na vir energenta v letu 2017



Vir: agencija

Agencija je tudi v letu 2017 s težavo identificirala vse zavezance za doseganje prihrankov energije, predvsem dobavitelje trdnih goriv, saj na ravni države ni enotne evidence vseh dobaviteljev energentov.

Doseženi prihranki energije z izvedenimi ukrepi

Zavezanci so prihranke energije dosegli z doprinosom pri izvedbi ukrepov, ki so opredeljeni v petem in šestem členu uredbe. Tako so imeli v letu 2017 na voljo 33 različnih ukrepov za doseganje obveznih prihrankov energije v storitvenem in javnem sektorju ter poleg tega še dodatne ukrepe v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije, v okviru katerih lahko prav tako uveljavljajo prihranke pri končni rabi energije.

373,5 GWh
vseh prihrankov energije je
bilo doseženih z dodajanjem
aditivov pogonskemu gorivu

Kot je razvidno iz tabele 40, je bilo v letu 2017 okoli 90,5 % (524,79 GWh) vseh prihrankov energije doseženih s samo štirimi ukrepi: uvajanjem sistemov upravljanja z energijo, dodajanjem aditivov pogonskim gorivom, energetske učinkovita razsvetljava v stavbah in zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin. Skoraj dve tretjini teh prihrankov bili doseženi samo z ukrepom dodajanja aditivov pogonskemu gorivu, ki je hkrati tudi ukrep, s katerim so zavezanci dosegli največ prihrankov energije – enako kot v letu 2015. Doseženi obseg prihrankov energije, ustvarjen z do-

dajanjem aditivov pogonskim gorivom, je visok kljub spremembi računske metode z uvedbo regresivne lestvice maksimalnega priznanega faktorja prihranka, ki je bila uveljavljena s Pravilnikom o spremembah in dopolnitvah Pravilnika o metodah za določanje prihrankov energije.

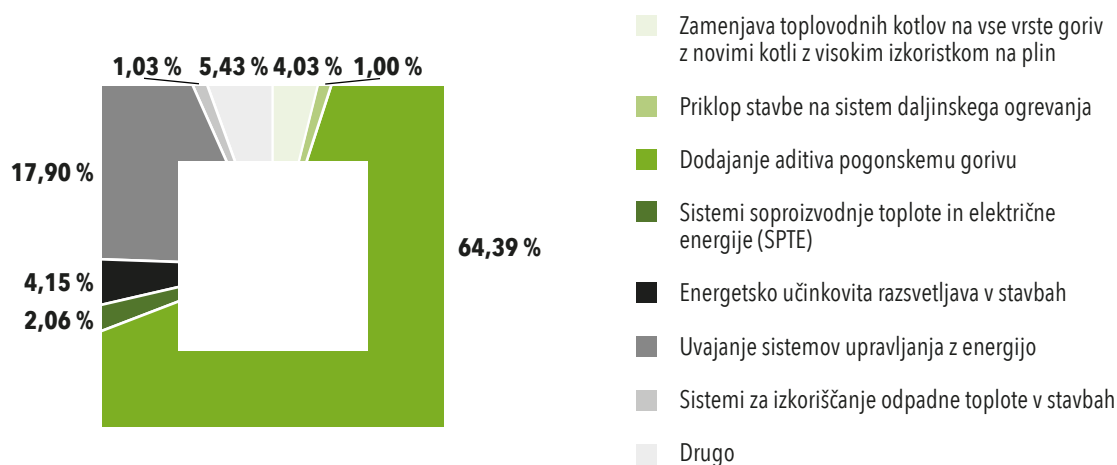
Tabela 40: Prihranki energije po ukrepih v obdobju 2015–2017 v GWh

	2015	2016	2017
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	7,60	13,57	23,38
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na lesno biomaso	1,57	2,39	0,82
Vgradnja toplotnih črpalk za ogrevanje stavb	2,72	0,34	1,35
Celovita prenova toplotne postaje	73,49	3,08	0,75
Priklop stavbe na sistem daljinskega ogrevanja	2,25	4,68	5,82
Obnova distribucijskega omrežja sistema daljinskega ogrevanja	3,92	4,37	2,93
Sistemi za izkoriščanje odpadne toplote v stavbah	0	9,16	1,95
Optimizacija tehnoloških procesov, ki temelji na izvedenem energetske pregledu v MSP	15,27	9,98	3,01
Dodajanje aditiva pogonskemu gorivu	195,52	98,7	373,51
Sistemi soproizvodnje toplote in električne energije (SPTE)	37,66	9,84	11,96
Energetske učinkovita razsvetljava v stavbah	14,49	15,49	24,09
Prenova sistemov zunanje razsvetljave	0,07	0	2,82
Energetske učinkoviti elektromotorji	0,21	0,06	1,64
Uporaba frekvenčnih pretvornikov	1,12	0,37	5,60
Uvajanje sistemov upravljanja z energijo	98,34	139,27	103,81
Izkoriščanje odvečne toplote v industriji in storitvenem sektorju	0	0	6,00
Drugo	47,10	15,98	10,63

Vir: agencija

Največ prihrankov je tako bilo doseženih le z dvema ukrepom, z dodajanjem aditivov pogonskim gorivom in uvajanjem sistemov upravljanja z energijo; to je za leto 2017 prikazano tudi na sliki 149, s katere je mogoče razbrati, da je bilo 80 % vseh prihrankov v tem letu doseženo s tema dvema ukrepoma, in sicer z dodajanjem aditivov 64,39 % vseh prihrankov, 17,90 % pa z uvajanjem sistemov upravljanja z energijo. Preostali del prihrankov so zavezanci dosegli z drugimi ukrepi.

Slika 149: Deleži doseženih prihrankov energije po posameznih ukrepih v letu 2017



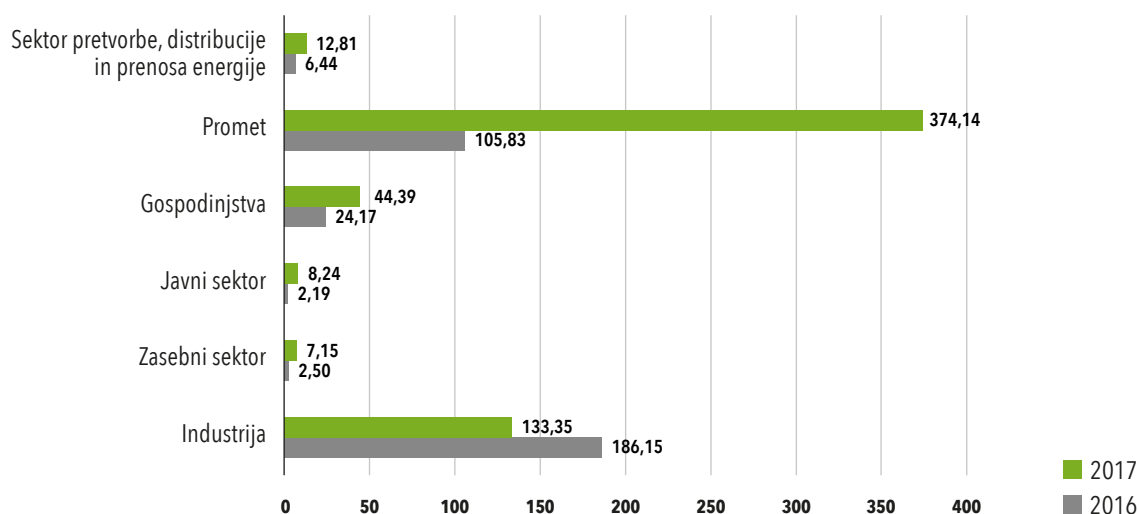
Vir: agencija

Na podlagi metodološko opredeljenih izračunov za zmanjšanje izpustov CO₂ za posamezne vrste ukrepov, določenih v Prilogi 1 Pravilnika o spremembah in dopolnitvah Pravilnika o metodah za določanje prihrankov energije, so zavezanci, na podlagi poročenih podatkov, uspeli izpuste CO₂ zmanjšati za 686.232,26 tone na leto.

Prihranki energije po sektorjih

Zavezanci so v letu 2017 dosegli največje prihranke v prometu in industriji, skupaj 507,49 GWh, kar je 87,48 % vseh doseženih prihrankov končne energije v letu 2017. Veliki prihranki energije v prometu so posledica dodajanja aditivov pogonskim gorivom; ukrep so v glavnem uporabljali dobavitelji tekočih goriv. V industriji je bilo največ prihrankov doseženih z uvajanjem sistemov upravljanja z energijo.

