

POROČILO O
STANJU NA PODROČJU
ENERGETIKE V SLOVENIJI



20
18

POROČILO O
STANJU NA PODROČJU
ENERGETIKE V SLOVENIJI
2018



1	Uvod	4
2	Električna energija	8
2.1	Elektroenergetska bilanca	8
2.1.1	Proizvodnja električne energije	13
2.1.2	Poraba električne energije	16
2.1.3	Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	18
2.2	Obnovljivi viri in soproizvodnja	19
2.2.1	Podporna shema OVE in SPTE	20
2.2.1.1	Izbrani projekti proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov	21
2.2.1.2	Proizvodne naprave, vključene v podporno shemo OVE in SPTE, ter njihova skupna nazivna električna moč	25
2.2.1.3	Proizvedena količina električne energije v podporni shemi	26
2.2.1.4	Izplačane podpore	27
2.2.1.5	Stroški podporne sheme in obremenitev končnih odjemalcev s prispevkom za zagotavljanje podpor	28
2.2.2	Samooskrba z električno energijo iz obnovljivih virov	30
2.3	Reguliranje omrežnih dejavnosti	31
2.3.1	Ločitev dejavnosti	31
2.3.2	Tehnične storitve operaterjev	32
2.3.2.1	Zagotavljanje sistemskih storitev	32
2.3.2.2	Izravnavna odstopanj in bilančni obračun	34
2.3.2.3	Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe	37
2.3.2.4	Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja	44
	ŠTUDIJA PRIMERA: Družbeni in tehnični pogledi na zaključek prvih pilotnih projektov prilagajanja odjema z uporabo dinamičnega tarifiranja	50
2.3.3	Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja	58
2.3.3.1	Določanje omrežnine	58
2.3.3.2	Obračunavanje omrežnine	61
2.3.4	Dodeljevanje in uporaba medobmočnih prenosnih zmogljivosti	62
2.3.5	Skladnost z zakonodajo	67
2.4	Spodbujanje konkurence	68
2.4.1	Veleprodajni trg	68
2.4.1.1	Cene električne energije	68
2.4.1.2	Preglednost trga	74
2.4.1.3	Učinkovitost trga	76
2.4.2	Maloprodajni trg	80
2.4.2.1	Cene	82
2.4.2.2	Preglednost	87
2.4.2.3	Učinkovitost trga	89
	ŠTUDIJA PRIMERA: Analiza konkurenčnosti maloprodajnega trga na podlagi sestavljenega kazalnika	94
2.4.2.4	Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence	100
2.5	Zanesljivost oskrbe z električno energijo	101
2.5.1	Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo	102
2.5.2	Spremljanje naložb v proizvodne zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe	102
2.5.3	Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije	103
3	Zemeljski plin	108
3.1	Bilanca oskrbe s plinom	108
3.1.1	Prenos zemeljskega plina	109
3.1.2	Distribucija zemeljskega plina	111
3.1.3	Uporaba stisnjenega in utekočinjenega zemeljskega plina ter drugih energetskih plinov iz distribucijskih sistemov	116

3.1.3.1	Stisnjen zemeljski plin v prometu	116
3.1.3.2	Utekočinjen zemeljski plin	117
3.1.3.3	Drugi energetske plini iz distribucijskih sistemov	118
3.2	Reguliranje omrežnih dejavnosti	118
3.2.1	Ločitev dejavnosti	118
3.2.2	Tehnične storitve operaterjev	119
3.2.2.1	Izravnavna odstopanj	119
3.2.2.2	Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi	123
3.2.2.3	Prognostiranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov zemeljskega plina	124
3.2.2.4	Večletni razvoj plinovodnega omrežja	124
3.2.2.5	Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe	126
3.2.3	Omrežnine za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina	128
3.2.3.1	Določitev omrežnine	128
3.2.3.2	Obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina	130
3.2.3.3	Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina	131
3.2.4	Zmogljivosti na mejnih točkah	133
3.2.5	Skladnost z zakonodajo	137
3.3	Spodbujanje konkurence	137
3.3.1	Veleprodajni trg	137
3.3.1.1	Preglednost trga	139
3.3.1.2	Učinkovitost trga	139
3.3.2	Maloprodajni trg	142
3.3.2.1	Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu	142
3.3.2.2	Preglednost trga	147
3.3.2.3	Učinkovitost trga	148
ŠTUDIJA PRIMERA:	Analiza vzrokov za ohlajanje trga zemeljskega plina na segmentu gospodinjskih odjemalcev	155
3.3.2.4	Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence	156
3.4	Zanesljivost oskrbe z zemeljskim plinom	157
4	Varstvo odjemalcev	160
4.1	Pravica do obveščeniosti	160
4.2	Pravica do nujne oskrbe	161
4.3	Pravica do pritožbe in reševanje sporov pri dobaviteljih	162
4.4	Pravica do varstva v upravnem postopku	163
4.5	Pravica do varne, zanesljive in kakovostne dobave	164
4.6	Nadzor nad izvajanjem predpisov s področja trga z električno energijo in zemeljskim plinom	165
5	Učinkovita raba energije	168
5.1	Sistem obveznega doseganja prihrankov energije	168
5.1.1	Prihranki končne energije	168
6	Toplota	176
6.1	Oskrba s toploto	176
6.2	Distribucijski sistemi toplote	181
6.3	Cena toplote	184
6.4	Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje	185
6.5	Ločitev dejavnosti	185
7	Lastniška povezanost energetskih podjetij	186
8	Seznam slik	189
9	Seznam tabel	194
10	Seznam kratic in okrajšav	195

UVOD

Slovenija je glede uspešnosti pri zagotavljanju varnega in cenovno dostopnega elektroenergetskega sistema, ki upošteva tudi načela okoljske trajnosti, po oceni Svetovnega energetskega sveta za leto 2018 uvrščena na visoko šesto mesto, z vidika energetske varnosti pa celo na drugo mesto.

Veliko izzivov in s tem povezanih ukrepov pa nas za prehod na čisto energijo in povečevanje deleža obnovljivih virov v bruto končni rabi energije še čaka. Evropska unija ima v svetu vodilno vlogo pri razogljčenju družbe in to vlogo želi ohraniti tudi v prihodnje. Temu primerni in ambiciozni so njeni cilji, ki so seveda zavezujoči tudi za Slovenijo. Obnovljivi viri energije za doseganje zavez ostajajo ključni dejavnik.

V Sloveniji je bil delež električne energije iz obnovljivih virov v bruto končni rabi električne energije v letu 2018 za 3,4 odstotne točke višji kot leta 2005. K temu pomembno pripomore tudi podpora shema, v katero je od leta 2009 vključenih že več kot 2500 proizvajalcev s skupaj 3859 proizvodnimi napravami na obnovljive vire in za soproizvodnjo toplote in električne energije s skupno nazivno močjo 412 MW, med katerimi prevladujejo sončne elektrarne. Tudi rezultati izvedenih javnih pozivov za vstop v podporno shemo po konkurenčnem postopku kažejo na velik interes vlagateljev in razvoj tega področja v prihodnje. Izbranih je bilo že 266 projektov, med katerimi je načrtovanih veliko proizvodnih naprav, ki bodo izkoriščale energijo vetra, ob tem pa so zaskrbljujoče težave pri umeščanju teh objektov v prostor. Hitro naraščajoč trend kažejo tudi vlaganja gospodinjskih odjemalcev v proizvodne naprave za samooskrbo.

Intenziven tehnološki razvoj, povečana raba električne energije in vključevanje razpršene proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov spreminjajo tako delovanje elektroenergetskih sistemov kot tudi energetskega trga. Na ravni EU so bili januarja letos sprejeti še zadnji zakonodajni akti iz svežnja Čista energija za vse Evropejce, ki poleg poveče-

vanja deleža obnovljivih virov v končni rabi energije izpostavlja tudi večjo vlogo odjemalca. Ta postaja aktiven v procesih proizvodnje in hranjenja električne energije ter v neposredni udeležbi na trgu s prožnostjo. Brez dvoma bodo potrebne tudi naložbe v omrežja, predvsem distribucijska. A če resnično želimo s preходом na čisto energijo doseči širše družbene koristi, je treba to narediti stroškovno učinkovito ter, vsaj pri kratko- in srednjeročnih okvirih, obvezno upoštevati potencial prožnosti. Navedeno zagotovo zahteva spremembo miselnosti, predvsem pri vodenju in načrtovanju omrežij. Ključna pri tem sta tehnološki razvoj in digitalizacija. Agencija je zato v letu 2018 vzpostavila nov regulativni okvir, ki še dodatno podpira razvoj trga, prilagajanje odjema ter spodbuja inoviranje in vlaganje v nove tehnološke rešitve s ciljem večje učinkovitosti uporabe elektroenergetskih omrežij.

Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in elektrarnah na druge obnovljive vire v Sloveniji je v letu 2018 znašal 34,5 % oziroma skoraj pet odstotnih točk več kot leto prej. Preostali del k skupni proizvodnji električne energije v Sloveniji so prispevale elektrarne na fosilna goriva in Nuklearna elektrarna Krško. Pokritost porabe električne energije z domačo proizvodnjo je bila 1,7 % večja kot leto prej in je znašala 84,6 %, pri čemer raven domače proizvodnje ne odraža neposredno skupnega domačega potenciala proizvodnih objektov, temveč je v večji meri posledica strukture proizvodnih virov oziroma tehnologij, njihove konkurenčnosti in vzpostavljanja ciljnega modela trga z električno energijo. Spajanje trga za dan vnaprej imamo vzpostavljeno na vseh slovenskih mejah s čezmejnimi povezavami za prenos električne energije, saj je bilo v letu 2018 izvedeno še na slovensko-hrvaški meji. Na slovenski borzi

se je obseg trgovanja za dan vnaprej povečal za 9 %, ponovno sta se zvišali tako povprečna cena pasovne kot tudi vršne energije za dan vnaprej, in sicer sta bili najvišji po letu 2014.

Na maloprodajnem trgu z električno energijo se je tržna koncentracija nekoliko zmanjšala, kar kaže na krepitev konkurence med dobavitelji. Ti so z maloprodajnimi cenami sledili trendom rasti cen na veleprodajnem trgu. Končna cena električne energije za povprečnega gospodinj-skega odjemalca se je v letu 2018 zvišala za 0,3 %, za povprečnega negospodinj-skega odje-malca pa celo za 8,3 %. Kljub še vedno velike-mu potencialnemu prihranku so bili odjemalci v letu 2018 nekoliko manj dejavni, saj je bil delež menjav dobavitelja za odstotno točko manjši kot v letu 2017.

Spremenjeni tokovi in kratkoročni zakupi zmo-gljivosti prenosnega sistema zemeljskega plina so v letu 2018 povzročili spremembe na sloven-skem trgu z zemeljskim plinom. Manjši zakup v povezovalnih točkah se je odrazil v manjših prenesenih količinah plina do sosednjih pre-nosnih sistemov. V Sloveniji nimamo lastnih vi-rov in skladišč zemeljskega plina, oskrba s tem energentom je tako še vedno v celoti odvisna od uvoza. Skupna poraba domačih odjemalcev zemeljskega plina je bila dobra 2 % manjša kot leta 2017. Maloprodajna cena zemeljskega plina za povprečnega gospodinj-skega odjemalca se je zvišala za 2,7 %, za povprečnega negospo-dinj-skega odjemalca pa za 7,9 %.

V okviru skupne kontaktne točke agencija na svo-ji spletni strani gospodinj-skim odjemalcem na enem mestu zagotavlja ažurne informacije v zvezi z njihovimi pravicami, veljavnimi predpisi in meto-dami za obravnavo pritožb v zvezi z dobavo ele-ktrične energije in zemeljskega plina. Čeprav se delež odklopov električne energije zaradi nepla-čila povečuje, v letu 2018 noben gospodinj-ski od-jemalec ni uveljavljal pravice do nujne oskrbe ozi-roma preložitve odklopa, pri oskrbi z zemeljskim plinom pa je bilo takih odjemalcev 17.

Poročilo podrobno prikazuje stanje in razvoj trgov z električno energijo in zemeljskim plinom, dose-ganje ciljev na področjih proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in soproizvodnje, predstavljeni so tudi doseženi prihranki energije z učinkovito rabo ter oskrba s toploto.

Za pripravo poročila potrebujemo veliko podat-kov, zato se zahvaljujemo vsem sodelujočim ude-ležencem slovenskega energetskega trga. Hvala tudi sodelavcem agencije, ki zbirajo in obdelujejo podatke ter z njihovo analizo spremljajo in po-drobno predstavijo dogajanje na trgu z energijo.



Mag. Duška Godina,
direktorica



02

ELEKTRIČNA ENERGIJA

Pokritost porabe z domačo proizvodnjo je znašala 84,6 %, število končnih odjemalcev se je povečalo za 0,6, skupna poraba pa za 0,4 %. Na maloprodajnem trgu se je tržna koncentracija zmanjšala, delež menjav dobavitelja je bil manjši kot leto prej. Z naprednimi merilnimi napravami je bilo ob koncu leta opremljenih 66 % odjemalcev.

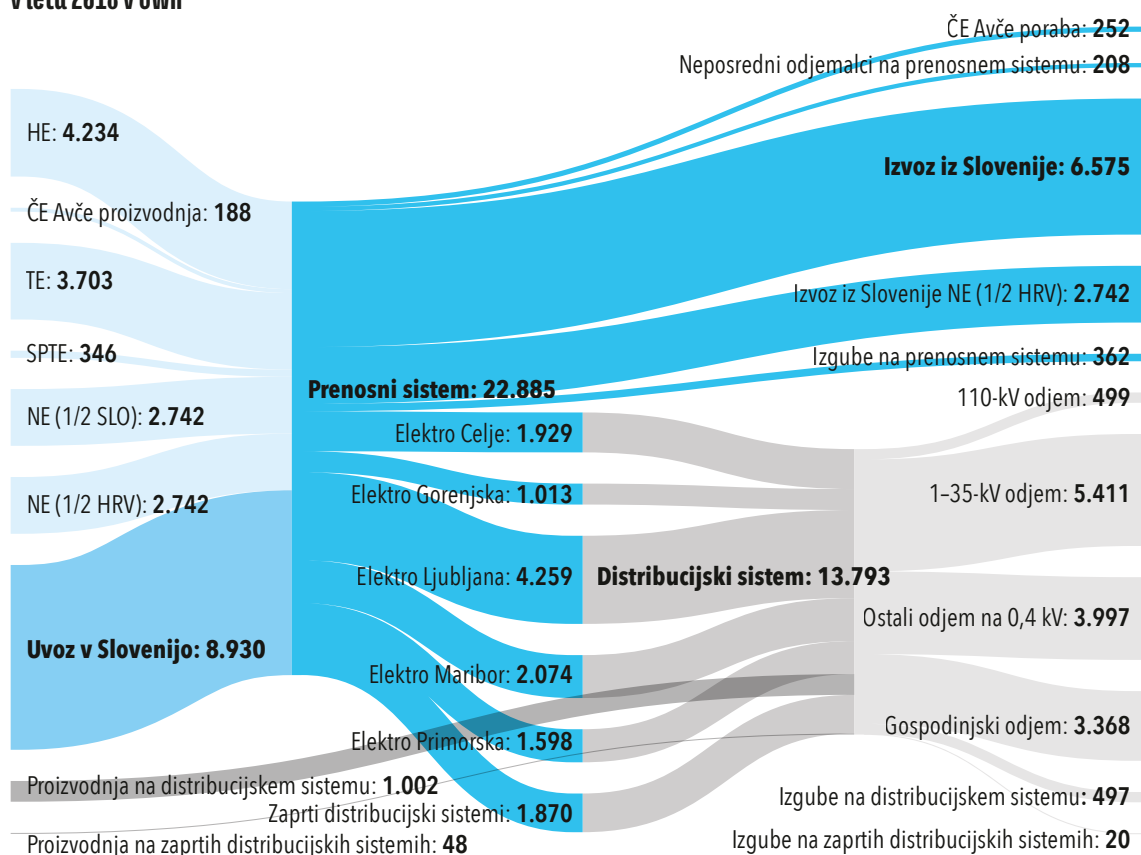
Iz obnovljivih virov je bilo proizvedene 34,5 % električne energije. V sistem samooskrbe je bilo vključenih več kot 2200 odjemalcev.

2 Električna energija

2.1 Elektroenergetska bilanca

V Sloveniji je bilo leta 2018 v prenosni in distribucijski sistem prevzetih 15.003 GWh električne energije, kar je 19 GWh več kot leta 2017. Prevzem električne energije iz proizvodnih naprav na obnovljive vire je znašal 5177 GWh, kar je 698 GWh več kot leto pred tem, prevzem iz elektrarn na fosilna goriva pa je prispeval 4343 GWh ali 196 GWh manj kot leta 2017. Iz Nuklearne elektrarne Krško je bilo v prenosni sistem prevzetih 5483 GWh električne energije oziroma 483 GWh manj kot leto prej. Količine energije so povzete iz bilanc elektrooperaterjev na podlagi fizičnih pretokov.