Slika 150: Prihranki energije po sektorjih v letih 2016 in 2017 v GWh



Vir: agencija





TOPLOTA

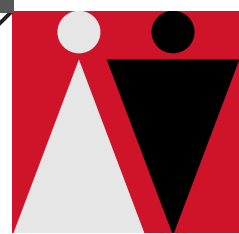
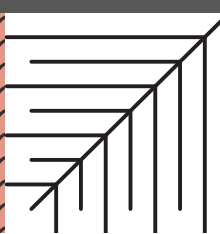
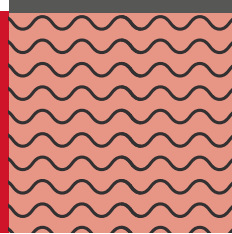
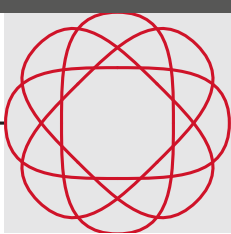
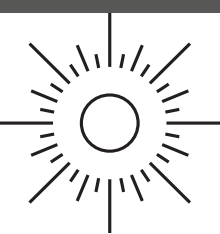
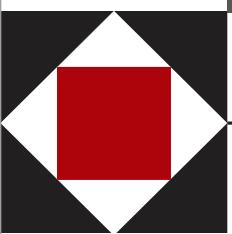
Poraba toplote je bila v letu 2017 za 2,3 % večja kot leto prej. Oskrbo s toploto je iz 93 distribucijskih sistemov zagotavljalo 55 distributerjev toplote v 64 slovenskih občinah. Kar 86,8 % toplote za oskrbo distribucijskih sistemov je bilo proizvedene v procesih soproizvodnje električne energije in toplote.



5,4 %
večje število
odjemalcev toplote



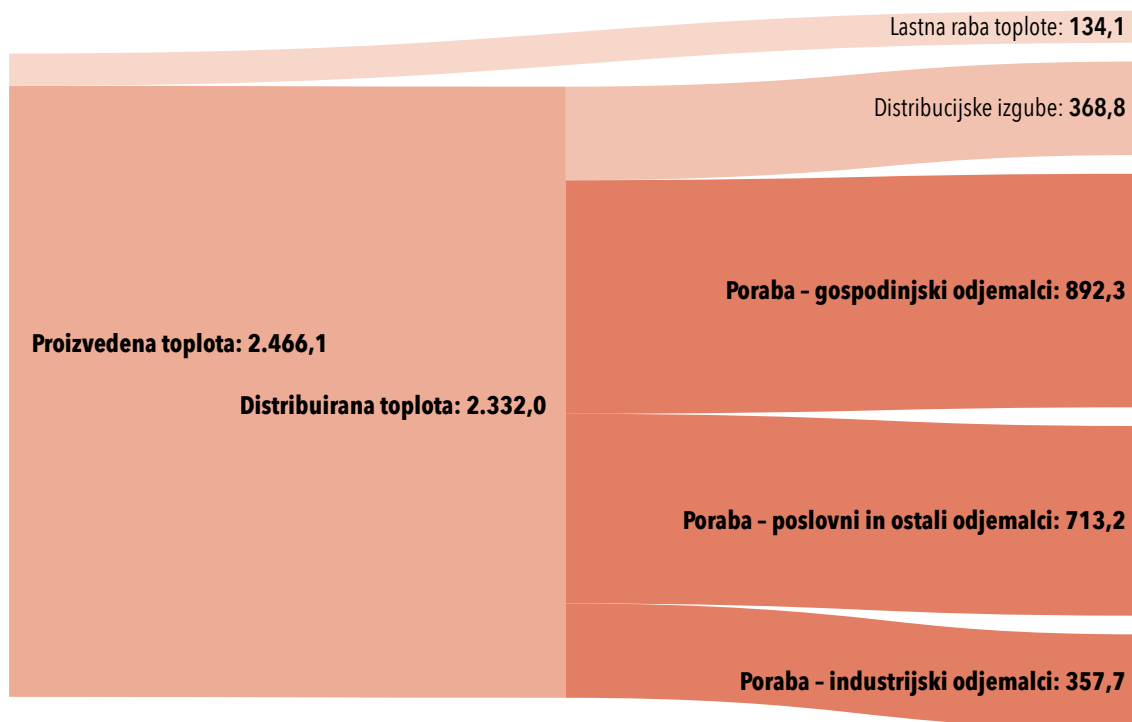
4,6 %
višja povprečna
mesečna maloprodajna
cena za značilnega
gospodinjjskega
odjemalca toplote



Pod oskrbo s toploto se pojmuje distribucija toplote in hladu, ki se uporabljata za ogrevanje ali hlajenje prostorov, potrebe industrijskih procesov in za pripravo sanitarne tople vode. Oskrba s toploto zajema dejavnost distribucije in dobave toplote, sama dejavnost distribucije toplote pa se lahko opravlja v obliki izbirne lokalne gospodarske javne službe ali tržne dejavnosti. Oskrba s toploto se lahko izvaja tudi v obliki lastniških distribucijskih sistemov, katerih značilnost je, da so v celoti v lasti odjemalcev toplote.

Prikazano stanje oskrbe s toploto iz omenjenih distribucijskih sistemov zajema agregirane podatke evidentiranih distribucijskih sistemov ter podatke evidentiranih proizvajalcev toplote, ki te distribucijske sisteme oskrbujejo.

Slika 151: Osnovni podatki o proizvedeni in distribuirani toploti za oskrbo odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme v letu 2017 v GWh



Vir: agencija

7.1 Oskrba s toploto

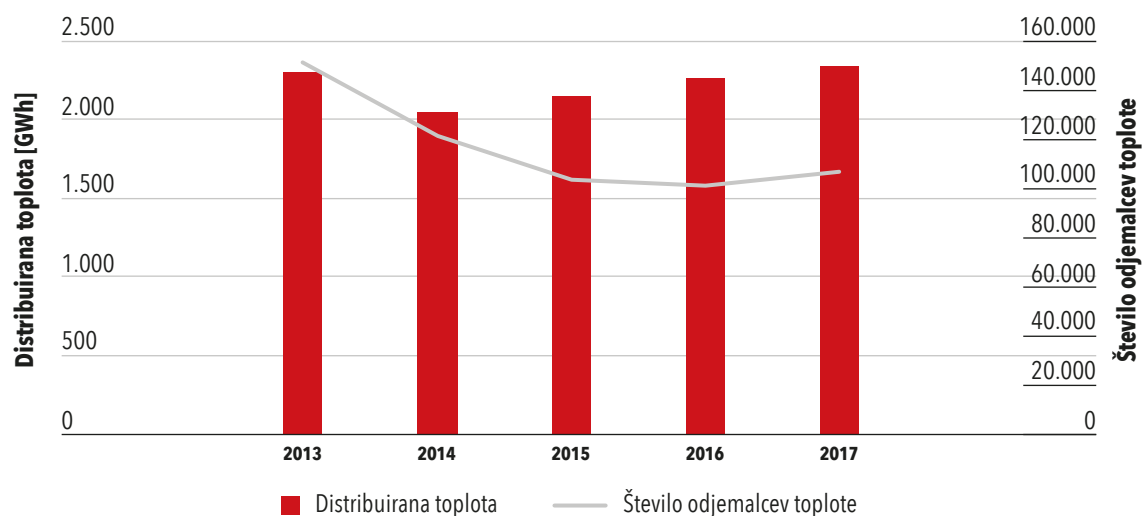
V Sloveniji je v letu 2017 oskrbo s toploto iz 93 distribucijskih sistemov zagotavljalo 55 distributerjev toplote v 64 občinah.

Distributerji toplote so oskrbovali 106.292 odjemalcev in jim dobavili 1.963,2 GWh toplote. Poraba toplote za oskrbo odjemalcev iz evidentiranih distribucijskih sistemov, ne upoštevaje lastno rabo proizvajalcev toplote, je bila v letu 2017 za 2,3 % večja kot leto prej, v primerjavi z letom 2015 pa za 6,7 %.

2,3%
večja poraba toplote
iz distribucijskih
sistemov toplote

Trend upadanja števila odjemalcev toplote, priključenih na distribucijske sisteme daljinskega ogrevanja, se je ustavil, saj se je v letu 2017 glede na leto prej število odjemalcev povečalo za 5,4 %. Na to je gotovo vplivala tudi zanesljiva in cenovno stabilna oskrba, ki odjemalcem med drugim omogoča manjše stroške rednega vzdrževanja lastnega ogrevalnega sistema.

Slika 152: Distribuirana toplota in število odjemalcev v obdobju 2013–2017



Vir: agencija

V letu 2017 sta delovala le dva večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja s skupno inštalirano močjo hladilnih agregatov 3,88 MW, ki oskrbujeta predvsem poslovne in industrijske odjemalce. Distribucijski sistem hladu s hladilno močjo inštaliranega absorpcijskega hladilnega agregata 0,965 MW, ki izkorišča toploto vročevodnega distribucijskega sistema daljinskega ogrevanja, je deloval v Mestni občini Velenje, distribucijski sistem hladu z inštalirano močjo električnih agregatov 2 x 1,45 MW pa na območju nekdanjega industrijskega kompleksa Iskra Labore v Mestni občini Kranj.

Distributerji toplote z lastno proizvodnjo in proizvajalci toplote, ki oskrbujejo distribucijske sisteme, so za potrebe daljinskega ogrevanja, pripravo sanitarne tople vode, oskrbo industrijskih procesov in za svoje potrebe proizvedli 2466,1 GWh koristne toplote. Hkrati je bilo proizvedeno tudi 939,8 GWh električne energije oziroma 838,0 GWh električne energije na pragu kogeneracijskih proizvodnih procesov. Toplota, proizvedena za potrebe oskrbe distribucijskih sistemov iz kogeneracijskih proizvodnih virov, je predstavljala 86,76-odstotni delež vse proizvedene toplote.