Slika 1: Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2018 v GWh



15.003 GWh
prevzete električne
energije, od tega 34,5 %
iz proizvodnih naprav na
obnovljive vire energije

V distribucijski sistem (ki vključuje tudi zaprte distribucijske sisteme) je bilo v letu 2018 prevzetih 1050 GWh električne energije iz proizvodnje, priključene na distribucijski sistem. Poleg tega je bilo v internih omrežjih odjemalcev porabljenih dodatnih 355 GWh električne energije oziroma 25 % vse električne energije, proizvedene v proizvodnih objektih, priključenih na distribucijski in zaprte distribucijske sisteme.

Tabela 1: Prevzem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v letih 2017 in 2018 v GWh

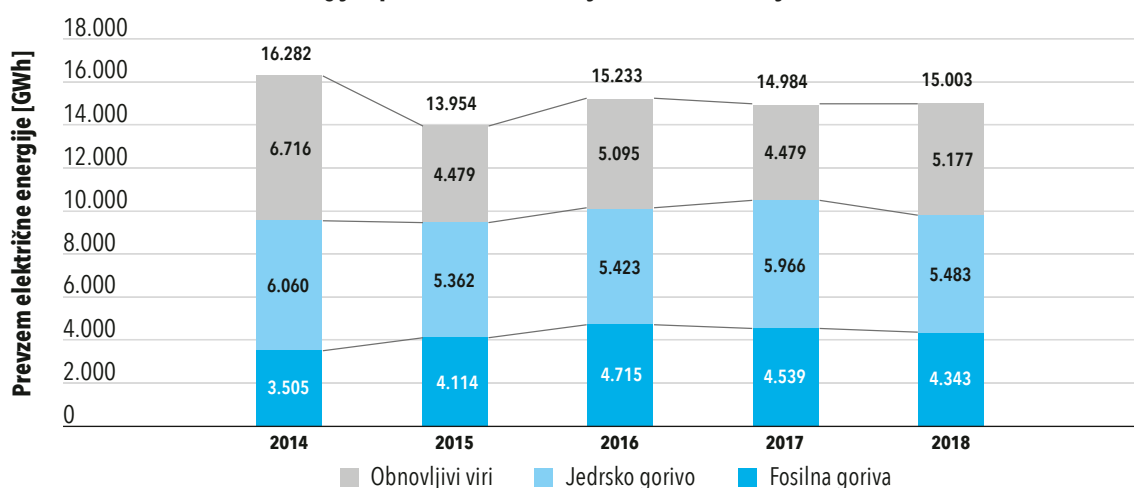
Prevzem električne energije v prenosni sistem [GWh]	2017	2018
Dravske elektrarne Maribor	2.312	2.913
Savske elektrarne Ljubljana	289	352
Hidroelektrarne na spodnji Savi	456	590
Soške elektrarne Nova Gorica	396	378
ČE Avče v proizvodnem režimu	271	188
Skupaj HE	3.725	4.421
TE Šoštanj	3.909	3.698
TE Brestanica	9,02	7,09
TE Trbovlje	-0,20	-1,64
Javno podjetje Energetika Ljubljana	344	346
Skupaj TE in SPTE	4.262	4.049
Nuklearna elektrarna Krško	5.966	5.483
Skupaj prevzem električne energije v prenosni sistem	13.952	13.954
Prevzem električne energije v distribucijski sistem [GWh]	2017	2018
HE do vključno 1 MW	169	196
HE nad 1 MW	154	166
Elektrarne na lesno biomaso	56	53
Vetrne elektrarne	5,72	6,02
Sončne elektrarne	250	225
Elektrarne na bioplin	112	103
Elektrarne na komunalne odpadke	7,11	5,56
Skupaj obnovljivi viri energije	754	756
Skupaj neobnovljivi viri energije	277	294
Skupaj prevzem električne energije v distribucijski sistem	1.032	1.050
Skupaj prevzem električne energije	14.984	15.003

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Z domačo proizvodnjo in upoštevanjem polovičnega deleža proizvodnje Nuklearne elektrarne Krško smo v slovenski elektroenergetski sistem prispevali 12.262 GWh električne energije. Odjem končnih odjemalcev, vključno z izgubami na sistemu, je znašal 14.501 GWh električne energije. V Sloveniji smo v letu 2018 z domačo proizvodnjo pokrili 84,6 % porabe električne energije končnih odjemalcev.

V slovenski elektroenergetski sistem je bilo vključenih za 373,3 MW novih proizvodnih zmogljivosti, hkrati pa je prenehalo obratovati za 250,7 MW obstoječih proizvodnih zmogljivosti. Glavna sprememba je bila posledica dokončne zaustavitve bloka 4 v TEŠ (248 MW) in ponovne vzpostavitve obratovanja bloka 5 v tej termoelektrarni (305 MW). Razen tega je začela obratovati tudi nova plinska proizvodna enota v Termoelektrarni Brestanica z močjo 53 MW. Na distribucijski sistem je bilo v letu 2018 priključenih še za 7,6 MW sončnih elektrarn in za 0,9 MW novih hidroelektrarn, na zaprte distribucijske sisteme pa je bilo na novo priključenih za skupaj 6,7 MW objektov soproizvodnje na fosilna goriva.

Slika 2: Prevzem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2014–2018



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

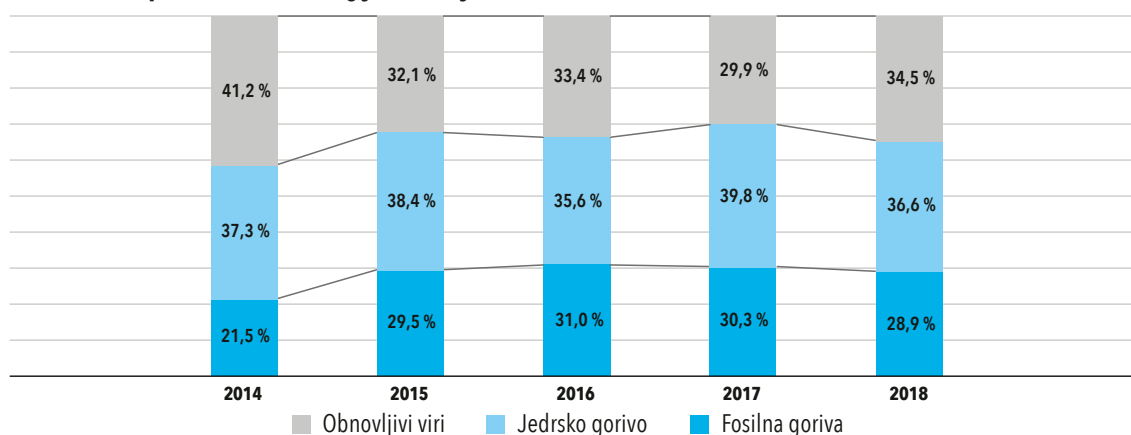
Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se iz leta v leto spreminja glede na hidrološke in druge razmere ter tudi glede na obseg vlaganj v izgradnjo proizvodnih enot za izrabo obnovljivih virov. V letu 2018 je delež obnovljivih virov znašal 34,5 % vse proizvedene električne energije v Sloveniji, kar je skoraj pet odstotnih točk več kot leto prej. Elektrarne na fosilna goriva so k skupni proizvodnji prispevale 28,9 %, kar je za dobro odstotno točko manj kot leto prej, Nuklearna elektrarna Krško pa 36,5 % vse proizvedene električne energije.

Tabela 2: Primarni viri za proizvodnjo električne energije v letih 2017 in 2018

Primarni viri za proizvodnjo električne energije	2017		2018	
	GWh	Delež	GWh	Delež
Fosilna goriva	4.539	30,3 %	4.343	28,9 %
Jedrsko gorivo	5.966	39,8 %	5.483	36,6 %
Obnovljivi viri	4.479	29,9 %	5.177	34,5 %
- od tega vodna energija	4.048		4.783	
- od tega vetrna energija	5,72		6,02	
- od tega sončna energija	250		225	
- od tega biomasa	175		162	
Skupaj prevzem električne energije	14.984		15.003	

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Slika 3: Deleži primarnih virov energije v obdobju 2014–2018



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Ob koncu leta 2018 je bilo v slovenski elektroenergetski sistem priključenih 955.925 končnih odjemalcev električne energije. Njihovo število se je glede na leto 2017 povečalo za 5668 oziroma za 0,6 %. Število gospodinskih odjemalcev z dvotarifnim merjenjem se je povečalo za 1,2 %, za enak odstotek pa se je zmanjšalo število gospodinskih odjemalcev z enotarifnim merjenjem. Na distribucijski sistem je bilo v letu 2018 priključenih tudi 689 poslovnih in 20 gospodinskih odjemalcev s proizvodno napravo v notranji inštalaciji. Na način samooskrbe je bilo na distribucijskem sistemu priključenih 69 poslovnih in 2138 gospodinskih odjemalcev.

0,6 %
več končnih odjemalcev
električne energije

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 228 poslovnim 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. Gospodinski odjemalci na ZDS Jesenice so se ob koncu leta 2018 priključili na distribucijski sistem Elektro Gorenjska.

Tabela 3: Število končnih odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v letih 2017 in 2018

Število končnih odjemalcev glede na vrsto odjema	2017	2018
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	3	3
Odjem HE Avče v črpalnem režimu	1	1
Skupaj končni odjemalci na prenosnem sistemu	4	4
Poslovni odjemalci na distribucijskem sistemu	107.463	109.118
Gospodinski odjemalci	842.484	846.575
– od tega enotarifno merjenje	257.586	254.491
– od tega dvotarifno merjenje	584.898	592.084
Skupaj končni odjemalci na distribucijskem sistemu	949.947	955.693
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	239	228
Gospodinski odjemalci	67	–
Skupaj končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	306	228
Skupaj končni odjemalci	950.257	955.925

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

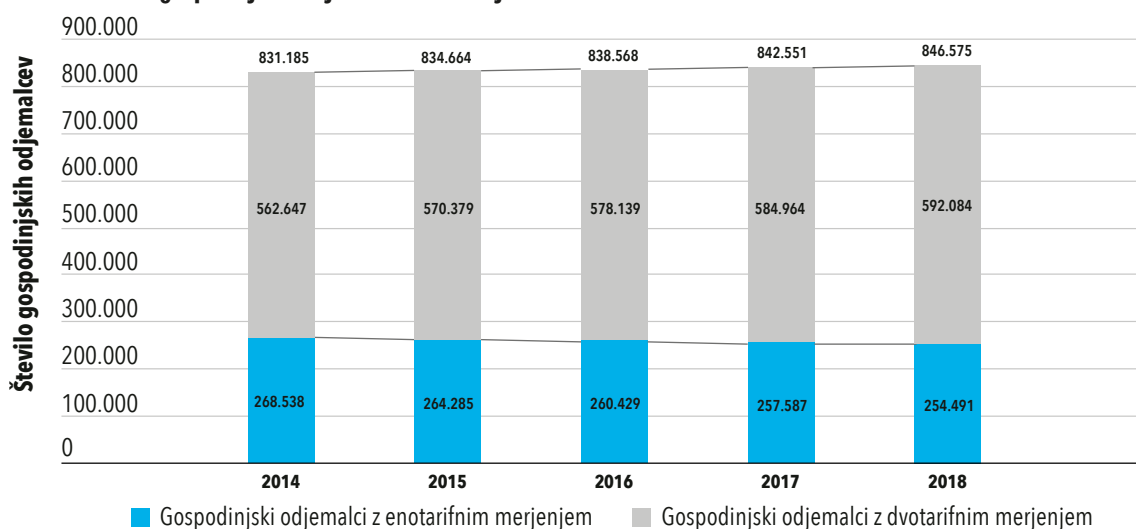
Tabela 4: Število končnih odjemalcev električne energije glede na način priključitve

Način priključitve končnega odjemalca	Brez priključenih proizvodnih naprav		Proizvodna naprava v notranji inštalaciji		Samooskrba		Skupaj	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Poslovni	106.827	108.360	609	689	27	69	107.463	109.118
Gospodinski	841.540	844.417	77	20	867	2.138	842.484	846.575
Skupaj končni odjemalci na distribucijskem sistemu							949.947	955.693
Poslovni	216	207	14	14	9	9	239	228
Gospodinski	67	-	-	-	-	-	67	-
Skupaj končni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih							306	228
Skupaj končni odjemalci na prenosnem sistemu							4	4
Skupaj končni odjemalci							950.257	955.925

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Na sliki 4 je prikazano gibanje števila gospodinskih odjemalcev v obdobju 2014–2018. Skupno število gospodinskih odjemalcev se je v tem obdobju povečevalo v povprečju za 0,5 % na leto. Pri tem se število gospodinskih odjemalcev z dvotarifnim merjenjem zvišuje v povprečju za 1,3 %, število gospodinskih odjemalcev z enotarifnim merjenjem pa ves čas pada. Podatki kažejo na povečan delež odjemalcev z dvotarifnim merjenjem, ki svojo porabo prilagajajo ter jo povečujejo v času nižje tarife in si s tem znižujejo stroške oskrbe z električno energijo. Tako lahko odjemalci z uporabo merilne opreme z dodano krmilno napravo izkoriščajo čas nižje tarife med 22. in 6. uro ter med vikendi in ob praznikih, kar je dodatna spodbuda za varčevanje.

Slika 4: Število gospodinskih odjemalcev v obdobju 2014–2018



2.1.1 Proizvodnja električne energije

V letu 2018 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).

Proizvodne družbe v Sloveniji se med seboj razlikujejo po načinu proizvodnje električne energije 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 iz elektrarne na tekoča in plinasta goriva, NEK v jedrski elektrarni, JPEL pa proizvaja električno energijo in toploto v procesu soproizvodnje na premog. Nekatere družbe imajo v svojem proizvodnem portfelju tudi sončne elektrarne, male hidroelektrarne ter soproizvodnjo toplote in električne energije (SPTE); te sicer predstavljajo manjšinski delež v njihovem proizvodnem portfelju. Družbe so namreč na zato primernih mestih, kot so jezovi, brežine rek in kanalov, postavile proizvodne objekte, ki povečujejo njihovo inštalirano moč in proizvodnjo električne energije.

Družbe DEM, SENG, HSE ED Trbovlje in TEŠ delujejo v okviru skupine Holdinga Slovenske elektrarne (HSE), ki na slovenskem veleprodajnem trgu predstavlja prvi energetske steber. Drugi energetske steber tvori skupina GEN energija, v katere lastništvo spadajo družbe SEL, TEB in skladno z meddržavnim sporazumom med Slovenijo in Hrvaško 50 % Nuklearne elektrarne Krško (NEK). Hkrati je skupina GEN energija 51-odstotni lastnik družbe HESS, preostali delež te družbe pa pripada skupini HSE. 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 2018. Prikazani so tudi deleži posameznih proizvajalcev na podlagi inštalirane moči in proizvedene električne energije v Sloveniji.

V letu 2018 se je v primerjavi z letom prej povečala inštalirana moč v skupini HSE, in sicer s 1852 na 1928 MW inštalirane moči. Agencija je upoštevala inštalirane moči proizvodnih objektov ob koncu leta 2018. Bloki 4, 5 in 6 v TEŠ so v letu 2018 obratovali, vendar niso bili vsi razpoložljivi hkrati. Blok 4 z 248 MW inštalirane moči je bil 6. julija 2018 trajno zaustavljen. Kot so pojasnili v družbi HSE¹, je bila ta enota zaustavljena zaradi dotrajanosti ter ekološke, ekonomske in tehnološke nesprejemljivosti za obratovanje. V svoji življenjski dobi je blok 4 obratoval 294.854 ur in proizvedel 63.524.119 MWh električne energije. 16. avgusta 2018 je ponovno začel proizvodnjo električne energije blok 5. Ta v predhodnih treh letih ni obratoval, po ekološki sanaciji in pridobitvi vseh dovoljenj pa so ga ponovno sinhronizirali v omrežje. Inštalirana moč bloka 5 znaša 305 MW, v letu 2018 pa je proizvedel 385,1 MWh električne energije. Proizvodnja bloka 4 je znašala 491,6 MWh.