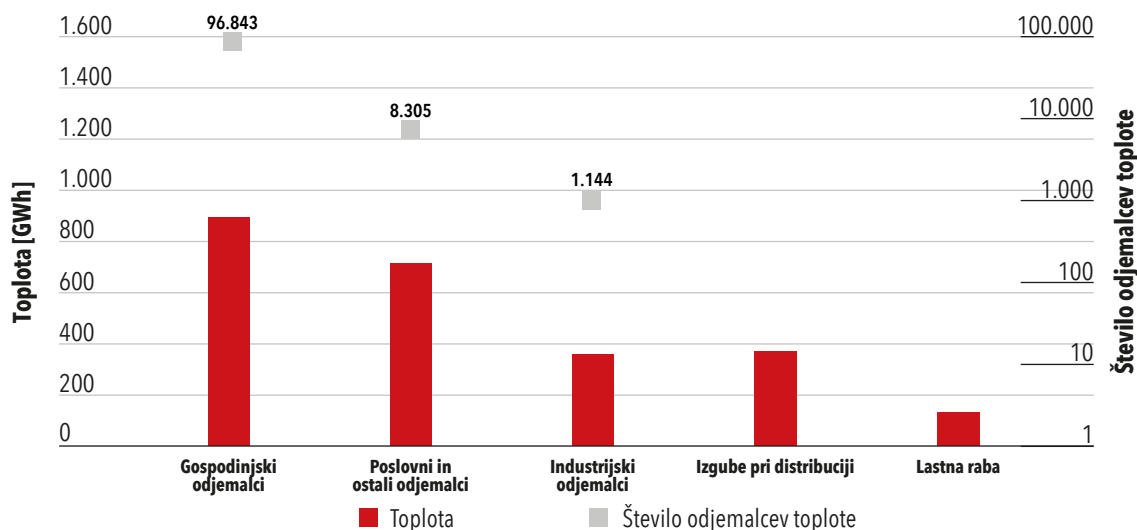
Največji delež celotne proizvedene koristne toplote oziroma 36,2 % je bil namenjen oskrbi 96.843 gospodinjskih odjemalcev, 28,9 % toplote je porabilo 8305 poslovnih odjemalcev, preostalih 14,5 % toplote pa 1144 industrijskih odjemalcev.

Povprečne letne izgube pri distribuciji so bile ocenjene na 14,9 % distribuirane toplote in so bile glede na leto 2016 večje za 0,4 %. Razliko med proizvedeno in predano toploto v distribucijske sisteme predstavlja toplota, ki je bila uporabljena v industrijskih procesih proizvajalcev oziroma distributerjev toplote.

86,8 %
je znašal delež toplote
iz kogeneracijskih
proizvodnih virov

Porabo toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število prikazuje slika 153.

Slika 153: Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število

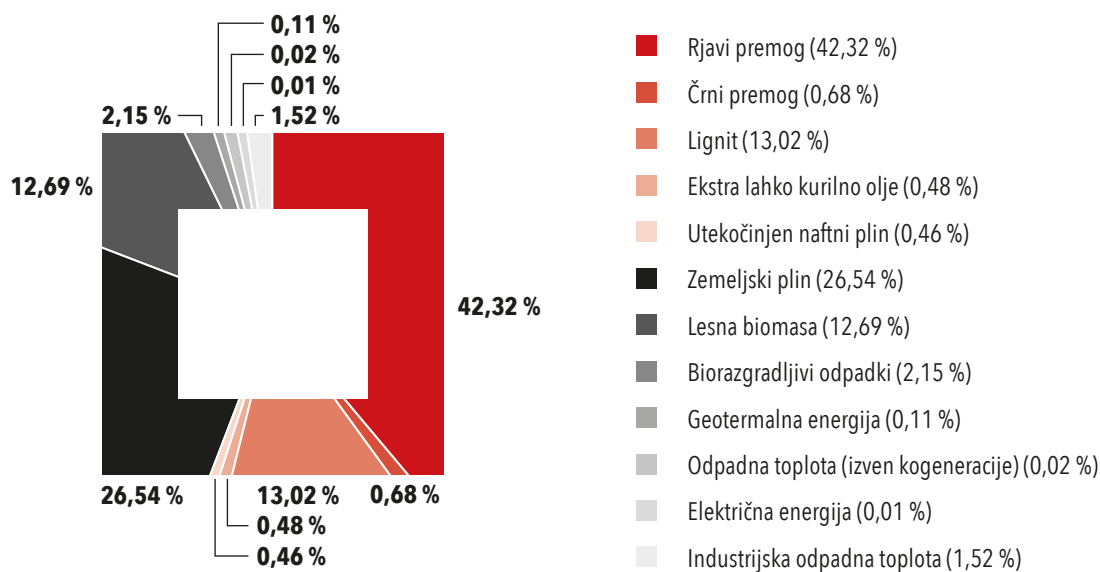


Vir: agencija

V letu 2017 je bilo 3,4 % več proizvedene toplote kot leto prej, poraba primarnih energentov za proizvodnjo toplote pa je narasla za 7 %. Razlogi za različno rast rabe primarnih energentov in količino proizvedene toplote glede na predhodno koledarsko leto so predvsem v spremenjenem strukturnem deležu uporabljenih energentov v kogeneracijskih procesih (SPTE) ter v spremenljivi medletni kurilni vrednosti porabljene lesne biomase in biorazgradljivih odpadkov.

Primarni energent za proizvodnjo toplote za oskrbo distribucijskih sistemov toplote je bil tudi v letu 2017 premog s 56-odstotnim deležem, sledil je zemeljski plin s 26,5-odstotnim deležem. Nafta in naftni derivati so bili zastopani s skoraj enoodstotnim, obnovljivi viri pa so v strukturi primarnih energentov dosegli 12,8-odstotni delež (slika 154).

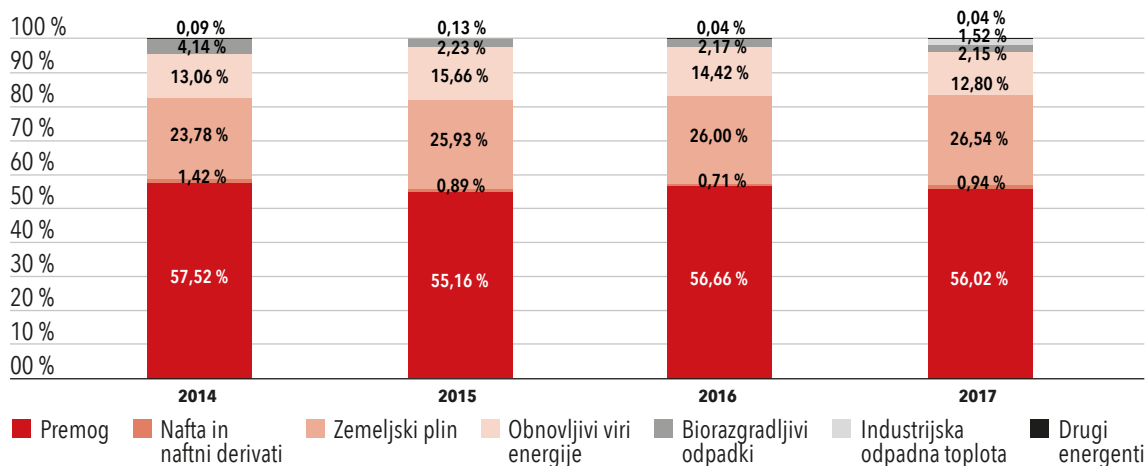
Slika 154: Struktura primarnih energentov pri proizvodnji toplote



Vir: agencija

V Sloveniji se je toplota iz biorazgradljivih odpadkov proizvajala le v sežigalnici komunalnih odpadkov Mestne občine Celje, toplota iz industrijskih procesov pa na območju nekdanje železarne Ravne na Koroškem (SIJ Metal Ravne, d.o.o.). Toplota, proizvedena iz biorazgradljivih odpadkov, je predstavljala 2,2 %, odpadna toplota iz industrijskih procesov pa 1,5 % vse proizvedene toplote, namenjene oskrbi distribucijskih sistemov.