¹ <https://www.hse.si/blok-4-zaustavili-po-46-letih-delovanja/>

Tabela 5: Inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije

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.	1.928	53,8 %	7.119	56,6 %
Hidroelektrarne	938		3.565	
Termoelektrarne	990		3.553	
Drugo (SPTE, SE, VE ...)	0,9		1,0	
GEN-Energija, d.o.o.	926	25,9 %	3.703	29,5 %
Hidroelektrarne	277		945	
Termoelektrarne	300		12	
Nuklearna elektrarna Krško*	348		2.745	
Drugo (SPTE, SE, VE ...)	1,0		1,0	
Javno podjetje Energetika Ljubljana (JPEL)	118	3,3 %	392	3,1 %
Drugi manjši proizvajalci (na prenosnem sistemu)	36,9	1,0 %	104	0,8 %
Male hidroelektrarne	8,7		48,2	
Sončne elektrarne	6,8		6,1	
SPTE	21,4		50,1	
Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem omrežju)	575	16,0 %	1.260	10,0 %
Male hidroelektrarne	116,4		377,7	
Sončne elektrarne	283,4		253,0	
Vetrne elektrarne	3,3		6,0	
Elektrarne na biomaso	2,2		0,0	
Geotermalne elektrarne	0,0		0,0	
Elektrarne na odlagališčni plin	7,5		5,7	
Elektrarne na plin iz čistilnih naprav	1,1		4,9	
Elektrarne na bioplin	31,4		116,8	
Soproizvodnja na lesno biomaso	14,3		74,9	
Soproizvodnja na fosilna goriva	112,3		421,1	
Drugo	2,7		0,0	
Skupaj v Sloveniji	3.584	100 %	12.579	100,0 %
- na prenosnem omrežju	3.009	-		

* upoštevan 50-% delež inštalirane moči in proizvodnje NEK

Viri: podatki proizvodnih podjetij

Z vidika proizvodnje električne energije prevzema čedalje pomembnejšo vlogo proizvodnja iz razpršenih virov, ki so priključeni na distribucijsko omrežje. To so predvsem male hidroelektrarne, sončne elektrarne, elektrarne na bioplin ter industrijski objekti za soproizvodnjo toplote in električne energije. V primerjavi z letom 2017 se je proizvodnja električne energije iz razpršenih virov povečala za 7,5 %, predvsem zaradi večje proizvodnje električne energije iz malih hidroelektarn in soproizvodnje 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 2018 proizvedle skupaj 15.324 GWh električne energije, dejanska slovenska proizvodnja električne energije pa je bila manjša in je znašala 12.579 GWh. Proizvodnja se je v primerjavi z letom 2017 povečala za 122 GWh, kar je posledica večje proizvodnje hidroelektrarn. NEK in TEŠ sta v letu 2018 proizvedla manj električne energije kot leta 2017. V NEK je v letu 2018 potekal remont, ki je trajal slab mesec in v okviru katerega so opravili menjavo goriva, različna preverjanja, vzdrževalna dela in posodobitve.

7,5 %
večja proizvodnja elektrike
iz razpršenih virov

Proizvodnja električne energije iz podporne sheme OVE in SPTE

V letu 2018 je bilo proizvedenih 937,9 GWh električne energije iz elektrarn, vključenih v podporno shemo. Podporna shema je namenjena spodbujanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov (OVE) ter v visoko učinkoviti soproizvodnji toplote in električne energije (SPTE). Kot je razvidno iz tabele 6, se je količina proizvedene električne energije iz teh elektrarn od leta 2016 zmanjševala. Na letni ravni se je nekoliko zmanjšala proizvodnja v sončnih elektrarnah, bioplinskih elektrarnah in elektrarnah na biomaso, povečala pa se je proizvodnja v hidroelektrarnah, vetrnih elektrarnah in objektih za SPTE. Glede na leto 2017 se je najbolj zmanjšala proizvodnja bioplinskih elektrarn, in sicer za 11,5 %, največjo rast proizvodnje pa so v letu 2018 beležile hidroelektrarne s 14,9 %. Skupna bilanca proizvodnje elektrarn, vključenih v podporno shemo, je glede na leto 2017 negativna. Navedene elektrarne so v letu 2018 glede na leto prej proizvedle 0,7 % manj električne energije.

Primerjava proizvodnje električne energije v elektrarnah, vključenih v podporno shemo, s celotno proizvedeno električno energijo v Sloveniji kaže, da se je delež električne energije, proizvedene v elektrarnah, vključenih v podporno shemo, glede na leto pred tem zmanjšal za 0,1 odstotne točke, in sicer na 7,5 %. Zmanjšanje je posledica že omenjene manjše proizvodnje elektrarn, vključenih v podporno shemo, in večje proizvodnje elektrarn, ki vanjo niso vključene. Na večjo proizvodnjo slednjih kaže podatek o celotni proizvedeni električni energiji v Sloveniji. Ta se je z 12.456,7 GWh v letu 2017 povečala na 12.578,8 GWh v letu 2018 (tabela 6).

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

Vira: Borzen, agencija

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 proizvedena el. energija v Sloveniji (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 %
2018	412,380	3.583,965	11,5 %	937,9	12.578,8	7,5 %

2.1.2 Poraba električne energije

Skupna poraba električne energije v Sloveniji je znašala 14.616 GWh oziroma 13.736 GWh brez upoštevanja izgub v prenosnem in distribucijskem sistemu. V primerjavi z letom 2017 je bila skupna poraba večja za 58 GWh oziroma za 0,4 %.

0,4 %
večja skupna poraba
električne energije

Poslovni odjem na prenosnem sistemu tvorijo trije neposredni odjemalci, ki so porabili 93 GWh električne energije, 115 GWh električne energije pa je bilo izvoženih v Italijo iz RTP Vrtojba in Sežana. Odjemalci v zaprtih distribucijskih sistemih so porabili 1902 GWh električne energije. Črpalna hidroelektrarna Avče je za črpanje vode za akumulacijo porabila 252 GWh, kar je 113 GWh manj kot leta 2017. Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu so znašale 880 GWh električne energije, vanje so vključene tudi izgube zaradi tranzita, uvoza in izvoza električne energije.

Poraba poslovnih in gospodinskih odjemalcev na distribucijskem sistemu je bila v primerjavi z letom 2017 večja za 1,8 % in je znašala 11.374 GWh. Gospodinski odjemalci so v letu 2018 porabili 3368 GWh, kar je 1,2 % več kot leto prej. Poraba poslovnih odjemalcev na distribucijskem sistemu pa je v letu 2018 znašala 8006 GWh, kar je 2,1 % več kot v letu 2017.

Največja urna obremenitev prenosnega elektroenergetskega sistema je znašala 2228 MW, kar je 97 MW več kot v letu 2017. Dosežena je bila 1. marca 2018 v 13. urnem bloku (med 12. in 13. uro).

Slika 5: Poraba električne energije v obdobju 2014–2018

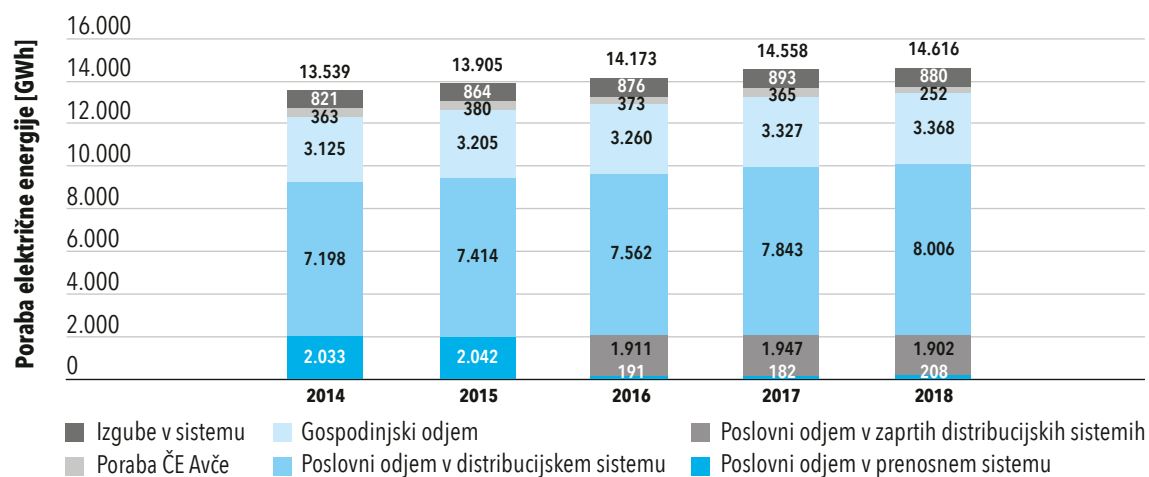


Tabela 7: Poraba električne energije v letih 2017 in 2018

Poraba električne energije [GWh]	2017	2018
Poslovni odjem na prenosnem sistemu	182	208
Poslovni odjem na distribucijskem sistemu	7.843	8.006
Poslovni odjem v zaprtih distribucijskih sistemih	1.947	1.902
Skupaj poslovni odjem	9.973	10.116
Gospodinski odjem	3.327	3.368
– od tega enotarifno merjenje	893	888
– od tega dvotarifno merjenje	2.433	2.480

Poraba električne energije [GWh]

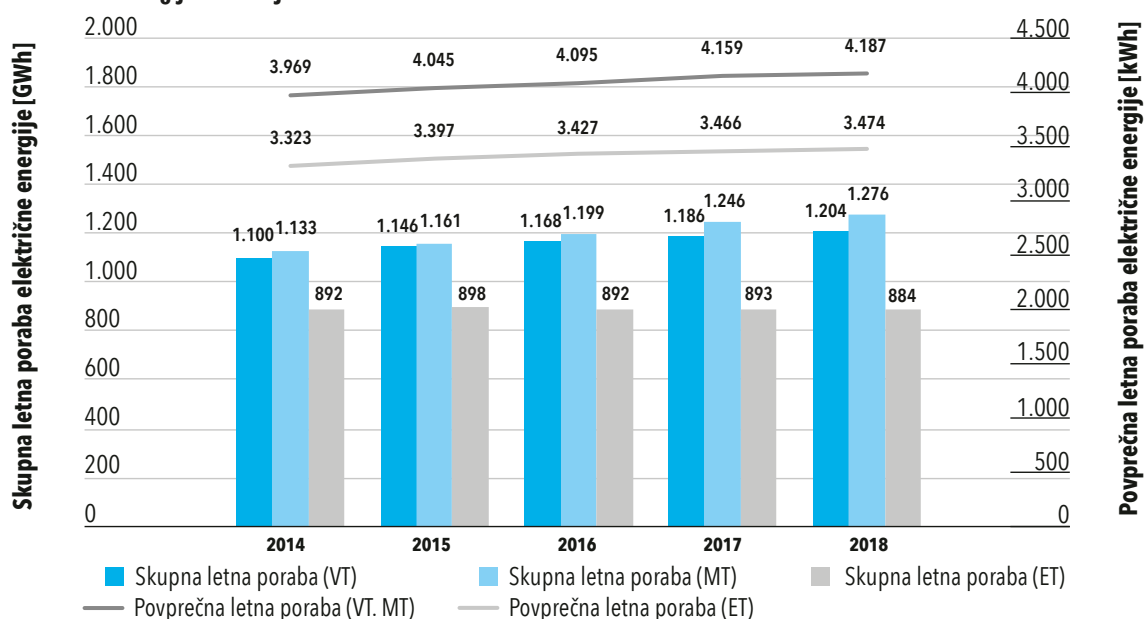
	2017	2018
Poraba ČE Avče v črpalnem režimu	365	252
Skupaj odjem pri končnih odjemalcih	13.665	13.736
Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu	893	880
Poraba električne energije skupaj	14.558	14.616
Oddaja električne energije v tujino	9.559	9.317
– od tega neto izvoz električne energije	6.576	6.575
– od tega polovica proizvodnje NEK, ki pripada Hrvaški	2.983	2.742
Skupaj	24.117	23.933

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 domačo proizvodnjo je znašala približno 84,6 %. Skupna oddaja električne energije v tujino po prenosnem in distribucijskem sistemu je znašala 9317 GWh, pri čemer 2742 GWh predstavlja polovico proizvodnje NEK, ki pripada Hrvaški. Zato je neto izvoz iz Slovenije znašal 6575 GWh, uvoz pa 8930 GWh električne energije.

Na sliki 6 sta prikazani skupna in povprečna letna poraba električne energije gospodinjskih odjemalcev z enotarifnim in dvotarifnim merjenjem. Pri gospodinjskih odjemalcih z dvotarifnim merjenjem je v opazovanem petletnem obdobju razvidna stalna rast skupne in povprečne letne porabe električne energije. Kljub rahlemu porastu povprečne porabe pri gospodinjskih odjemalcih z enotarifnim merjenjem pa medletno beležimo upadanje skupne letne porabe električne energije. Razlog je zmanjševanje števila gospodinjskih odjemalcev z enotarifnim merjenjem, v povprečju za 1,3 odstotne točke na leto.

Slika 6: Skupna in povprečna letna poraba gospodinjskih odjemalcev z enotarifnim in dvotarifnim merjenjem električne energije v obdobju 2014–2018



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

2.1.3 Pokritost porabe z domačo proizvodnjo

84,6-%
pokritost porabe
električne energije z
domačo proizvodnjo

Razmerje pokritosti porabe z domačo proizvodnjo je neposredno odvisno od proizvodnje električne energije v Sloveniji in porabe električne energije pri končnih odjemalcih. Kot prikazuje tabela 8, k domači proizvodnji električne energije v največji meri prispevajo velike hidroelektrarne, termoelektrarne in jedrska elektrarna (s polovičnim deležem proizvodnje), ki so v Sloveniji priključene na prenosni sistem. Manjši del domače proizvodnje je priključen na distribucijski sistem.

Tabela 8: Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2014–2018

	2014	2015	2016	2017	2018
Proizvodnja na prenosnem sistemu [GWh]	12.067	10.198	11.405	10.969	11.212
– od tega hidroelektrarne	5.794	3.708	4.293	3.725	4.421
– od tega termoelektrarne	3.242	3.809	4.401	4.262	4.049
– od tega jedrska elektrarna (50-% delež)	3.030	2.681	2.712	2.983	2.742
Proizvodnja na distribucijskem sistemu [GWh]	1.185	1.075	1.116	1.032	1.050
Skupaj domača proizvodnja [GWh]	13.252	11.273	12.521	12.001	12.262
Skupaj poraba električne energije [GWh]	13.489	13.787	14.056	14.468	14.501
– od tega poraba pri končnih odjemalcih	12.719	13.041	13.297	13.665	13.736
– od tega izgube na sistemu	821	864	876	893	880
– od tega izvoz v Italijo (RTP Vrtojba in Sežana)	-50	-118	-117	-90	-125
Pokritost porabe z domačo proizvodnjo	98,2 %	81,8 %	89,1 %	82,9 %	84,6 %

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Pomembno je poudariti, da ravni domače proizvodnje v opazovanih obdobjih ne odražajo neposredno skupne inštalirane moči proizvodnih virov, torej domačega potenciala proizvodnih objektov, temveč so v večji meri posledica strukture proizvodnih virov in uveljavljanja ciljnega modela evropskega trga z električno energijo. Domača proizvodnja je odvisna od tehnologij proizvodnih objektov ter s tem povezano izkoriščenostjo in konkurenčnostjo domače proizvodnje. Proizvodnja električne energije iz hidroelektrarn je praviloma cenovno konkurenčna in odvisna predvsem od hidrologije v posameznem obdobju.

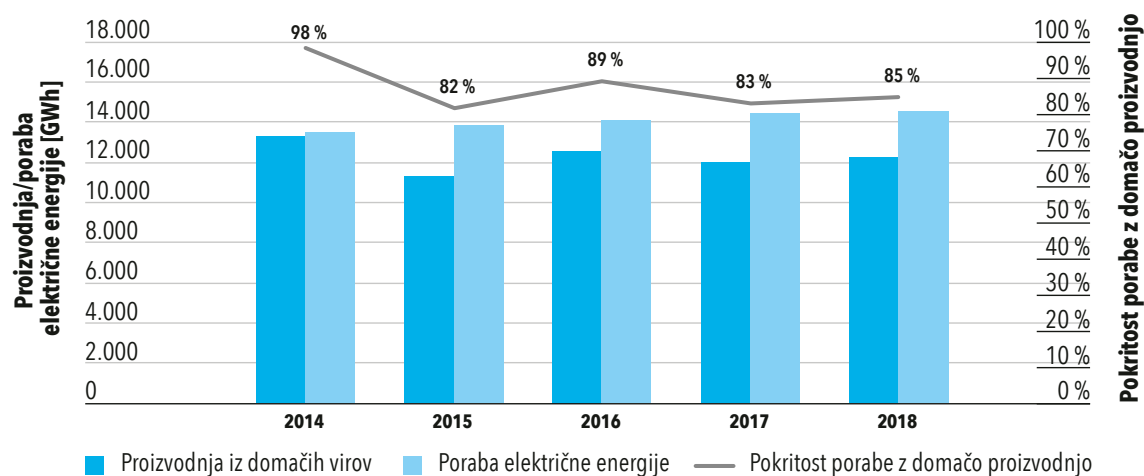
Tudi proizvodnja iz drugih obnovljivih virov je odvisna predvsem od vremenskih razmer. Medtem ko je faktor izkoriščenosti pri jedrski elektrarni praviloma zelo visok in časovno konstanten, je pri termoelektrarnah in elektrarnah na tekoča in plinasta goriva raven proizvodnje močno odvisna tako od dnevne krivulje odjema (potreb po energiji) kot od številnih tržnih dejavnikov, kot so cene emisijskih kuponov, cene goriv, veleprodajne cene električne energije in zasedenost čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Pri teh proizvodnih virih bi višji faktor izkoriščenosti sicer lahko izboljšal razmerje pokritosti porabe z domačo proizvodnjo in posledično zmanjšal neto uvoz električne energije, vendar to ne bi bilo zmeraj ekonomsko in ekološko smiselno. Tako proizvajalci svojo proizvodnjo nenehno prilagajajo glede na razpoložljivost in ekonomske dejavnike. Nekatere proizvodne enote delujejo predvsem ali izključno v urah višjih cen na trgu, v preostalih urah pa ne obratujejo oziroma delajo na tehničnem minimumu. Na razmerje pokritosti porabe z domačo proizvodnjo znatno vplivajo tudi redni in izredni remontir proizvodnih objektov pri vseh vrstah proizvodnje, kar zmanjšuje količine proizvedene električne energije v Sloveniji.