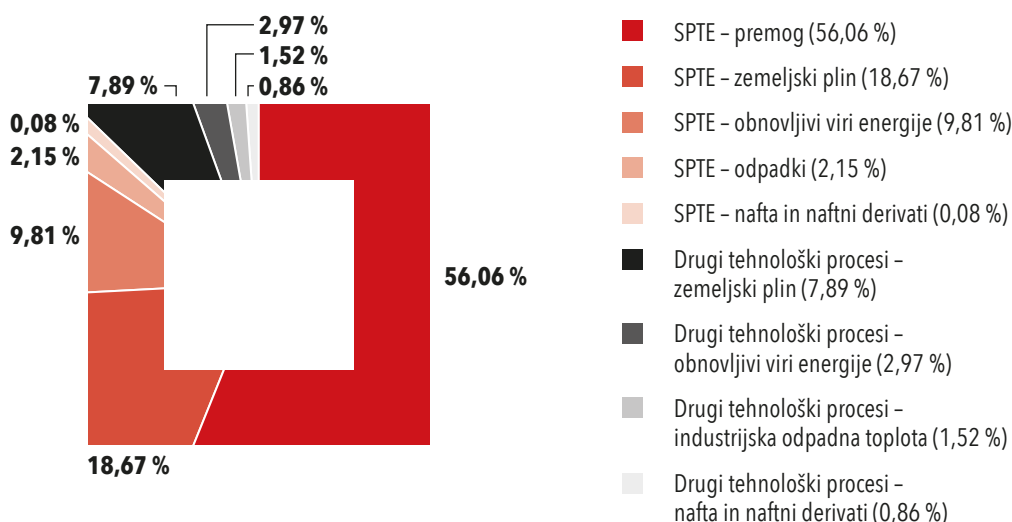
Slika 155: Struktura primarnih energentov v obdobju 2014–2017



Vir: agencija

Kar 86,8 % vse proizvedene toplote za oskrbo distribucijskih sistemov je bilo proizvedene v procesih so-proizvodnje električne energije in toplote (SPTE oziroma kogeneracijah), preostalih 13,2 % pa v drugih tehnoloških procesih (kotlovnice na lesno biomaso, zemeljski plin, UNP, procesi pridobivanja toplote iz geotermalnih vrtin, odpadne toplote iz industrijskih procesov, sežigalnic itd.). Strukturni delež porabljenih primarnih energentov glede na način pridobivanja toplote za oskrbo sistemov toplote prikazuje slika 156.

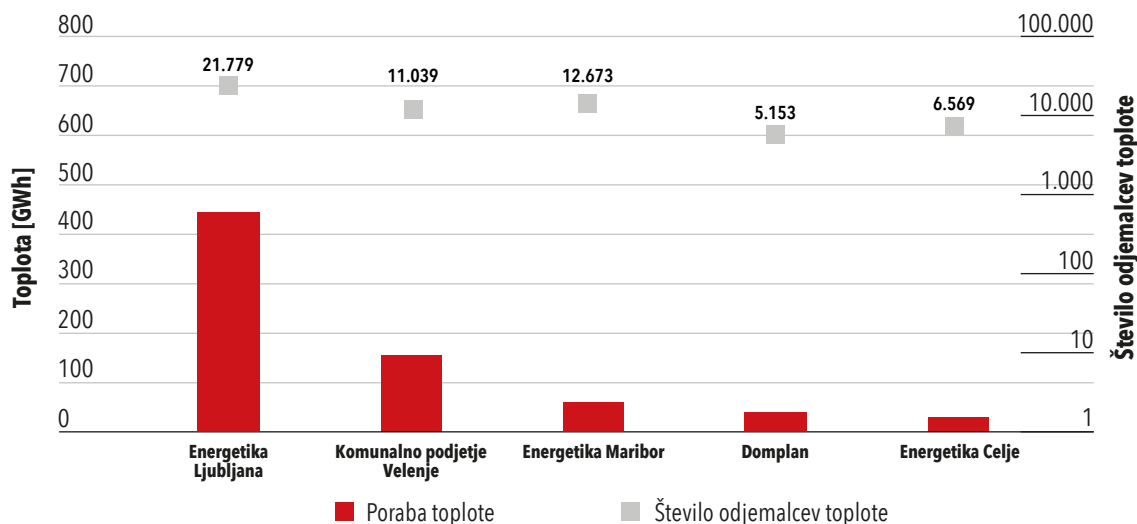
Slika 156: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote v SPTE in drugih tehnoloških procesih



Vir: agencija

Prvih pet največjih distributerjev toplote je končnim odjemalcem toplote dobavilo kar 82,9 % vse predane toplote iz distribucijskih sistemov. Prvih pet največjih distributerjev, ki oskrbujejo gospodinjne odjemalce, je v letu 2017 oskrbovalo 59,1 % teh odjemalcev in jim dobavilo 81,2 % vse toplote, namenjene gospodinjnim odjemalcem. Navedeno prikazuje slika 157.

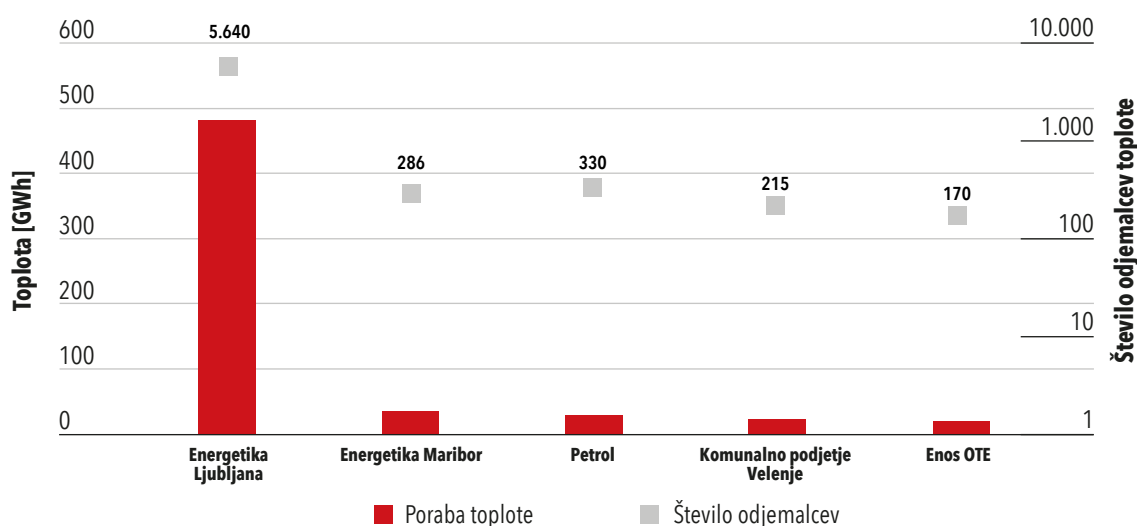
Slika 157: Porabljena toplota in število oskrbovanih gospodinjnih odjemalcev pri največjih distributerjih toplote



Vir: agencija

Prvih pet največjih distributerjev toplote, ki s toploto oskrbujejo poslovne in druge odjemalce toplote, je oskrbovalo 80 % teh odjemalcev in jim dobavilo 82,1 % vse toplote, namenjene tej skupini odjemalcev (slika 158).

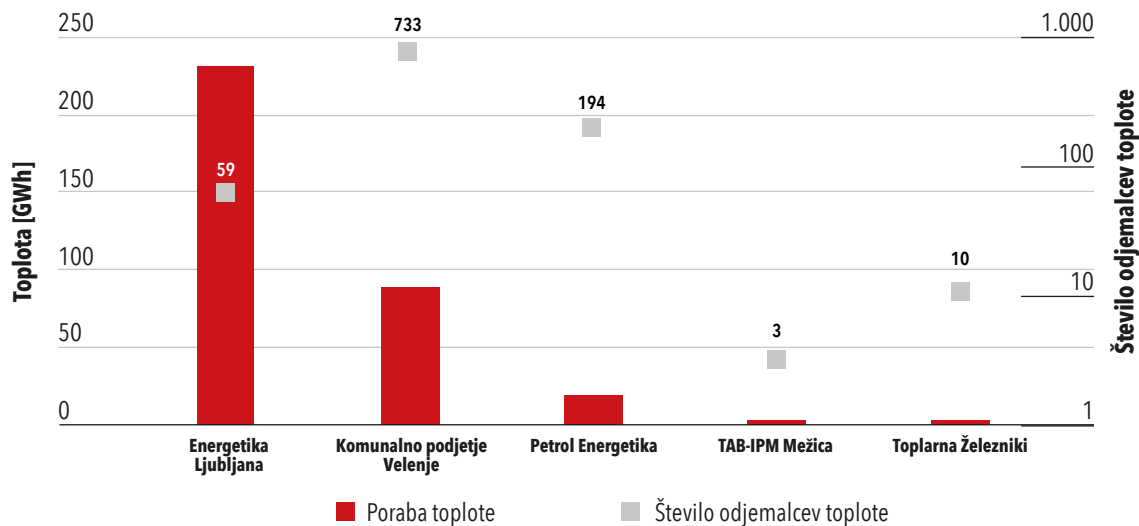
Slika 158: Porabljena toplota in število poslovnih in drugih odjemalcev pri največjih distributerjih toplote poslovnim in drugim odjemalcem



Vir: agencija

Prvih pet največjih distributerjev toplote po količini distribuirane toplote za potrebe industrijskih procesov in ogrevanja je oskrbovalo kar 87,3 % teh odjemalcev in jim dobavilo 96,9 % toplote, namenjene industrijskim odjemalcem (slika 159).