V opazovanem obdobju 2014–2018 ugotavljamo medletna nihanja pokritosti porabe z domačo proizvodnjo. Nanjo neposredno vpliva tudi sprememba odjema električne energije. Dinamika in struktu-

ra skupne porabe sta podrobneje predstavljeni v predhodnem poglavju. K skupni porabi električne energije se razen porabe končnih odjemalcev na prenosnem in distribucijskem sistemu všteto tudi izgube na celotnem elektroenergetskem sistemu. Količine električne energije, ki so prek distribucijskega sistema iz RTP Vrtojba in Sežana distribuirane v Italijo, se ne upoštevajo kot končni odjem v Sloveniji.

Kot je prikazano na sliki 7, je bila v opazovanem obdobju pokritost z domačo proizvodnjo največja v letu 2014 (98,2 %), ko je bila zaradi izjemno ugodne hidrologije proizvodnja električne energije iz hidroelektrarn največja, hkrati pa je bila skupna poraba pri končnih odjemalcih najmanjša. Ob relativno stabilni in zmerni rasti porabe električne energije pa nihanje pokritosti porabe z domačo proizvodnjo kaže na to, da nanjo vpliva še veliko prej navedenih posrednih dejavnikov, povezanih s strukturo proizvodnih virov in razmerami na trgu.

Slika 7: Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2014–2018



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

2.2 Obnovljivi viri in soproizvodnja

K rabi obnovljivih virov energije Slovenijo zavezujejo nacionalni cilji, ki jih državi nalaga članstvo v Evropski uniji. Slovenija mora do leta 2020 doseči 25-odstotni delež OVE v končni bruto rabi energije, od tega 10-odstotni delež v prometu. Pri oblikovanju energetske in okoljske politike države se je pomembno zavedati, da so OVE, poleg tega, da so obveza države, hkrati tudi priložnost za tehnološki in gospodarski razvoj.

Delež OVE v končni bruto rabi energije v Sloveniji, ki je po podatkih SI-STAT v 2017 dosegla 58,7 TWh, je v letu 2017 znašal 21,5 % oziroma 12,6 TWh. Gre za skupni delež energije iz OVE v končni bruto rabi energije vseh treh energetskega sektorja – prometa, ogrevanja in hlajenja ter električne energije. Ta delež bo treba do leta 2020 povečati za 3,5 %. Za doseg cilja bo največji napredek potreben v prometu, kjer za ciljnim 10-odstotnim deležem, ki ga Slovenija sama ne more prilagajati, zaostajamo 7,8 %. V sektorju ogrevanja in hlajenja smo sektorski ciljni delež OVE, opredeljen v aktualnem Akcijskem načrtu za obnovljive vire energije za obdobje 2010–2020, presegli za 2,4 % že v letu 2017. Slovenija za cilj, določen za leto 2020 v aktualnem akcijskem načrtu, glede na doseženi delež v letu 2017 zaostaja tudi v sektorju električne energije, in sicer za 6,9 odstotne točke. Glede na doseženi napredek v preteklih dvanajstih letih, ki je manjši, kot je zaostanek za ciljem do leta 2020, in glede na dolgotrajne postopke pri umeščanju večjih energetskega objektov v prostor, bo v tem sektorju ciljni delež do leta 2020 težko doseči. Pri tem je treba poudariti, da je največ električne energije iz OVE v Sloveniji proizvedene v hidroelektrarnah, kjer na proizvodnjo in posledično tudi na delež OVE močno vpliva letna hidrologija. Ocenjeni delež OVE v rabi bruto končne energije v letu 2018 znaša 21,8 % in je glede na delež v letu 2017 večji za 0,3 odstotne točke. Ocenjeni delež elek-

0,3 odstotne točke
večji ocenjeni delež
OVE v rabi bruto
končne energije

trične energije iz OVE v končni bruto rabi električne energije za leto 2018 pa je za 0,3 odstotne točke nižji od doseženega deleža v letu 2017.

Tabela 9: Doseženi cilji na področju OVE v obdobju 2005–2017 in ocena za leto 2018

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018, ocena	2020
Delež OVE [%]															Ciljni delež [%]
Delež OVE	16,0	15,6	15,6	15,0	20,2	20,4	20,3	20,8	22,4	21,5	22,0	21,3	21,5	21,8	25,0
- promet	0,8	1,1	1,5	1,8	2,3	3,1	2,5	3,3	3,8	2,9	2,3	1,6	2,7	5,8	10,5
- električna energija	28,7	28,2	27,7	30,0	33,8	32,2	31,0	31,6	33,1	33,9	32,7	32,1	32,4	32,1	39,3
- ogrevanje in hlajenje	19,0	18,6	20,4	19,2	27,6	28,1	30,3	31,5	33,4	32,4	34,1	34,0	33,2	32,8	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	-0,9	-1,8	-3,5
- promet						0,5	-0,3	0,2	0,3	-1,1	-2,5	-4,0	-3,9	-1,9	-7,8
- električna energija						-0,2	-1,3	-0,7	-0,6	0,4	-2,7	-3,9	-3,7	-6,0	-6,9
- ogrevanje in hlajenje						5,8	7,0	7,1	8,0	6,1	6,8	6,0	4,5	3,4	2,4

Vira: agencija, Institut Jožef Stefan

Razvoj tehnologij za soproizvodnjo toplote in električne energije na področju učinkovite rabe energije prispeva k večanju deleža OVE. Slovenija sicer nima posebnih razvojnih načrtov za te tehnologije, vendar pa zaradi prispevka k zmanjševanju rabe primarne energije spodbuja razvoj in uporabo teh tehnologij v okviru podporne sheme OVE in SPTE.

2.2.1 Podporna shema OVE in SPTE

Eden pomembnejših ukrepov energetske politike Slovenije pri razvoju uporabe OVE je shema državne pomoči za spodbujanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in v soproizvodnji električne energije in toplote z visokim izkoristkom. Podporna shema OVE in SPTE se v Sloveniji izvaja od leta 2009. V okviru podporne sheme se proizvajalcem električne energije, proizvedene iz OVE in v SPTE, dodeljuje državna pomoč za nadomestitev razlike med stroški proizvodnje električne energije in prihodki od prodaje tako proizvedene električne energije, če stroški proizvodnje, vključno z normalnim tržnim donosom na vložena sredstva, presegajo ceno, ki jo je za to električno energijo mogoče doseči na trgu. Izvajanje podporne sheme je bilo spremenjeno z uveljavitvijo EZ-1, spremembo pa je ob koncu leta 2016 odobrila tudi Evropska komisija. Pred uveljavitvijo EZ-1 so bili vsi proizvajalci oziroma investitorji, ki so namestili naprave za proizvodnjo električne energije iz OVE in v SPTE ter izpolnili z zakonodajo predpisane pogoje za dodelitev podpore, do nje tudi upravičeni. Po spremembi, uveljavljeni z EZ-1, pa lahko proizvajalci oziroma investitorji pravico do podpore za električno energijo, proizvedeno iz OVE in v SPTE, uveljavljajo le, če so njihovi projekti proizvodnih naprav predhodno izbrani v konkurenčnem postopku javnih pozivov investitorjem k prijavi projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE za vstop v podporno shemo, ki jih objavlja agencija. S tem je bila podporna shema 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 določitev shem državnih pomoči proizvajalcem električne energije, pridobljene iz OVE in v SPTE.

Organizacijsko strukturo podporne sheme, pristojnosti ter naloge institucij, ki so odgovorne za delovanje sheme, to sta agencija in Center za podpore, ki deluje v okviru družbe Borzen, d.o.o., in njeno

delovanje ureja Uredba o podporah elektriki, proizvedeni iz obnovljivih virov energije in v soproizvodnji toplote in elektrike z visokim izkoristkom, uveljavljena konec novembra 2016.

Shema podpira proizvodnjo električne energije iz naslednjih obnovljivih virov: voda, vetrna, sončna in geotermalna energija, energija iz biomase, energija iz bioplina, energija iz odlagališnega 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. Pri SPTE so podpore namenjene izključno soproizvodnji z visokim izkoristkom, ki zagotavlja prihranke primarne energije, in sicer za proizvodne naprave, ki ne presegajo 20 MW nazivne električne moči.

Podpora električni energiji iz naprav na OVE in za SPTE se izvaja 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 ali kot zagotovljen odkup električne energije po vnaprej določeni fiksni ceni. S spremembo podporne sheme je možnost izbire podpore kot zagotovljen odkup proizvedene električne energije omejena na proizvodne naprave z nazivno močjo do 0,5 MW. Za naprave na OVE je podporo mogoče zagotoviti za največ 15 let, za soproizvodne enote pa za največ 10 let. 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 so s Centrom za podpore sklenili pogodbo o zagotavljanju podpore.

365
projektov proizvodnih
naprav OVE in SPTE
s skupno nazivno močjo
426,88 MW prijavljenih na
javne pozive v letu 2018

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

Z javnimi pozivi je v nacionalno podporno shemo uveden konkurenčni postopek izbire projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE. Pri izbiri ima prednost električna energija, ki je cenejša. Agencija za vsak poziv razpiše pogoje za prijavo projektov, določi najvišje, pri prijavi še sprejemljive cene električne energije po posameznih tehnologijah, in iz načrta za izvajanje podporne sheme povzame obseg sredstev, ki so na voljo. Zainteresirani investitorji 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 pripravljeni proizvajati električno energijo s proizvodno napravo iz prijavljenega projekta. Cena električne energije, ki jo v prijavi projekta ponudi prijavitelj, mora zagotavljati pokritje vseh stroškov proizvodnje, vključno z maksimalnim 7,2-odstotnim donosom na vložena sredstva, hkrati pa ne sme presegati najvišje še sprejemljive cene, ki jo določi agencija. Agencija 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, upošteva ponujeno ceno električne energije in napovedano količino proizvodnje, administrativno razdeljena. Investitorji, katerih projekti so izbrani kot upravičeni do podpore, morajo proizvodno napravo postaviti v treh letih od izbire projekta (oziroma v petih letih v primeru zahtevnih projektov).

Agencija je v letu 2018 objavila dva javna poziva investitorjem k prijavi projektov proizvodnih naprav za proizvodnjo električne energije iz OVE in v SPTE za vstop v podporno shemo, od katerih je bil eden zaključen v letu 2018, drugi pa v začetku leta 2019. Tako so bili po uveljavitvi spremenjene podporne sheme izvedeni štirje javni pozivi za vstop v podporno shemo, v okviru katerih je bilo skupaj prijavljenih 872 projektov proizvodnih naprav s skupno neto nazivno električno močjo 745,34 MW.

Javna poziva v letu 2018 sta bila objavljena in izpeljana skladno z načrtom za delovanje podporne sheme v letu 2018, ki je skladno s 25. členom EZ-1 sestavni del Energetske bilance Republike Slovenije. Vlada Republike Slovenije je v energetske bilanci za leto 2018 v okviru načrta za izvajanje podporne sheme OVE in SPTE opredelila dodatnih 10 milijonov evrov za vsak javni poziv. Pri tem je treba poudariti, da gre pri izvedbi javnih pozivov za administrativno dodelitev sredstev za podporo posameznemu izbranemu projektu na letni ravni glede na ponujeno ceno električne energije, ki jo v prijavi projekta ponudi prijavitelj, in predvideno letno proizvedeno količino električne energije v proizvodni napravi iz projekta. S spremembo energetske bilance v novembru 2018 je bila za zagotovitev večje učinkovitosti izvedbe izbranih projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v načrt za delovanje

podporne sheme vključena zahteva po predložitvi veljavnega gradbenega dovoljenja ob prijavi projektov proizvodnih naprav, katerih izvedba je skladno z Gradbenim zakonom pogojena z navedenim dovoljenjem. Tako je bilo treba prijavi projekta proizvodne naprave na javni poziv, objavljen v decembru 2018, priložiti tudi veljavno gradbeno dovoljenje oziroma izkazati, da je izvedba proizvodne naprave iz prijavljenega projekta dopustna brez gradbenega dovoljenja.

Na tretji javni poziv, objavljen februarja 2018, so investitorji prijavi 233 projektov za proizvodne naprave OVE in SPTE, od tega je bilo prijavljenih 215 projektov za nove proizvodne naprave, 18 za obnovo obstoječih proizvodnih naprav in en projekt za pretežno novo proizvodno napravo. Na četrti javni poziv, ki je bil objavljen decembra 2018, je, predvsem zaradi zahteve po predložitvi gradbenega dovoljenja, prispelo le 132 prijav, od tega 118 za nove in 14 projektov za obnovljene proizvodne naprave, samo ena prijava pa za proizvodno napravo, ki izkorišča energijo vetra. Slednje v vseh preostalih javnih pozivih prevladujejo, tako med prijavljenimi kot tudi izbranimi projekti. Zastopanost energetskih tehnologij na javnih pozivih, objavljenih v letu 2018, je razvidna iz tabele 10.

Tabela 10: Pregled prijavljenih projektov proizvodnih naprav na javnih pozivih v letu 2018, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije

Tehnologija	Javni poziv - februar 2018			Javni poziv - december 2018	
	Obnovljena/Nova	Št. projektov	Nazivna moč (MW)	Št. projektov	Nazivna moč (MW)
Hidroelektrarne	Nova	10	3,79	5	0,49
Hidroelektrarne	Obnovljena	18	7,55	12	2,23
Sončna elektrarna	Nova	81	28,59	68	12,42
Vetrna elektrarna	Nova	75	297,31	1	0,01
Elektrarne na lesno biomaso	Nova	14	6,80	4	4,58
Elektrarne na odlagališčni bioplin	Nova				
Elektrarne na bioplin iz čistilnih naprav	Nova	1	0,05	1	0,05
Elektrarne na bioplin	Nova			3	3,00
SPTE na fosilno gorivo	Nova	34	25,36	36	33,63
SPTE na fosilno gorivo	Obnovljena			2	1,03
Skupaj vsi prijavljeni projekti		233	369,44	132	57,44

Vir: agencija

Izbor projektov v javnih pozivih, objavljenih v letu 2018, je bil 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 goriv), 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 goriv), proizvodne naprave OVE in SPTE (z izrabo fosilnih goriv), 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.

Med prijavljenimi projekti na posamezni javni poziv v letu 2018, za katere so investitorji podali popolne prijave, je agencija v okviru predpisanega izbirnega postopka izbrala najkonkurenčnejše projekte proizvodnih naprav OVE in SPTE.