Slika 159: Porabljena toplota in število industrijskih odjemalcev pri največjih distributerjih toplote industrijskim odjemalcem



Vir: agencija

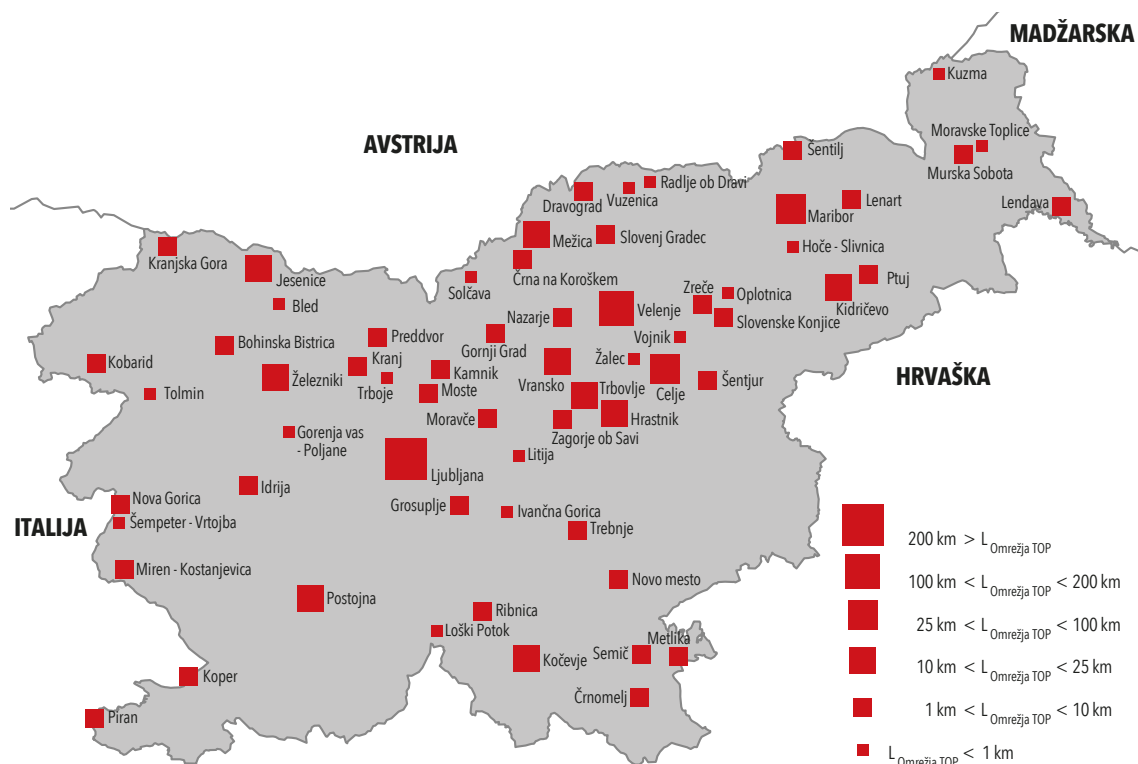
7.2 Distribucijski sistemi toplote

Oskrba s toploto iz distribucijskih sistemov toplote se je v letu 2017 izvajala iz 93 distribucijskih sistemov v 64 od 212 slovenskih občin. Skupna dolžina distribucijskih sistemov je znašala 893,2 kilometra. V obliki izbirne javne gospodarske službe je oskrbo s toploto izvajalo 37 distributerjev v 49 slovenskih občinah, v devetih se je oskrba izvajala kot tržna dejavnost in v 15 v obliki oskrbe iz lastniških distribucijskih sistemov. Lastniški distribucijski sistemi na območju občin Kranj, Koper, Maribor in Žalec sodijo med večje distribucijske sisteme za oskrbo gospodinjstev in poslovnih odjemalcev, saj so oskrbovali kar 10.053 odjemalcev, od tega 9931 gospodinjstev.

Distribucijski sistemi, katerih dejavnost distribucije toplote se je izvajala v obliki izbirne lokalne gospodarske javne službe, so zagotavljali toploto 89,3 % odjemalcev toplote, ki so bili v letu 2017 oskrbovani iz sistemov daljinskega ogrevanja, delež prenesene toplote pa je znašal 93,6 %.

Večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja sta le v Mestni občini Velenje in Mestni občini Kranj s skupno dolžino 1,5 kilometra.

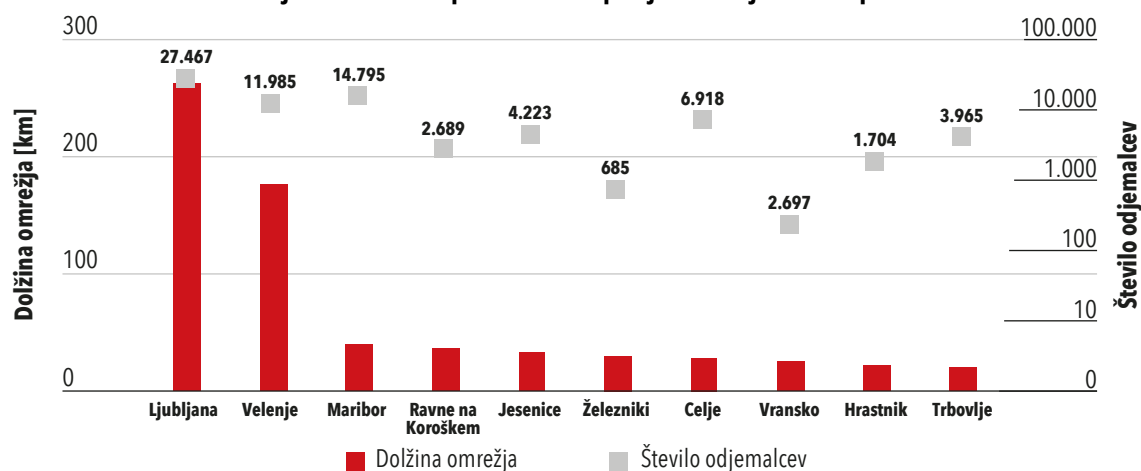
Slika 161: Distribucijski sistemi toplote v slovenskih občinah glede na dolžino omrežij



Vir: agencija

Dolžine desetih največjih distribucijskih sistemov za oskrbo s toploto in število odjemalcev toplote v letu 2017 prikazuje slika 162.

Slika 162: Dolžina distribucijskih sistemov toplote in število priključenih odjemalcev v posameznih občinah



Vir: agencija

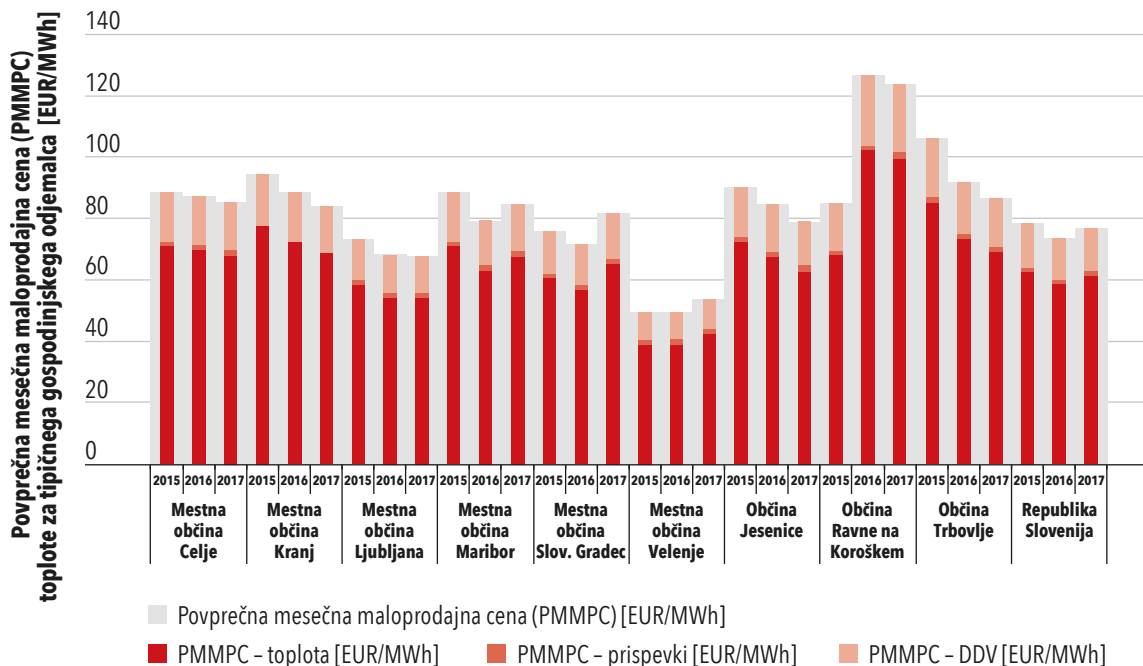
7.3 Cena toplote

Povprečna cena toplote je določena kot povprečna mesečna maloprodajna cena oskrbe s toploto za namene ogrevanja stanovanjskih prostorov in pripravo sanitarne tople vode v izbranih slovenskih občinah na podlagi javno objavljenih cenikov distributerjev toplote za leto 2017 za značilnega gospodinjkega odjemalca toplote večstanovanjske stavbe z letno obračunsko močjo 7 kW in povprečno letno porabo 6,21 MWh.

V prikaz povprečne cene toplote je zajeta predana toplota gospodinjstvom odjemalcem v izbranih slovenskih občinah, ki je v letu 2017 predstavljala 87,2 % celotne predane toplote tem odjemalcem iz vseh distribucijskih sistemov. Distribucijski sistemi v izbranih slovenskih občinah so v tem letu toploto dobavljali 71,1 % vseh oskrbovanih gospodinjstvom odjemalcev na območju Slovenije.