Tabela 11: Pregled na javnih pozivih iz leta 2018 izbranih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije

	Javni poziv - februar 2018		Javni poziv - december 2018		
Tehnologija	Obnovljena/Nova	Št. projektov	Nazivna moč (MW)	Št. projektov	Nazivna moč (MW)
Hidroelektrarne	Nova			3	0,48
Hidroelektrarne	Obnovljena	2	4,06	9	1,86
Sončna elektrarna	Nova	11	11,43	23	4,90
Vetrna elektrarna	Nova	13	108,70	1	0,01
Elektrarne na lesno biomaso	Nova	2	0,41	2	1,00
SPTE na fosilno gorivo	Nova	13	4,80	16	2,18
SPTE na fosilno gorivo	Obnovljena				
Skupaj vsi izbrani projekti		41	129,40	54	10,42
Skupaj OVE		28	124,60	38	8,24
Skupaj SPTE (na fosilne energente)		13	4,80	16	2,18

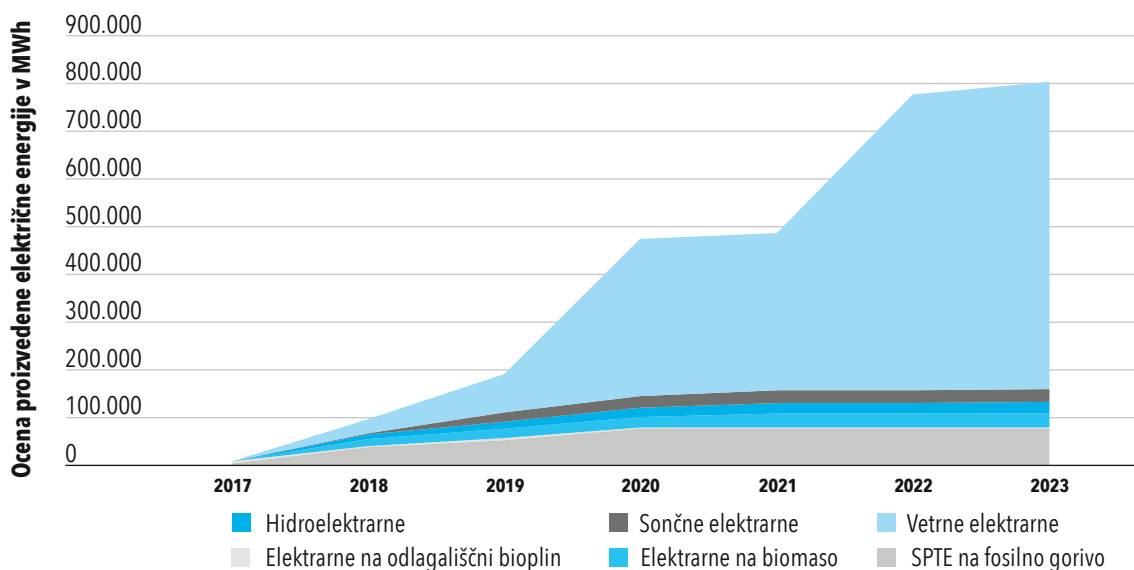
Vir: agencija

Na tretjem javnem pozivu je bilo izbranih 41 prijavljenih projektov, s skupno nazivno električno močjo 129,40 MW, od tega 28 projektov proizvodnih naprav OVE s skupno nazivno močjo 124,60 MW in 13 projektov proizvodnih naprav SPTE, katerih skupna nazivna moč znaša 4,80 MW. Med izbranimi projekti so s skupno nazivno električno močjo 108,70 MW prevladovali proizvodne naprave, ki izkoriščajo energijo vetra. V okviru četrtega javnega poziva je bilo izbranih 54 projektov z 10,42 MW, od tega 38 projektov proizvodnih naprav OVE s skupno nazivno električno močjo 8,24 MW in 16 projektov proizvodnih naprav SPTE z 2,18 MW.

Na vseh izvedenih javnih pozivih je bilo tako skupaj izbranih 266 projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE s skupne nazivno električno močjo 299,21 MW, z izvedbo katerih bi glede na načrtovane količine letno proizvedene električne energije v teh projektih v letu 2023 dodatno proizvedli 837.095 MWh električne energije, od tega 731.944 MWh iz OVE, preostanek pa v SPTE.

Glede na izkazano dinamiko bi z izvedbo izbranih projektov že v letu 2020 proizvedli dodatnih 474.704 MWh električne energije, od tega 399.136 MWh iz OVE in 75.568 MWh v SPTE na fosilna goriva.

Slika 8: Ocena dodatno proizvedene električne energije pri izvedbi vseh izbranih projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov



Vir: agencija

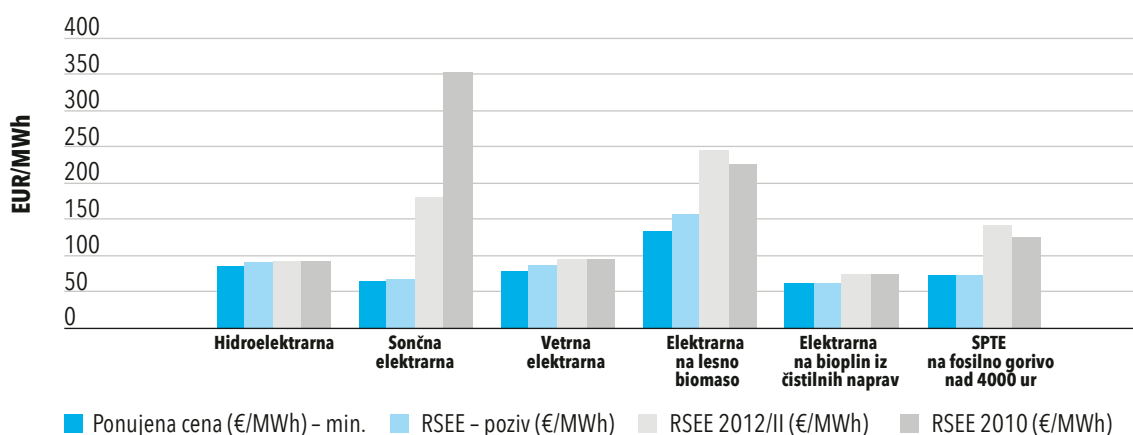
474.704 MWh

dodatno proizvedene
električne energije v letu
2020, če bi bili vsi izbrani
projekti izvedeni skladno z
napovedano dinamiko

Do sedaj izpeljani pozivi kažejo, da je ob obstoječih spodbudah podporne sheme OVE in SPTE med potencialnimi investitorji še vedno velik interes za gradnjo proizvodnih naprav OVE in SPTE. Izbrani projekti v okviru zaključenih javnih pozivov nakazujejo spodbuden nadaljnji razvoj proizvodnje električne energije iz tovrstnih naprav. Precej zaskrbljujoče pa je dejstvo, da je med izbranimi projekti veliko proizvodnih naprav, ki izkoriščajo energijo vetra, katerih umestitev v prostor bo terjala precej napora.

Z uvedbo konkurenčnega postopka izbire projektov se znižujejo tudi vrednosti podpor. To je posledica tako tehnološkega razvoja, ki je pocenil komponente proizvodnih naprav, kot tudi konkurence med proizvajalci, ki želijo uveljavljati pravico do podpore. Že referenčne vrednosti stroškov proizvodnje električne energije, ki jih agencija objavi ob razpisu javnega poziva, lahko pa tudi ob izteku roka za prijavo projektov, in vključujejo 7,2-odstotni donos na vložena sredstva, 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 določanju ponujenih cen v projektih še dodatno spodbuja k prijavi stroškovno učinkovitih in konkurenčnih projektov. 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 nekatere tehnologije. Primerjavo cen prikazuje slika 9.

Slika 9: Primerjava najnižjih ponujenih cen električne energije med izbranimi projekti nekaterih tehnologij v okviru javnih pozivov in referenčnih stroškov proizvodnje električne energije istih tehnologij (RSEE) po in pred spremembo podporne sheme OVE in SPTE



Vira: agencija, Borzen

2.2.1.2 Proizvodne naprave, vključene v podporno shemo OVE in SPTE, ter njihova skupna nazivna električna moč

V podporno shemo OVE in SPTE je bilo ob koncu leta 2018 vključenih več kot 2500 proizvajalcev s skupaj 3859 proizvodnimi napravami. Med njimi prevladujejo sončne elektrarne, ki jih je 3301. Večina jih je bila postavljena v obdobju 2010-2012. Takrat so bile tudi vrednosti podpor za električno energijo, proizvedeno v sončnih elektrarnah, glede na vrednost naložb v sončne elektrarne zelo ugodne. Ob koncu leta 2012 so se te podpore močno znižale in posledično se je zmanjšalo tudi zanimanje za njihovo izvedbo. Pomemben delež glede na število vključenih proizvodnih naprav predstavlja še 388 naprav za soproizvodnjo toplote in električne energije, katerih glavnina je bila v podporno shemo vključena med letoma 2013 in 2015. Slednje je bilo pogojeno s prehodno določbo EZ-1, ki je, kljub spremembi načina pridobitve podpore, omogočala pridobitev podpor za električno energijo, proizvedeno v proizvodnih napravah OVE in SPTE, po stari ureditvi, če so proizvajalci sklenili pogodbo o uporabi sistema v šestih mesecih po uveljavitvi EZ-1.

3859
proizvodnih naprav
vključenih v podporno
shemo

V letu 2018 so proizvajalci pridobili podpore za 23 proizvodnih naprav, katerih projekti so bili izbrani v konkurenčnem postopku javnih pozivov. Večina proizvajalcev pa je bila v podporno shemo vključena pred njeno spremembo, uveljavljeno z EZ-1.

Dinamika vključevanja proizvodnih naprav v podporno shemo v obdobju 2010-2018 je prikazana v tabeli 12, iz katere lahko tudi razberemo, da od leta 2016 dalje število proizvodnih naprav v podporni shemi upada. Manjše število proizvodnih naprav za SPTE in hidroelektrarn je predvsem posledica izteka obdobja upravičenosti do podpore, ki je za tehnologije SPTE omejeno na 10 let, pri OVE pa na 15 let. Nekaj lastnikov manjših sončnih elektrarn pa se je še pred uveljavitvijo nove uredbe o samooskrbi odločilo za prehod na samooskrbo in so iz podporne sheme izstopili.

Tabela 12: Število proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in dinamika njihove vključitve

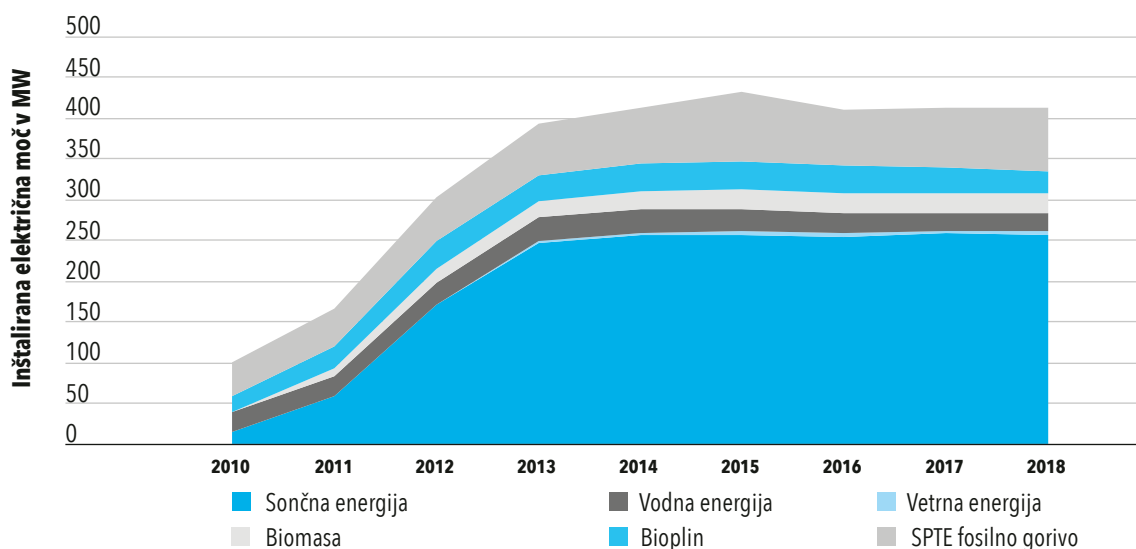
Vir	Število naprav, vključenih v podporno shemo								
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sončna energija	381	975	2.406	3.218	3.319	3.339	3.323	3.312	3.301
Vetrna energija	3	4	3	5	4	9	7	7	6
Vodna energija	105	109	108	106	106	106	98	91	93
Biomasa	0	3	5	10	19	43	44	43	44
Bioplin	13	26	31	31	31	33	32	31	27
SPTF fosilno gorivo	26	46	89	184	270	390	384	380	388
Skupaj	528	1.163	2.642	3.554	3.749	3.920	3.888	3.864	3.859

Vira: agencija, Borzen

62 %
moči vseh proizvodnih
naprav, vključenih v podporno
shemo, predstavljajo sončne
elektrarne

Skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, se ni spremenila od leta 2016 in je tudi ob koncu leta 2018 znašala 412 MW. Prevladujejo sončne elektrarne z 257,4 MW, kar predstavlja 62 % nazivne električne moči vseh proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo. Sončnim elektrarnam po številu in nazivni moči sledijo naprave za SPTF na fosilna goriva, katerih skupna električna nazivna moč je ob koncu leta 2018 znašala 79 MW, kar je 7 MW več kot v letu 2017, ter znaša 19 % skupne nazivne električne moči vseh proizvodnih naprav v shemi v letu 2018.

Slika 10: Skupna inštalirana električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2010–2018



Vira: agencija, Borzen

2.2.1.3 Proizvedena količina električne energije v podporni shemi

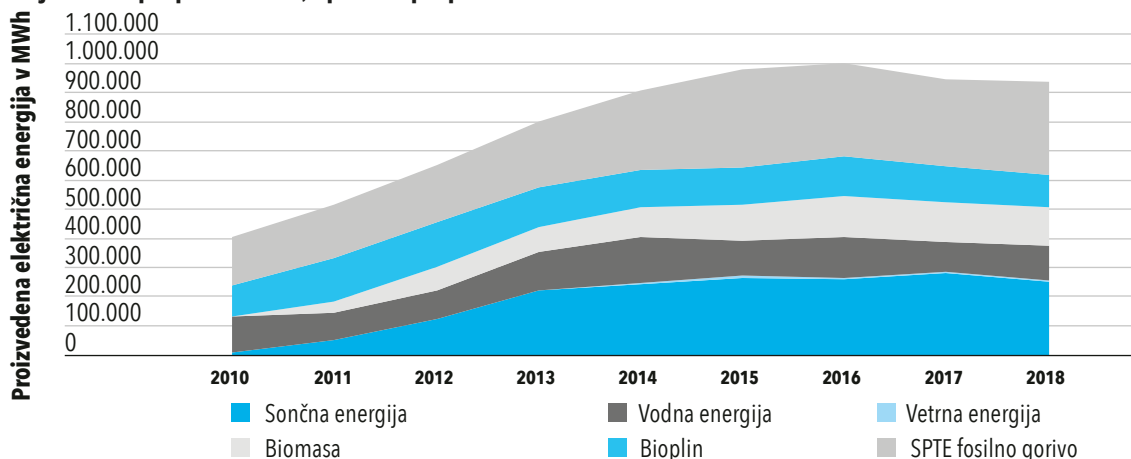
V letu 2018 je bilo v okviru podporne sheme OVE in SPTF skupaj proizvedenih 937.897 MWh električne energije, od tega 617.424 MWh iz obnovljivih virov in v soproizvodnih enotah na fosilna goriva 320.473 MWh električne energije. Glede na leto 2010, ko se je podpora shema začela izvajati, se je proizvodnja več kot podvojila. Rast proizvodnje pa se je ustavila v letu 2016, to je leto po zadnjih intenzivnejših vključitvah proizvodnih naprav v podporno shemo. Glede na količino proizvedene električne energije so izstopale enote za soproizvodnjo na fosilna goriva s 320.473 MWh proizvedene

električne energije, kar je dobrih 8 % več kot v letu 2017. V sončnih elektrarnah je bilo proizvedenih 249.551 MWh električne energije, kar je 11 % manj kot v predhodnem letu. Proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah je bila glede na leto prej 15 % večja, 12 % manj električne energije pa je bilo v primerjavi z letom prej proizvedene iz bioplina.

Gibanje količin proizvedene električne energije v objektih, vključenih v podporno shemo, v obdobju 2010–2018 prikazuje slika 11.

937.897 MWh
električne energije
proizvedene v napravah,
vključenih v podporno
shemo

Slika 11: Proizvedena električna energija v obdobju 2010–2018, za katero so bile proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo, izplačane podpore



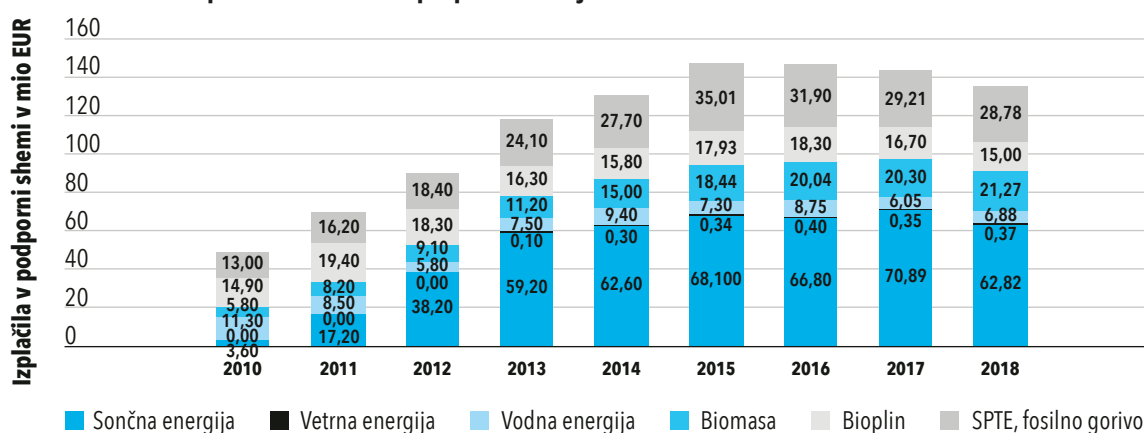
Vira: agencija, Borzen

2.2.1.4 Izplačane podpore

V letu 2018 je bilo proizvajalcem električne energije, ki so upravičeni do podpore za električno energijo, proizvedeno iz OVE in v SPTE, izplačanih 135,12 milijona evrov, kar je 8,38 milijona evrov manj kot leto prej. Od uveljavitve podporne sheme leta 2010 pa do leta 2018 je bilo proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo, izplačanih okrog milijardo evrov podpor za skupaj 7.148.174 MWh proizvedene električne energije. Dobrih 46 % vseh izplačanih podpor, oziroma 62,8 milijona evrov, je bilo v letu 2018 namenjeno podpori proizvodnje električne energije v sončnih elektrarnah, kar pomeni, da kljub 7,8 milijona evrov manj izplačanih podpor glede na leto prej, namenjenih tej proizvodnji, podpora sončnim elektrarnam še vedno prevladuje.

Vrednosti izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010–2018 prikazuje slika 12.

Slika 12: Vrednost izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010–2018



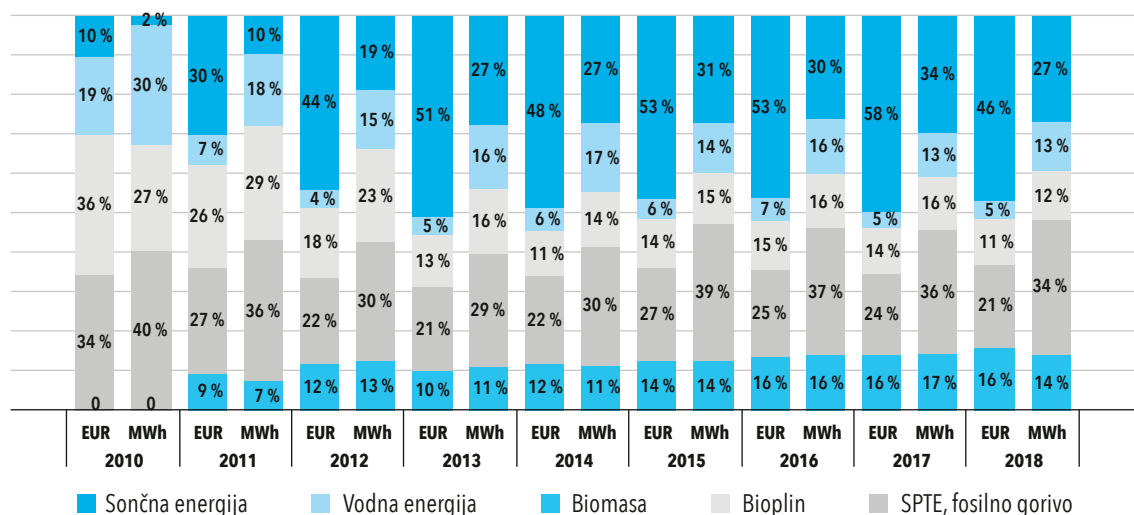
Vir: Borzen

Slika 13 prikazuje izplačila podpor po 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 sredstev za podpore in deležem proizvedene količine električne energije je najugodnejše pri proizvodnji električne energije v hidroelektrarnah in tudi pri soproizvodnih enotah na fosilna goriva. To pomeni, da je podpora za enoto proizvedene električne energije pri navedenih tehnologijah bistveno nižja kot na primer za električno energijo, proizvedeno v sončnih elektrarnah. Pri teh je, poleg manjših proizvodnih enot na lesno biomaso, razmerje med izplačili podpor in proizvedeno električno energijo najmanj ugodno, saj je enoti proizvedene energije v povprečju namenjena najvišja vrednost podpore. Izjemo predstavlja le nekaj sončnih elektrarn, ki so v podporno shemo vključene

na podlagi sklepov o izbiri projektov proizvodnih naprav v okviru javnih pozivov, pri katerih je ponujena cena električne energije, od katere je odvisna vrednost podpore, bistveno nižja.

46 %
od izplačanih podpor
za proizvodnjo električne
energije v sončnih
elektrarnah

Slika 13: Razmerje med deležem izplačanih sredstev za podpore in proizvedeno količino električne energije glede na vir energenta v obdobju 2010–2018



Vira: agencija, Borzen

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

Način financiranja podporne sheme je predpisan z Uredbo o načinu določanja in obračunavanja prispevkov za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v soproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije ter temelji na prispevkih, ki jih plačujejo vsi končni odjemalci električne energije ter končni odjemalci trdnih, tekočih, plinastih fosilnih goriv in daljinske toplote za končno rabo. 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 odjemalce daljinske toplote.

Intenziven razvoj podporne sheme v prvih nekaj letih po njeni uveljavitvi je terjal tudi zagotovitev zadostnega obsega likvidnih sredstev za plačila podpor proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo. Zaradi navedenega je bilo treba na začetku uveljavljeni prispevek končnih odjemalcev zviševati ter v letu 2014 s prispevkom dodatno obremeniti tudi končne odjemalce oziroma kupce drugih energentov. Vrednosti prispevka odjemnih skupin končnih odjemalcev električne energije po letu 2015 niso bile spremenjene. S spremembo v letu 2015 je bilo v okviru sheme državne pomoči uveljavljeno tudi znižanje prispevka na obračunsko enoto moči električne energije za končne odjemalce energetske intenzivnih dejavnosti gospodarstva. Vrednosti prispevka za druge energente, ki jih plačujejo končni odjemalci na enoto dobavljenega energenta, se od uvedbe v letu 2014 in do konca leta 2018 niso spremenile.

Slika 14: Spremembe vrednosti prispevkov posameznih odjemnih skupin končnih odjemalcev električne energije v obdobju 2010–2018

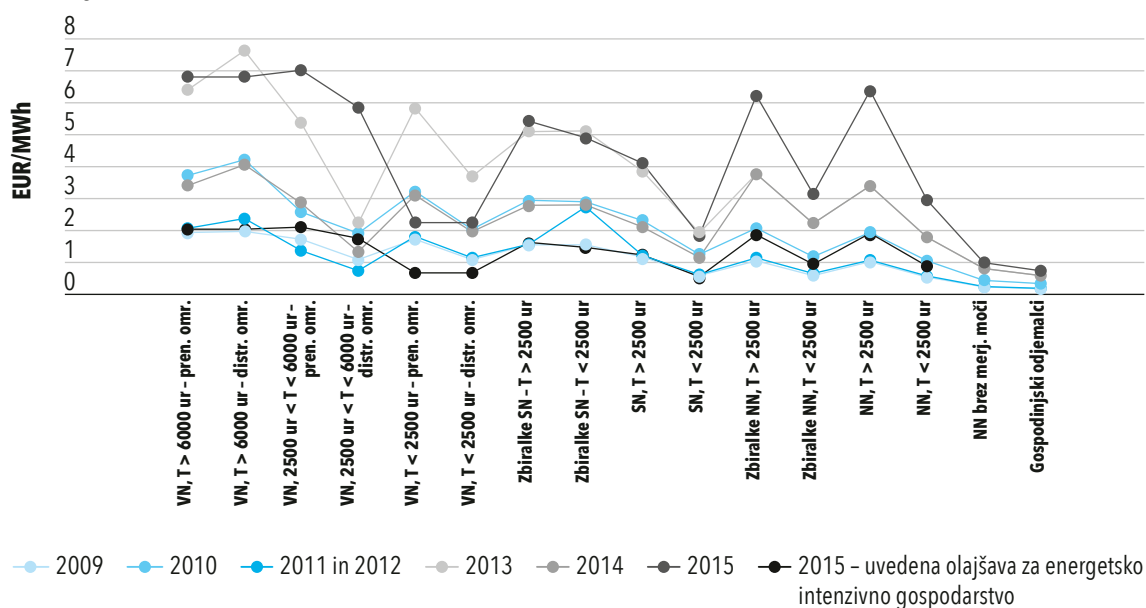


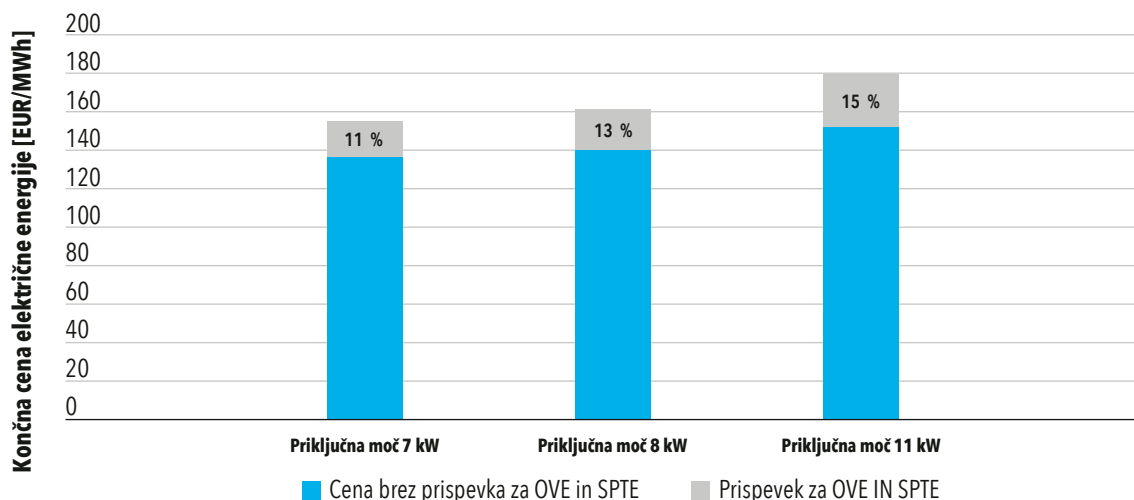
Tabela 13: Vrednosti prispevkov na fosilne energente, določene v letu 2014

Energent	Prodajna enota	Prispevek v evrih na prodajno enoto energenta
Zemeljski plin	MWh	0,99045
ELKO	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
Daljsinska toplota	MWh	0,99045

Vir: agencija

Končni odjemalci električne energije za vsako prevzemno-predajno mesto plačajo prispevek, katerega višina je odvisna predvsem od razvrstitve končnega odjemalca v odjemno skupino glede na moč, napetostno raven, kategorijo in namen porabe električne energije. 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 prispevek za OVE in SPTE predvsem pri končnih odjemalcih električne energije predstavlja nezanemarljiv del končne cene električne energije. V letu 2018 je tako delež prispevkov v skupni končni ceni električne energije za gospodinjstega odjemalca s priključno močjo 8 kW z letno porabo 3500 kWh znašal 13 %, za gospodinjstega odjemalca s priključno močjo 11 kW in enako porabo pa 15 %.

Slika 15: Delež prispevka OVE in SPTE v končni ceni električne energije gospodinjstega odjemalca s 3500 kWh letnega odjema v letu 2018



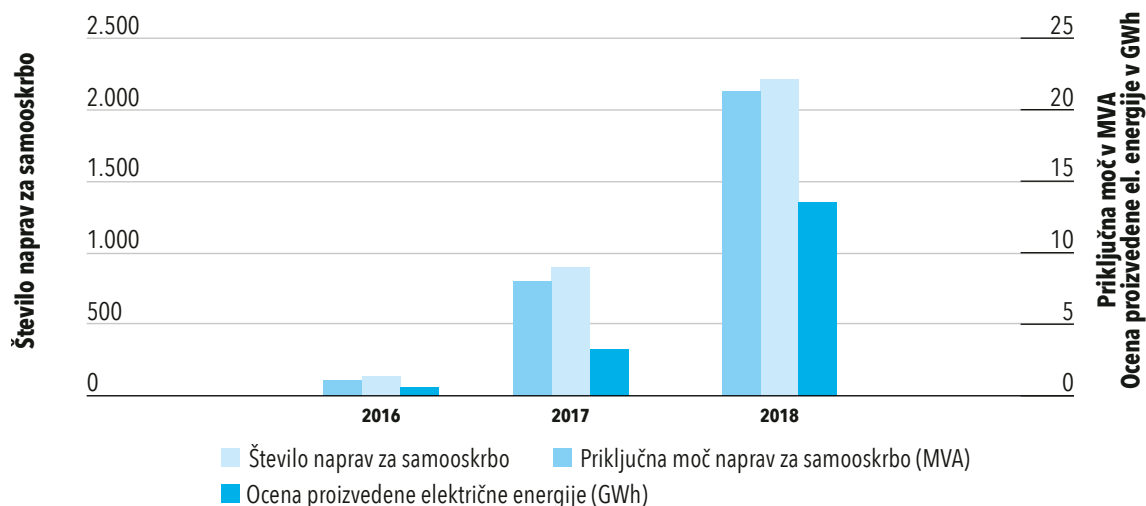
Vir: agencija

2.2.2 Samooskrba z električno energijo iz obnovljivih virov

Po sprejetju vladne uredbe o samooskrbi z električno energijo konec leta 2015 so bile prve naprave za samooskrbo nameščene v letu 2016. Tega leta je bilo na distribucijsko omrežje priključenih le 135 naprav za samooskrbo, konec leta 2018 pa jih je bilo že 2207. Strmo naraščanje števila odjemalcev s samooskrbo, ki je prikazano na sliki 16, je pričakovati tudi v naslednjih letih. Povprečna moč priključenih naprav znaša 9,7 kVA, glede na tehnologijo pa močno prevladujejo sončne elektrarne, in sicer z 99,50-odstotnim deležem, sledijo hidroelektrarne z 0,46-odstotnim deležem ter vetrne elektrarne z 0,04-odstotnim deležem.

Strmo naraščanje
števila odjemalcev
s samooskrbo

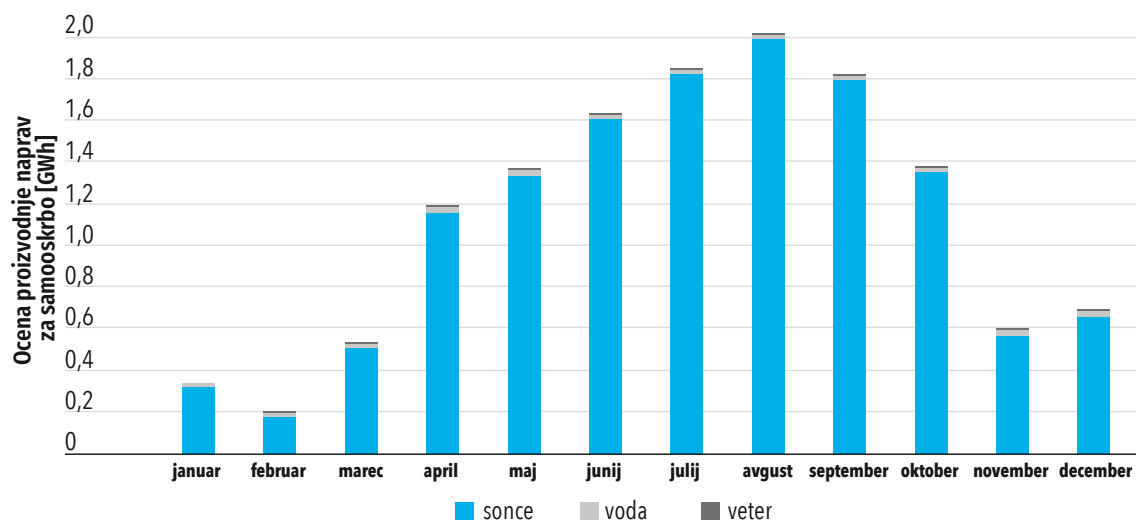
Slika 16: Število, priključna moč ter ocena proizvodnje naprav za samooskrbo v obdobju 2016-2018



Viri: agencija, SODO, EDP, Borzen

Količina letne proizvodnje električne energije iz naprav za samooskrbo, ki so priključene za prevzemno-predajnim mestom končnega odjemalca, se zaradi načina merjenja ter letnega načina nertiranja količin proizvedene in porabljene električne energije lahko le oceni. Ta ocena je odvisna od vrste proizvodnih naprav, priključne moči in referenčnih mesečnih obratovalnih ur, ko lahko proizvodne naprave obratujejo. Zaradi velikega deleža sončnih elektrarn je ocenjena proizvedena električna energija, ki je prikazana na sliki 17, odvisna predvsem od geografskih in vremenskih dejavnikov. Ocenjena letna proizvodnja električne energije je zaradi povečanega števila naprav v samooskrbi, ki ga prikazuje slika 17, narasla z 0,6 GWh v letu 2016 na 13,5 GWh v letu 2018.