Povprečne maloprodajne cene toplote v omenjenih izbranih slovenskih občinah so prikazane na sliki 163. Izračunane so kot povprečje maloprodajnih mesečnih cen za značilnega gospodinjkega odjemalca toplote v večstanovanjski stavbi v posamezni izbrani občini, prikazana pa je tudi utežna povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za celotno območje Slovenije, utežena s številom oskrbovanih gospodinjstvom odjemalcev. S slike je razvidno, da se je povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za gospodinjstvom odjemalce glede na leto prej v povprečju povečala za 4,6 %. Dvig maloprodajnih cen je bil zabeležen na območjih Mestne občine Maribor (6,9 %), Mestne občine Velenje (8,8 %) in Mestne občine Slovenj Gradec (14,2 %). V drugih občinah se je povprečna mesečna maloprodajna cena znižala od 0,3 do 6,5 %.

Slika 163: Gibanja povprečne maloprodajne cene daljinske toplote za gospodinjstvom odjemalce v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2015–2017



Vir: agencija

7.4 Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje

Agencija je na podlagi EZ-1 zavezana izvajati reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje. Reguliranje izvaja na podlagi veljavnega Akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje. Zavežanci za regulacijo so distributerji toplote, ki izvajajo izbirno lokalno gospodarsko javno službo distribucije toplote, in proizvajalci toplote, ki dobavljajo distributerjem toplote več kot 30 % predvidenih distribuiranih količin toplote ali so z njimi lastniško povezani. Zavežanci za regulacijo morajo pridobiti soglasje agencije k izhodiščni ceni toplote za posamezni distribucijski sistem oziroma za dobavo toplote. Izhodiščno ceno oblikujejo skladno z merili in izhodišči, določenimi v aktu.

V letu 2017 je agencija obravnavala pet zahtev za izdajo soglasja k izhodiščni ceni toplote, ki zaradi razlogov na strani zavezancev niso bile rešene v letu 2016. Pri tem je k dvema zahtevama izdala soglasje, tri zahteve pa zavrnila. V letu 2017 je prejela in obravnavala osem zahtev za izdajo soglasja, med katerimi so bile štiri zahteve za izdajo soglasij k novim distribucijskim sistemom. Od prejetih zahtev je izdala štiri soglasja, ki so veljavna v letu 2018, štiri zahteve pa so zaradi razlogov na strani zavezancev konec leta 2017 ostale nerešene. Skupaj je bilo ob koncu leta veljavnih 53 soglasij k izhodiščnim cenam toplote, ki se nanašajo na devet soglasij reguliranih proizvajalcev toplote, 41 soglasij distributerjev z lastno proizvodnjo toplote in tri soglasja distributerjev.

Spremljanje in analiziranje prejetih obvestil o spremembah izhodiščnih cen toplote je pomemben dejavnik pri presoji ustreznosti predlagane izhodiščne in povprečne cene v zahtevi za izdajo soglasja k izhodiščni ceni toplote. V letu 2017 je agencija prejela 117 obvestil o prilagajanju variabilnega dela izhodiščne cene in eno obvestilo o prilagajanju fiksnega dela izhodiščne cene. Spremenjene izhodiščne cene toplote so se nanašale predvsem na spremenjeno ceno energenta za proizvodnjo toplote. Agencija je spremljala in analizirala spremembe izhodiščnih cen toplote zaradi spremembe upravičenih stroškov, nadzirala pa je tudi način obračunavanja toplote in objavo tarifnih postavk toplote.

7.5 Ločitev dejavnosti

Distributerji, ki izvajajo gospodarsko javno službo in ki poleg dejavnosti distribucije toplote opravljajo tudi druge dejavnosti, morajo skladno z računovodskimi standardi voditi ločene računovodske evidences in v pojasnilih k računovodskim izkazom razkriti ločene računovodske izkaze za dejavnosti distribucije toplote, proizvodnje toplote in druge dejavnosti. V ta namen morajo v svojih notranjih aktih opredeliti sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov in odhodkov ter prihodkov, ki jih upoštevajo pri vodenju računovodskih evidences in pripravi ločenih računovodskih izkazov, ter jih v celoti razkriti v pojasnilih k računovodskim izkazom. Ustreznost in pravilnost uporabe sodil mora letno revidirati revizor, ki o tem poda posebno poročilo.

SEZNAM SLIK

Slika 1:	Lastniška struktura proizvajalcev električne energije z inštalirano močjo več kot 10 MW – stanje maj 2018	9
Slika 2:	Lastniška struktura dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina – stanje maj 2018	10
Slika 3:	Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2017 v GWh	14
Slika 4:	Prevzem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2013–2017	16
Slika 5:	Deleži primarnih virov energije v obdobju 2013–2017	17
Slika 6:	Število gospodinjstev odjemalcev v obdobju 2013–2017	18
Slika 7:	Poraba električne energije v obdobju 2013–2017	22
Slika 8:	Skupna in povprečna poraba gospodinjstev odjemalcev z enotarifnim in dvotarifnim odjemom električne energije v letih 2013–2017	23
Slika 9:	Proizvodnja, poraba in uvozna odvisnost oskrbe z električne energije v obdobju 2010–2017	23
Slika 10:	Ocena dodatno proizvedene električne energije pri izvedbi vseh izbranih projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru dveh javnih pozivov	30
Slika 11:	Skupna inštalirana električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2010–2017	32
Slika 12:	Proizvedena električna energija v obdobju 2010–2017, za katero so bile proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo, izplačane podpore	33
Slika 13:	Vrednost izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010–2017	34
Slika 14:	Razmerje med deležem izplačanih sredstev za podpore in proizvedeno količino električne energije glede na vir energenta v obdobju 2010–2017	34
Slika 15:	Povprečni stroški za izplačane podpore na enoto proizvodnje glede na vir energije v obdobju 2014–2017	35
Slika 16:	Spremembe vrednosti prispevkov posameznih odjemnih skupin končnih odjemalcev električne energije v obdobju 2010–2017	36
Slika 17:	Delež prispevka OVE in SPTE v končni ceni električne energije gospodinjstevskega odjemalca, doseženi v letu 2017, pri 3500 kWh letnega odjema	37
Slika 18:	Povprečne dnevne vrednosti osnovnih cen odstopanj C'+ in C'- ter indeksa SIPX v letu 2017	41
Slika 19:	Skupna odstopanja v slovenskem elektroenergetskem sistemu v letu 2017	42
Slika 20:	Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017	44
Slika 21:	Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017	44
Slika 22:	Parameter MAIFI v obdobju 2013–2017	45
Slika 23:	Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017	45
Slika 24:	Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2013–2017	46
Slika 25:	Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2013–2017	49
Slika 26:	Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2013–2017	49
Slika 27:	Ocena investicijskih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2017–2026	50
Slika 28:	Naložbe sistemskega operaterja in distribucijskega operaterja skupaj	51
Slika 29:	Investicije sistemskega operaterja v letu 2017	52
Slika 30:	Investicije distribucijskega operaterja v letu 2017	52
Slika 31:	Trend uvajanja naprednih merilnih naprav	53
Slika 32:	Srednja vrednost porabe električne energije pilotnih odjemalcev Elektro Celje 19. oktobra 2017, dogodek KKT med 19.15 in 20.15, v primerjavi z enako velikimi, naključno izbranimi kontrolnimi skupinami	58
Slika 33:	Potek dnevne obremenitve pilotnih odjemalcev Elektro Maribor na dan aktivacij (7. in 21. februar 2018) v primerjavi s kontrolnim dnevom (14. februar 2018)	59

Slika 34: Struktura upravičenih stroškov systemskega operaterja	62
Slika 35: Struktura upravičenih stroškov distribucijskega operaterja	62
Slika 36: Gibanje omrežnine za gospodinski odjem v obdobju 2011–2018	64
Slika 37: Gibanje omrežnine za poslovni odjem v obdobju 2011–2018	64
Slika 38: Gibanje povprečne cene MPZ v smeri iz Avstrije v Italijo v obdobju 2013–2017	67
Slika 39: Gibanje povprečne cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2013–2017	71
Slika 40: Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2013–2017	72
Slika 41: Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2017	73
Slika 42: Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2017	73
Slika 43: Analiza doseženih cen med borznima trgoma BSP SouthPool in GME v letu 2017	74
Slika 44: Gibanje števila predanih emisijskih kuponov za vsa tri trgovalna obdobja v obdobju 2005–2017	75
Slika 45: Gibanje cene emisijskih kuponov (European Emission Allowances Futures – EUA) na borzi EEX (nakup v letu 2017 za leto 2018)	76
Slika 46: Status vlog registracije tržnih udeležencev v Sloveniji ob koncu leta 2017	77
Slika 47: Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb v letu 2017	78
Slika 48: Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb po mesecih za leto 2017	79
Slika 49: Trend gibanja indeksa Churn ratio po letih v obdobju 2011–2017	79
Slika 50: Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2017	80
Slika 51: Delež trgovcev na slovenski borzi v letu 2017 glede na trgovano količino	82
Slika 52: Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2013–2017	84
Slika 53: Maloprodajni indeksi cen v obdobju 2015–2017	85
Slika 54: Primerjava cene zelene energije in ostale energije na maloprodajnem trgu v Sloveniji za značilnega gospodinskega odjemalca (Dc – 3500 kWh na leto) v obdobju 2015–2017	86
Slika 55: Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ponudbo na trgu oziroma ponudbo na podlagi rednih cenikov	86
Slika 56: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinskega odjemalca (Dc – od 2.500 do 5.000 kWh na leto) v obdobju 2015–2017	87
Slika 57: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v Sloveniji v obdobju 2015–2017	88
Slika 58: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh (lb) v državah EU in Sloveniji za leto 2017 v EUR/MWh	89
Slika 59: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh (le) v državah EU in Sloveniji za leto 2017 v EUR/MWh	89
Slika 60: Število izvedenih primerjav letnih stroškov na podlagi ponudb, ki temeljijo na rednih cenikih	92
Slika 61: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v letu 2017 glede na leto 2016	94
Slika 62: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2017 glede na leto 2016	95
Slika 63: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem gospodinskim odjemalcem v letu 2017 glede na leto 2016	96
Slika 64: Gibanje tržnih deležev dobaviteljev električne energije gospodinskim odjemalcem v obdobju 2015–2017	96
Slika 65: Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2015–2017	97
Slika 66: Število menjav dobavitelja v obdobju 2013–2017	97
Slika 67: Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2017 glede na tip odjema	98
Slika 68: Količine zamenjane energije glede na tip odjema v letih 2016 in 2017	99