Slika 17: Ocena proizvodnje naprav za samooskrbo (v kWh) v letu 2018 po mesecih



Vir: Borzen

2.3 Reguliranje omrežnih dejavnosti

2.3.1 Ločitev dejavnosti

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

Dejavnost gospodarske javne službe (GJS) systemskega operaterja se izvaja v pravni osebi, ki zraven prenosne dejavnosti opravlja še dejavnosti, ki niso elektroenergetske. Družba ELES v letnem poročilu razkriva ločene računovodske izkaze za navedeni 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 se izvaja v ločeni pravni osebi in je edina dejavnost, ki jo izvaja. Tako 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 zraven 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 evidenc in sestavila ločene računovodske izkaze za dejavnost, ki so jo na podlagi pogodbenega razmerja prenesle v izvajanje SODO, in za druge dejavnosti, ki niso elektroenergetske. Distribucijska podjetja so v letnem poročilu razkrila ločene računovodske izkaze za navedene dejavnosti in tudi sodila za razporejanje sredstev in obveznosti, stroškov ter odhodkov in prihodkov, ki jih upoštevajo pri sestavi ločenih računovodskih evidenc in ločenih računovodskih izkazov.

2.3.2 Tehnične storitve operaterjev

2.3.2.1 Zagotavljanje sistemskih storitev

Sistemske storitve so storitve, ki jih mora zagotavljati sistemski operater, da omogoči normalno obratovanje celotnega elektroenergetskega sistema. Na ravni slovenskega elektroenergetskega sistema jih zagotavlja ELES, d.o.o., sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja. 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 financira iz omrežnine za prenosni sistem.

Sistemski operater del potrebnih sistemskih storitev za terciarno regulacijo zakupil na mesečni osnovi

Sistemske storitve delimo na frekvenčne, med katere sodijo primarna, sekundarna in terciarna regulacija, in nefrekvenčne, to sta regulacija napetosti in zagon agregatov brez zunanjega napajanja. Frekvenčne sistemske storitve sodijo poleg nakupa na izravnalnem trgu tudi med storitve izravnave v elektroenergetskem sistemu. Potreben obseg frekvenčnih sistemskih storitev je mogoče ovrednotiti s količino rezerve, izražene v MW, medtem ko je pri nefrekvenčnih sistemskih storitvah potrebna predvsem ustrezna

geografska razpršenost njunih ponudnikov na celotnem območju prenosnega sistema. Za leto 2018 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 2018 je bil enak kot za predhodni dve leti. Ta obseg se določa na podlagi pravil, ki jih določajo obratovalna pravila za območje sinhronnega obratovanja Celinska Evropa. Rezerva za primarno regulacijo mora pokriti slovenski delež referenčnega incidenta na tem območju, ki predstavlja hkraten izpad 3000 MW proizvodnje. Delež posamezne države se izračuna na podlagi razmerja med odjemom električne energije v tej državi in celotnim odjemom na območju sinhronnega obratovanja v preteklem 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 preteklem 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 največjega izpada proizvodne in porabniške enote. Kljub dejstvu, da 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 2018 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, z enim v okviru regulacijskega bloka Slovenija-Hrvaška-Bosna in Hercegovina ter z italijanskim sistemskim operaterjem Terno. Potrebna negativna rezerva za terciarno regulacijo je tudi za leto 2018 ostala na ravni 185 MW, kar predstavlja višek moči v sistemu v primeru izpada črpalne elektrarne Avče v črpalnem režimu.

Nova poimenovanja frekvenčnih sistemskih storitev

V letu 2018 je začela veljati tudi Uredba Komisije (EU) 2017/2195 z dne 23. novembra 2017 o določitvi smernic za izravnavo električne energije, ki prinaša nova poimenovanja frekvenčnih sistemskih storitev. Primarna regulacija je tako proces za vzdrževanje frekvence, sekundarna regulacija avtomat-

ski proces za povrnitev frekvence, terciarna regulacija pa ročni proces za vzdrževanje frekvence. Ne glede na to je v tem poročilu uporabljeno dosedanje poimenovanje frekvenčnih sistemskih storitev.

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 2018 z novimi sporazumi zagotoviti še 154 MW pozitivne rezerve in 185 MW negativne rezerve za terciarno regulacijo. Za leto 2018 se je sistemski operater odločil, da bo kot fazo priprave na izvajanje uredbe 2017/2195 del potrebne rezerve za pozitivno terciarno regulacijo nabavljaj na mesečnih dražbah. Tako je na letni ravni zakupil le 118 MW rezervnih zmogljivosti, preostalih 36 MW pa na mesečnih dražbah. Od 118 MW zmogljivosti, zakupljenih na letni ravni, je bilo 98 MW rezerv v klasičnih elektrarnah, 20 MW pa v objektih razpršene proizvodnje in s prilagajanjem odjema (tako imenovani produkt DSM). Pregled vseh produktov rezerve za izvajanje pozitivne terciarne regulacije v letu 2018 je prikazan v tabeli 14.

Tabela 14: Pregled produktov pozitivne terciarne rezerve za leto 2018

	Produkt 14-18	Produkt 15-18	Produkt 2017	Produkt DSM	Mesečni produkt
Obdobje zakupa	2014-2018	2015-2018	2018	2018	Mesec
Količina (MW)	144	50	98	20	36
Izvor rezerve	Slovenija	Slovenija	Slovenija	Slovenija	Slovenija
Čas aktivacije	≤5 min	≤15 min	≤15 min	≤15 min	≤15 min
Čas najave spremembe aktivacije	≤15 min	≤15 min	≤15 min	≤15 min	≤15 min
Število aktivacij	Neomejeno	Neomejeno	Neomejeno	Neomejeno, vendar največ 2-krat na dan	Neomejeno
Čas nerazpoložljivosti po aktivaciji	0 min	≤30 min	≤30 min	≤10 ur	≤30 min
Trajanje ene aktivacije	≤6 h	≤6 h	≤4 h	≤4 h	≤4 h

Vir: ELES

Na mesečnih dražbah je sistemski operater v različnih mesecih zakupil rezervo pri različnih tipih ponudnikov. Za nekatere mesece je na dražbah izbral le ponudnike iz klasičnih elektrarn, za nekatere pa tudi ponudnike iz virov razpršene proizvodnje in s prilagajanjem odjema. Pri tem je treba omeniti tudi dejstvo, da je bila dražba za februar neuspešna, kar je pomenilo, da je Sloveniji v tem mesecu primanjkovalo 36 MW rezerve za terciarno regulacijo, saj sistemski operater ni izvedel nadomestnih postopkov za pokritje manjkajoče rezerve. Prav tako je za junij zakupil le 33 MW rezervnih zmogljivosti, za avgust pa 35 MW.

Ponudnike nefrekvenčnih sistemskih storitev in izvajanja storitve sekundarne regulacije frekvence in moči za obdobje 2014–2018 je ELES izbral že ob koncu leta 2013 na podlagi neposrednih pogajanj s potencialnimi ponudniki teh storitev. Zaradi narave preostalih sistemskih storitev je lahko izbral le ponudnike, ki so ponujali storitve s proizvodnimi viri, lociranimi znotraj regulacijskega območja Slovenije.

V tabeli 15 so prikazani skupni stroški posameznih sistemskih storitev za leto 2018. Pri tem je treba poudariti, da so prikazani le tisti stroški, ki se financirajo iz omrežnine za prenosni sistem. To so stroški vseh nefrekvenčnih sistemskih storitev in stroški zakupa rezervnih zmogljivosti pri frekvenčnih sistemskih storitvah. Stroški aktivacije energije pri frekvenčnih sistemskih storitvah pa se financirajo iz bilančnega obračuna, stroške katerega pokriva odgovorni bilančnih skupin.

Tabela 15: Stroški izvajanja sistemskih storitev

Sistemska storitev	Letni strošek brez DDV (EUR)
Sekundarna regulacija	11.153.226
Pozitivna terciarna regulacija	17.851.027
Negativna terciarna regulacija	6.942.400
Regulacija napetosti in jalove moči	2.941.906
Zagon agregatov brez zunanjega napajanja	4.117.755
Skupaj	43.006.314

Vir: ELES

Pri izvajanju sekundarne regulacije frekvence in moči je ELES v letu 2018 angažiral 82,3 GWh pozitivne in 118,1 GWh negativne energije. K temu je treba dodati, da je v okviru sporazuma o medsystemski izmenjavi s sistemskima operaterjema Avstrije in Hrvaške v letu 2018 ELES za izravnavo presežkov v sistemu izvozil 98,1 GWh, za izravnavo primanjkljajev pa je uvozil 51,3 GWh energije. V okviru izvajanja pozitivne terciarne regulacije je ELES angažiral 6216 MWh energije, kar je 1647 MWh oziroma 21 % manj kot v letu 2017. Večina energije (70 %) je bila aktivirana pri domačih ponudnikih, preostalih 30 % pa so prispevali ponudniki iz tujine. V primerjavi s predhodnim letom se je število aktivacij pozitivne regulacije zvišalo, vendar se je čas aktivacij skrajšal v povprečju za 20 %. Razlog je v tem, da poskuša sistemski operater manjkajočo energijo v sistemu čim prej nadomestiti z nakupom energije na izravnalnem trgu, saj je ta običajno stroškovno ugodnejša od drugih storitev izravnave, hkrati pa razbremeniti rezervo za izravnavo naslednjih nepričakovanih dogodkov. V letu 2018 ni bilo aktivacij negativne terciarne regulacije.

V letu 2018 se je nadaljevalo tudi urejanje področja izvajanja primarne regulacije. Tako je sistemski operater s ponudniki storitve sklenil Sporazum o zagotavljanju rezerve za izvajanje primarne regulacije frekvence, ki sistemskemu operaterju v vsakem trenutku omogoča zagotavljanje ustrezne ravni rezervnih zmogljivosti. Nekatere proizvodne naprave so v tem letu uspešno prestale tudi kvalifikacijske preizkuse, s katerimi so pridobile uradno potrditev usposobljenosti za sodelovanje pri izvajanju primarne regulacije. Proizvodne naprave, ki teh preizkusov še niso opravile, pa so začele izvajati potrebne naložbe v posodobitev turbinskih regulatorjev, kar je predpogoj za uspešno izvedbo kvalifikacijskega preizkusa. Ustrezna usposobljenost za sodelovanje v primarni regulaciji frekvence bi v primeru uvedbe plačljivosti storitve v Sloveniji domačim ponudnikom omogočila tudi sodelovanje na trgih te storitve v drugih državah na skupnem evropskem trgu električne energije.

V letu 2018 so v Sloveniji stekle tudi intenzivne priprave na izvajanje določil evropske uredbe 2019/2195. Tako je sistemski operater pripravil in agenciji posredoval v soglasje Pravila in pogoje za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES, na podlagi katerih bi izvajanje vseh frekvenčnih sistemskih storitev od leta 2020 potekalo na tržnih osnovah, saj si bo sistemski operater ponudnike izravnalne moči (zakup rezervnih zmogljivosti) in izravnalne energije izbral na vseslovenski platformi. Razen načina delovanja platforme pravila določajo tudi tehnične pogoje, ki jih bodo morali izpolnjevati ponudniki vseh treh frekvenčnih sistemskih storitev.

2.3.2.2 Izravnavo odstopanj in bilančni obračun

Za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema od napovedanih voznih redov je v Sloveniji odgovoren sistemski operater ELES. Kadar trenutne razmere proizvodnje in odjema v sistemu odstopajo od napovedanih voznih redov, 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 pro-

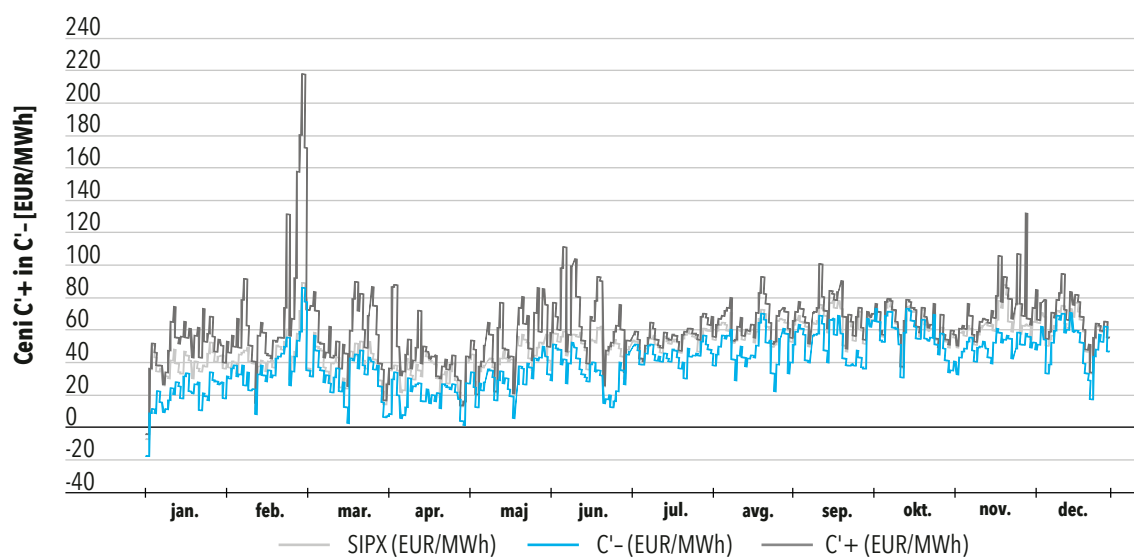
dati energijo na izravnalnem trgu. Izravnava odstopanj povzroča sistemskemu operaterju stroške, ki jih morajo pokriti tisti, ki jih povzročajo. V ta namen imamo v Sloveniji vzpostavljeno bilančno shemo, ki jo sestavljajo bilančne skupine, v okviru katerih lahko deluje tudi neomejeno število bilančnih 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 slovenskem organiziranem trgu z električno 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 celoten 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 vozniških redov.

Za izvajanje bilančnega obračuna je v Sloveniji odgovoren organizator 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, 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. Organizator 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. Korekcijo izvede 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. Tako dobi izpeljani ceni odstopanj, C_+^i in C_-^i . Korekcijo cen odstopanj izračuna brez upoštevanja penalizacije odstopanj in napovedanih odstopanj (odstopanja bilančnih skupin brez prevzemno-predajnih mest). Izračun penalizacije organizator 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_- organizator 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 izdela 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 2018.

Slika 18: Povprečne dnevne vrednosti osnovnih cen odstopanj C_+ in C_- ter indeksa SIPX

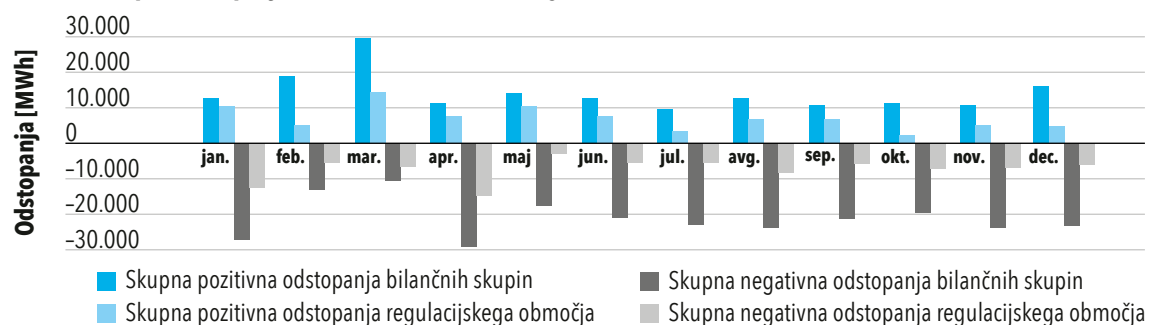


Kot osnovo za izračun osnovnih cen za odstopanja C_+ in C_- , posledično pa tudi za izračun izpeljanih cen odstopanj C_+ in C_- , organizator trga uporablja indeks slovenske borze električne energije SIPX. Povprečna vrednost indeksa SIPX je v letu 2018 znašala 51,16 EUR/MWh, kar je 1,52 EUR/MWh več kot v predhodnem letu. Najvišja vrednost SIPX je bila zabeležena 21. novembra v 18. urnem bloku, ko je znašala 141,25 EUR/MWh, najnižja vrednost -76,01 EUR/MWh pa je bila dosežena 1. januarja v 8. urnem bloku.