Slika 69: Količine zamenjane energije glede na tip odjema in število menjav dobavitelja v obdobju 2013–2017	99
Slika 70: Končno povečanje ali zmanjšanje števila odjemalcev v letu 2017 glede na velikost tržnega deleža dobaviteljev v letu 2016	100
Slika 71: Končno povečanje ali zmanjšanje števila odjemalcev v letu 2017 glede na velikost tržnega deleža dobaviteljev v letu 2016	101
Slika 72: Pridobivanje odjemalcev po mesecih pri dobaviteljih, ki so v letu 2017 pridobili največ odjemalcev	101
Slika 73: Prezem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju v obdobju 2013–2017	105
Slika 74: Inštalirane moči na pragu proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema ter razmerje razpoložljive in konične moči na prenosnem omrežju v obdobju 2013–2017	106
Slika 75: Nedobavljena energija na prenosnem sistemu glede na vzrok	107
Slika 76: Presežki in primanjkljaji električne energije na prenosnem omrežju v obdobju 2013–2017	107
Slika 77: Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah zemeljskega plina v GWh	110
Slika 78: Prenesene količine zemeljskega plina v obdobju 2013–2017	111
Slika 79: Skupna in povprečna poraba poslovnega odjemalca ter število odjemalcev na prenosnem sistemu zemeljskega plina v obdobju 2008–2017	112
Slika 80: Poraba zemeljskega plina za lastno rabo in prenesene količine	112
Slika 81: Distribucijski sistemi zemeljskega plina glede na distribuirano količino	113
Slika 82: Poraba odjemalcev na distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih glede na tip odjema in število aktivnih odjemalcev v obdobju 2013–2017	114
Slika 83: Dolžina omrežja distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov ter število aktivnih odjemalcev v obdobju 2013–2017	114
Slika 84: Število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2013–2017	115
Slika 85: Delež porabljenega zemeljskega plina iz distribucijskih sistemov za gospodinske in negospodinske odjemalce	116
Slika 86: Skupna in povprečna poraba gospodinskega odjemalca na distribucijskih sistemih	116
Slika 87: Skupna in povprečna poraba negospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih	117
Slika 88: Poraba stisnjene zemeljskega plina (CNG) v prometu v obdobju 2011–2017	118
Slika 89: Prodaja utekočinjenega zemeljskega plina v obdobju 2011–2017	118
Slika 90: Distribuirane količine drugih energetskih plinov v letu 2017 po distributerjih	119
Slika 91: Neto odstopanja nosilcev bilančnih skupin in trgovane količine na trgovni platformi	120
Slika 92: Uspešnost izravnave dnevnih odstopanj in uravnoveženja prenosnega sistema	121
Slika 93: Bilančne razlike po mesecih v letu 2017	121
Slika 94: Absolutna vrednost bilančnih razlik v GWh in relativna vrednost v odstotkih v obdobju 2013–2017	122
Slika 95: Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi	123
Slika 96: Prodane zmogljivosti in sklenjene pogodbe na sekundarnem trgu v letu 2017	123
Slika 97: Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina v obdobju 2005–2017	124
Slika 98: Prenosni sistem zemeljskega plina v decembru 2017	125
Slika 99: Trend izgradnje novih plinovodov in stroški naložb v obdobju 2013–2017	126
Slika 100: Dolžina novih distribucijskih omrežij v obdobju 2013–2017	126
Slika 101: Struktura upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema	129
Slika 102: Struktura upravičenih stroškov operaterjev distribucijskih sistemov	129
Slika 103: Letni znesek omrežnine za distribucijo za manjše gospodinske odjemalce – D1 (3.765 kWh) v obdobju 2013–2017	131
Slika 104: Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (32 MWh) v obdobju 2013–2017	132
Slika 105: Letni znesek omrežnine za distribucijo za velike gospodinske odjemalce – D3 (215 MWh) v obdobju 2013–2017	132
Slika 106: Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 (8.608 MWh) v obdobju 2013–2017	132

Slika 107: Četrletne tehnične zmogljivosti na vseh mejnih vstopnih točkah in prenesene količine zemeljskega plina v Slovenijo v obdobju 2013–2017	134
Slika 108: Četrletne tehnične zmogljivosti na vseh mejnih izstopnih točkah in prenesene količine zemeljskega plina iz Slovenije v obdobju 2013–2017	134
Slika 109: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Ceršak v letu 2017	135
Slika 110: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Šempeter v letu 2017	135
Slika 111: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Šempeter v letu 2017	136
Slika 112: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Rogatec v letu 2017	136
Slika 113: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni vstopni točki Ceršak v obdobju 2015–2017	137
Slika 114: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni vstopni točki Šempeter v obdobju 2015–2017	137
Slika 115: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni izstopni točki Šempeter v obdobju 2015–2017	138
Slika 116: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni izstopni točki Rogatec v obdobju 2015–2017	138
Slika 117: Viri zemeljskega plina v obdobju 2014–2017	140
Slika 118: Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb	140
Slika 119: Koncentracija veleprodajnega trga z zemeljskim plinom	141
Slika 120: Trgovanje v virtualni točki (prosti trg)	142
Slika 121: Trgovanje na trgovni platformi (izravnalni trg)	143
Slika 122: Tehtana povprečna cena na trgovni platformi (izravnalni trg) in vrednosti CEGHIX	143
Slika 123: Število dobaviteljev zemeljskega plina v Sloveniji v obdobju 2013–2017	144
Slika 124: Maloprodajni indeks cen in nekatere značilne cene zemeljskega plina brez omrežnine, dajatev in DDV v obdobju 2015–2017	145
Slika 125: Končna cena zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2016 in 2017	146
Slika 126: Končne cene zemeljskega plina za značilnega gospodinskega odjemalca D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in posamezne države EU v letih 2016 in 2017	146
Slika 127: Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2016 in 2017	147
Slika 128: Končna cena zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilnega industrijskega odjemalca I3 za Slovenijo in posamezne države EU v letih 2016 in 2017	147
Slika 129: Struktura končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v obdobju 2015–2017	148
Slika 130: Struktura končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v obdobju 2015–2017	148
Slika 131: Potencialni prihranki stroškov oskrbe v primeru zamenjave produkta dobave pri značilnem gospodinskem odjemalcu v obdobju 2015–2017	149
Slika 132: Spremembe tržnih deležev v letu 2017 glede na leto 2016	151
Slika 133: Tržni deleži treh največjih dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom in število vseh dobaviteljev v obdobju 2013–2017	152
Slika 134: Spremembe tržnih deležev na trgu z zemeljskim plinom vseh gospodinskih odjemalcev v letu 2017 glede na leto 2016	153
Slika 135: Sprememba tržnih deležev na trgu poslovnih odjemalcev zemeljskega plina v letu 2017 glede na leto 2016	154
Slika 136: Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2013–2017	154
Slika 137: Dinamika menjav dobavitelja v letih 2016 in 2017 glede na tip odjema	155
Slika 138: Količine zamenjanega plina glede na tip odjema v letih 2016 in 2017	156
Slika 139: Količine zamenjanega plina in število menjav dobavitelja glede na tip odjema v letih 2016 in 2017	156

Slika 140: Število pritožb gospodinskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zoper dobavitelje v letu 2017 po vsebinskih razlogih	163
Slika 141: Število pritožb gospodinskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina na dobavitelje v obdobju 2013–2017	164
Slika 142: Skupno število prejetih pritožb gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina na operaterje distribucijskih sistemov v obdobju 2013–2017	164
Slika 143: Pritožbe gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina v letu 2017 glede na vsebino pritožbe	165
Slika 144: Odločanje agencije v sporih in o pritožbah s področja električne energije v letu 2017	165
Slika 145: Sprejete odločitve v sporih in pritožbah v letu 2017	166
Slika 146: Odločitve agencije v postopkih nadzora	167
Slika 147: Primerjava obveznega in doseženega prihranka energije zavezancev v obdobju 2015–2017	170
Slika 148: Deleži prodane energije v letu 2016 in deleži doseženih prihrankov energije glede na vir energenta v letu 2017	171
Slika 149: Deleži doseženih prihrankov energije po posameznih ukrepih v letu 2017	173
Slika 150: Prihranki energije po sektorjih v letih 2016 in 2017 v GWh	173
Slika 151: Osnovni podatki o proizvedeni in distribuirani toploti za oskrbo odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme v letu 2017 v GWh	176
Slika 152: Distribuirana toplota in število odjemalcev v obdobju 2013–2017	177
Slika 153: Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število	178
Slika 154: Struktura primarnih energentov pri proizvodnji toplote	178
Slika 155: Struktura primarnih energentov v obdobju 2014–2017	179
Slika 156: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote v SPT in drugih tehnoloških procesih	179
Slika 157: Porabljen toplota in število oskrbovanih gospodinskih odjemalcev pri največjih distributerjih toplote	180
Slika 158: Porabljen toplota in število poslovnih in drugih odjemalcev pri največjih distributerjih toplote poslovnim in drugim odjemalcem	180
Slika 159: Porabljen toplota in število industrijskih odjemalcev pri največjih distributerjih toplote industrijskim odjemalcem	181
Slika 160: Distribucijski sistemi toplote glede na letno predano toploto v slovenskih občinah	182
Slika 161: Distribucijski sistemi toplote v slovenskih občinah glede na dolžino omrežij	183
Slika 162: Dolžina distribucijskih sistemov toplote in število priključenih odjemalcev v posameznih občinah	183
Slika 163: Gibanja povprečne maloprodajne cene daljinske toplote za gospodinske odjemalce v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2015–2017	184

SEZNAM TABEL

Tabela 1: Prezem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v letih 2016 in 2017	15
Tabela 2: Primarni viri za proizvodnjo električne energije v letu 2017	16
Tabela 3: Število končnih odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v letih 2016 in 2017	17
Tabela 4: Število končnih odjemalcev električne energije v letu 2017 glede na način priključitve	18
Tabela 5: Inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije v Sloveniji v letu 2017	19
Tabela 6: Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo	21
Tabela 7: Poraba električne energije v letih 2016 in 2017	22
Tabela 8: Doseženi cilji na področju OVE v obdobju 2005–2016 in ocena za leto 2017	24
Tabela 9: Pregled na javni poziv prijavljenih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije	28
Tabela 10: Pregled na javnem pozivu iz decembra 2016 izbranih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije	28
Tabela 11: Pregled na javnem pozivu iz februarja 2017 izbranih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije	29
Tabela 12: Primerjava najnižjih ponujenih cen električne energije med izbranimi projekti nekaterih tehnologij v okviru javnih pozivov ter referenčnih stroškov proizvodnje električne energije istih tehnologij (RSEE) po in pred spremembo podporne sheme OVE in SPTE	31
Tabela 13: Število proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in dinamika njihove vključitve (večina pod pogoji, ki so veljali pred uveljavitvijo EZ-1)	32
Tabela 14: Vrednosti prispevkov na fosilne energente, določene v letu 2014	36
Tabela 15: Pregled produktov pozitivne terciarne rezerve za leto 2017	39
Tabela 16: Rezultati dražbe za zakup rezerve za terciarno regulacijo za leto 2017	39
Tabela 17: Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in regulacijskega območja Slovenije v obdobju 2013–2017	42
Tabela 18: Razpon vrednosti parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2015–2017	47
Tabela 19: Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v letu 2017	48
Tabela 20: Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2017	53
Tabela 21: Pregled načinov dodeljevanja medobmočnih prenosnih zmogljivosti (MPZ) ob koncu leta 2017 po mejah	65
Tabela 22: Pregled dodeljenih količin MPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah	66
Tabela 23: Gibanje razlike v cenah na borzah in povprečnih cen MPZ v obdobju 2013–2017	67
Tabela 24: Stopnja uporabe MPZ v obdobju 2013–2017	68
Tabela 25: Primerjava ocenjene tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, s povprečno letno urno ceno električne energije na borzi BSP SouthPool	75
Tabela 26: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v Sloveniji v letu 2017	93
Tabela 27: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2017	94
Tabela 28: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem gospodinjiskim odjemalcem v letu 2017	95
Tabela 29: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem omrežju v času do leta 2026	105
Tabela 30: Število odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v letih 2016 in 2017	111
Tabela 31: Trgovanje s prenosnimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu	122
Tabela 32: Parametri priključevanja in izvedenih vzdrževalnih del v obdobju 2015–2017	128
Tabela 33: Dražbe zagotovljenih zmogljivosti v letu 2017	133

Tabela 34: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom	141
Tabela 35: Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom v letu 2017	151
Tabela 36: Tržni deleži dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh gospodinjskih odjemalcev v letu 2017	152
Tabela 37: Tržni deleži dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh poslovnih odjemalcev v letu 2017	153
Tabela 38: Število odklopov gospodinjskih odjemalcev električne energije zaradi neplačila v obdobju 2013–2017	163
Tabela 39: Število odklopov gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina zaradi neplačila v obdobju 2013–2017	163
Tabela 40: Prihranki energije po ukrepih v obdobju 2015–2017 v GWh	172

SEZNAM KRATIC IN OKRAJŠAV

ACER	Agencija za sodelovanje energetskih regulatorjev (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
agencija	Agencija za energijo
AREDOP	Aktivno reguliranje energetskih dejavnosti in omrežij prihodnosti
B2B	Medpodjetniško elektronsko poslovanje (angl. Business to Business)
B2C	Elektronsko poslovanje s strankami (angl. Business to Consumer)
BDP	Bruto domači proizvod
Borzen	Borzen, operater trga z električno, d.o.o.
BS	Bilančna skupina
BSP	BSP, Energetska Borza, d.o.o., Southpool
C+ in C-	Osnovna cena odstopanj
CEER	Svet evropskih regulatorjev (Council of European Energy Regulators)
CEGH	Central European Gas Hub AG Vienna; (borzni indeks)
CEREMP	Centralised European Registry for Energy Market Participants
CIM	Common Information Model (IEC 61970-3XX)
CNG	Compressed natural gas – Stisnjen zemeljski plin
ČE	Črpalna elektrarna
DDV	Davek na dodano vrednost
DSM	Demand Side Management
DV	daljnovid
ebIX	European forum for energy Business Information eXchange
EEX	Nemška borza električne energije (European Energy Exchange AG, Leipzig)
EDP	Elektrodistribucijsko podjetje
EIC	Energy Identification Code
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EU	Evropska unija
EXAA	Energy Exchange Austria
EZ-1	Energetski zakon, Uradni list RS, št. 17/14 (EZ-1)
GJS	Gospodarska javna služba
GME	Gestore Mercati Energetici, italijanska borza
GS1	Globalni jeziki poslovanja (http://www.gs1.org)
HE	Hidroelektrarna HEP Hrvatska elektroprivreda d.d.
HHI	Herfindahl-Hirschmanov indeks koncentracije trga HOPS Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.
HUPX	Hungarian Power Exchange
IPET	Sekcija za izmenjavo podatkov na energetskem trgu
JA0	Joint Allocation Office (dražbena hiša)
KT	Konična tarifa
LNG	Liquefied natural gas
MAIFI	Indeks trenutne povprečne frekvence prekinitev napajanja
MPI	Maloprodajni indeks cen
MPZ	Medobmočne prenosne zmogljivosti
MRP	Merilno-regulacijska postaja
MT	Manjša tarifa
MzI	Ministrstvo za infrastrukturo
NEK	Nuklearna elektrarna Krško, d.o.o.
NN	Nizka napetost
NS	Nižja sezona
OVE	Obnovljivi viri energije
P	Električna moč
PoI	Potrdilo o izvoru
RECS	Sistem certifikatov električne energije iz obnovljivih virov
REMIT	Uredba o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga
RRM	Registered Reporting Mechanism
RTP	Razdelilno-transformatorska postaja
SAIDI	Indeks povprečnega trajanja prekinitev napajanja v sistemu
SAIFI	Indeks povprečne frekvence prekinitev napajanja v sistemu
SN	Srednja napetost
SIPX	Slovenski borzni indeks – Slovenian Price Index
SPT	Soproizvodnja toplote in električne energije
SURS	Statistični urad Republike Slovenije
T	Letne obratovalne ure
TE	Termoelektrarna
TP	Transformatorska postaja
TOE	Tona ekvivalenta nafte
UNP	Utekočinjen naftni plin
UZP	Utekočinjen zemeljski plin
VN	Visoka napetost
VS	Višja sezona
VT	Višja tarifa
ZDS	Zaprta distribucijski sistem



Agencija za energijo

AGENCIJA ZA ENERGIJO	
Strossmayerjeva 30, 2000 Maribor	p. p. 1579
Telefon: [02] 234 03 00	Telefaks: [02] 234 03 20
www.agen-rs.si	info@agen-rs.si

Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2017
Junij 2018
Oblikovanje in prelom: Studio 8