V obdobju od januarja do konca decembra je bila povprečna vrednost izpeljane cene za pozitivna odstopanja C_+ 62,16 EUR/MWh, za negativna odstopanja pa 39,93 EUR/MWh. Cena C_+ je najvišjo vrednost dosegla 30. novembra v 18. urnem bloku, ko je znašala 991,93 EUR/MWh, cena C_- pa je svojo najvišjo vrednost 122,08 EUR/MWh dosegla 2. marca v 10. urnem bloku. Najnižja vrednost C_+ je bila dosežena 1. januarja v 9. urnem bloku, ko je znašala -51,50 EUR/MWh, najnižja vrednost C_- pa 4. januarja v 2. urnem bloku, ko je znašala -82,56 EUR/MWh. Cene odstopanj so v letu 2018 ostale na podobni ravni kot v letu 2017, vendar je bilo zaznati povprečno zviševanje cen proti koncu leta. Slednje je seveda bilo odraz razmer na trgu, hkrati pa višje povprečne cene sledijo tudi stroškovnim konicam v izravnavi elektroenergetskega sistema.

Na sliki 19 so prikazana skupna pozitivna in negativna odstopanja vseh bilančnih skupin v Sloveniji v letu 2018 in tudi skupna odstopanja slovenskega regulacijskega območja.

Slika 19: Skupna odstopanja v slovenskem elektroenergetskem sistemu



Največja pozitivna odstopanja bilančnih skupin so bila zabeležena v marcu, največja negativna pa v aprilu. Skupna letna pozitivna odstopanja regulacijskega območja so znašala 83.750 MWh, negativna pa 87.206 MWh. Hkrati so skupna letna odstopanja vseh bilančnih skupin znašala 168.692 MWh, negativna pa 251.711 MWh. V primerjavi s preteklimi leti so se v letu 2018 odstopanja tako na ravni regulacijskega območja (RO) kot na ravni vseh bilančnih skupin (BS) bistveno zmanjšala, kar lahko pripišemo predvsem boljšemu napovedovanju proizvodnje in odjema v okviru bilančnih skupin. Pregled gibanja odstopanj v zadnjih petih letih je prikazan v tabeli 16.

Bistveno zmanjšana odstopanja v primerjavi s preteklimi leti

Tabela 16: Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in regulacijskega območja Slovenije v obdobju 2014–2018

	2014	2015	2016	2017	2018
Skupna pozitivna odstopanja BS (MWh)	299.692	300.292	239.765	263.038	168.692
Skupna pozitivna odstopanja RO (MWh)	232.311	258.325	247.527	280.935	83.750
Skupna negativna odstopanja BS (MWh)	-330.305	-387.450	-371.020	-326.166	-251.711
Skupna negativna odstopanja RO (MWh)	-292.514	-346.660	-378.773	-344.064	-87.206

Vira: Borzen, ELES

Kot tudi v vseh preteklih letih so tako sistem kot bilančne skupine bolj odstopali v negativno kot v pozitivno smer. Glavni razlog za to je v načinu izvajanja bilančnega obračuna v Sloveniji, ki temelji na dveh cenah, med katerima je praviloma znatna razlika. To spodbuja trgovce, da si raje zagotovijo viške energije, saj s tem zmanjšajo svoja tveganja na trgu. Velik delež negativnih odstopanj lahko delno pripišemo tudi vedno večjemu deležu nepredvidljive proizvodnje iz obnovljivih virov. Pri podatkih v tabeli 16 je treba omeniti, da so odstopanja na ravni sistema praviloma manjša od odstopanj bilančnih skupin, kar pripisujemo dejstvu, da se odstopanja bilančnih skupin zaradi različnih smeri odstopanj medsebojno delno izničijo.

V letu 2018 so bile v bilančno shemo operaterja trga na novo vključene po tri družbe iz Slovenije in tujine. Od teh je pet družb pridobilo status odgovornega bilančne skupine, ena pa status odgovornega bilančne podskupine. V istem obdobju so iz bilančne sheme izstopile tri tuje družbe in pet družb iz Slovenije, kar pomeni, da se je v primerjavi z letom 2017 članstvo v bilančni shemi zmanjšalo za dva člana. Skupaj je bilo v Sloveniji na dan 31. december 2018 registriranih 54 bilančnih skupin (19 slovenskih in 35 tujih podjetij) ter 20 bilančnih podskupin (17 slovenskih in tri tuja podjetja).

2.3.2.3 Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe

Za zagotavljanje varnosti in zanesljivosti obratovanja se v slovenskem prenosnem sistemu uporablja kriterij n-1, in sicer 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 kateregakoli elementa, kot 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 srednjenaletostnega 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 reguliranjem s kakovostjo oskrbe skuša z optimalnimi stroški izboljševati ali ohranяти 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. Agencija poleg navedenega izvaja reguliranje s kakovostjo oskrbe tudi z objavo podatkov in analiz, ki jih javno objavi v poročilu o kakovosti oskrbe z električno energijo.

Na področju neprekinjenosti napajanja je agencija v letu 2018 pri dveh distribucijskih podjetjih izvedla presojo podatkov, poročenih za poslovno leto 2017, in pri tem ugotovila odstopanja od pravil poročanja, ki so določena z Aktom o pravilih monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo. Presojani distribucijski podjetji sta z izvedbo popravka podatkov o neprekinjenosti napajanja odstopanja od pravil poročanja odpravili. V okviru postopka presoje je agencija ocenila tudi učinkovitost procesa nadzora neprekinjenosti napajanja.

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 sprejet 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.

196 minut
je povprečno trajala
prekinitev dobave
elektrike, prekinjena pa
je bila povprečno več
kot 2,5-krat

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

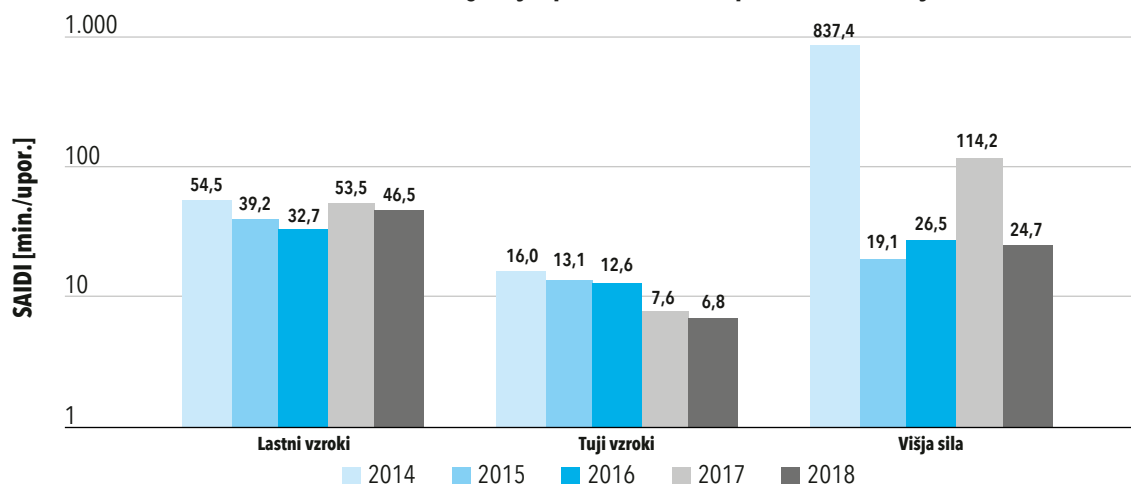
Agencija je iz podatkov o parametrih SAIDI in SAIFI, ki so izračunani na ravni posameznega distribucijskega podjetja, izračunala agregirane vrednosti teh parametrov glede na število vseh odjemalcev v Sloveniji. Spremljanje parametrov SAIDI in SAIFI v opazovanem obdobju kaže na določena medletna nihanja ravni kakovosti oskrbe. Dobava električne energije je

bila v letu 2018 v povprečju prekinjena več kot 2,5-krat v skupnem trajanju 196 minut. Glede ravni kakovosti oskrbe, za katero je neposredno odgovoren distribucijski operater, prav tako ugotavljamo medletna nihanja.

Agencija spremlja tudi parameter kratkotrajnih prekinitev MAIFI, ki se izračunava podobno kot parameter SAIFI, temelji pa na številu kratkotrajnih prekinitev, ki so krajše od treh minut in se ne ločujejo po vzrokih. V letu 2018 se je vrednost parametra MAIFI po treh letih slabšanja ponovno izboljšala na vrednost sedmih kratkotrajnih prekinitev na uporabnika sistema.

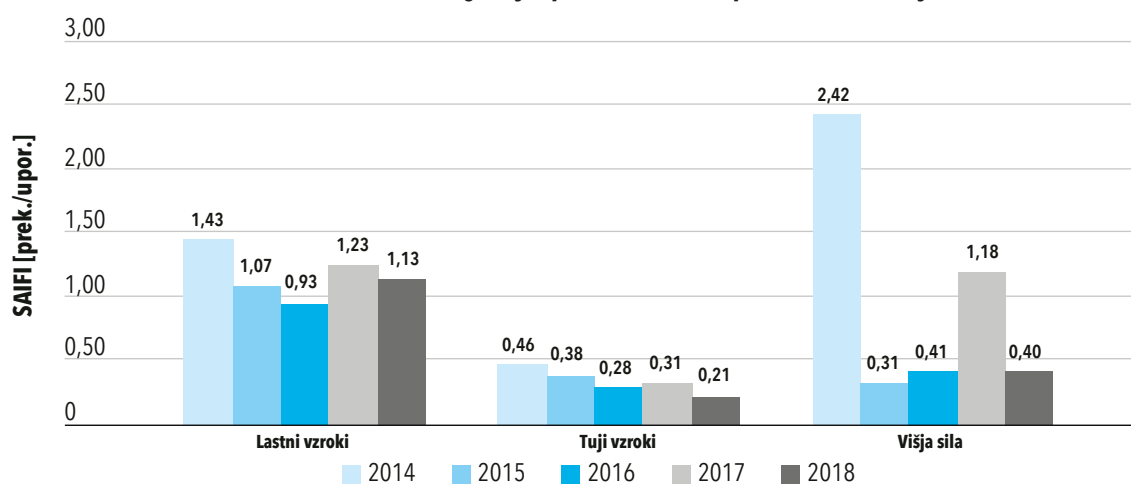
Na slikah 20 in 21 so prikazane vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2014–2018 za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ki so ločene po vzrokih prekinitev na lastne vzroke in tuje vzroke ter višjo silo, slika 22 pa prikazuje parameter MAIFI za isto opazovano obdobje. Vsi parametri so izračunani na državni ravni.

Slika 20: Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018



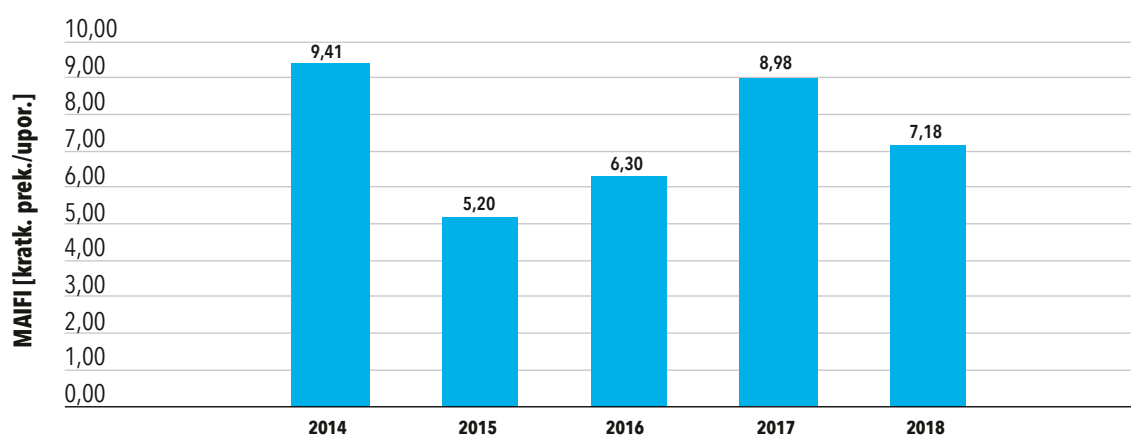
Vir: agencija

Slika 21: Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

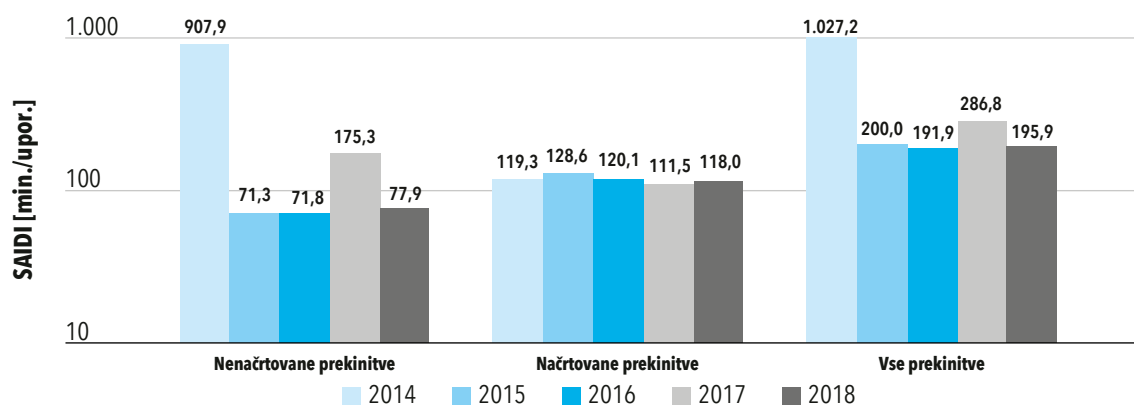
Slika 22: Parameter MAIFI v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

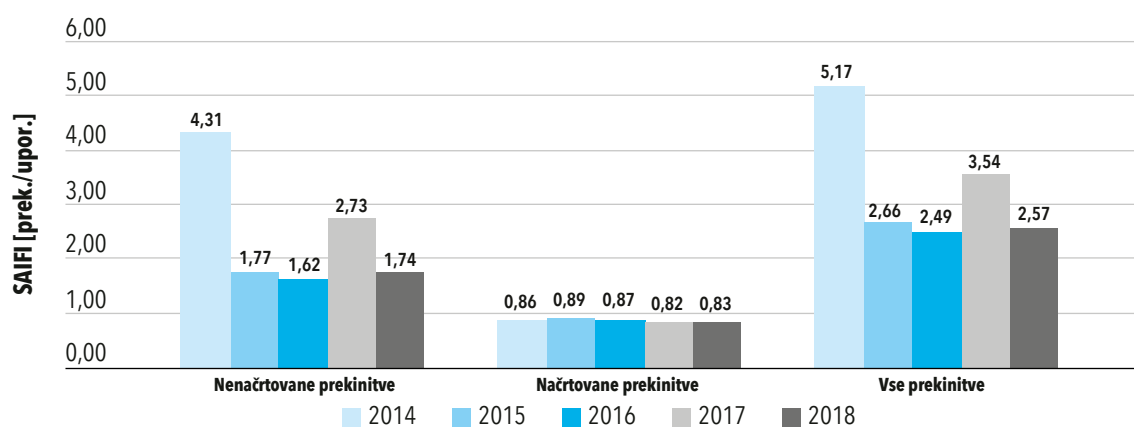
Na slikah 23 in 24 so prikazane skupne vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2014–2018 za nenačrtovane, načrtovane in vse prekinitev v Sloveniji.

Slika 23: Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Slika 24: Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Agencija je v letu 2018 nadaljevala s spremljanjem podatkov o neprekinjenosti napajanja tudi na zaprtih distribucijskih sistemih (ZDS). V letu 2018 ZDS niso obravnavali pritožb uporabnikov zaradi neprekinjenosti napajanja, so pa zabeležili prekinitev dobave električne energije, kot je razvidno iz tabele 17.

Tabela 17: Pregled števila prekinitev v ZDS, ločeno po vzrokih

Število prekinitev dobave električne energije v letu 2018	ZDS Petrol Ravne	ZDS Petrol Štore	ZDS Jesenice	ZDS Sij Acroni	ZDS Talum
Nenačrtovane prekinitev	28	0	10	25	0
– od tega lastni vzroki	7	0	0	17	0
– od tega tuji vzroki	0	0	1	8	0
– od tega višja sila	21	0	9	0	0
Načrtovane prekinitev	15	1	0	1	0
Kratkotrajne prekinitev	0	5	0	38	0

Viri: podatki ZDS

Komercialna kakovost

Zahtevana raven komercialne kakovosti je opredeljena s sistemskimi in zjamčenimi standardi komercialne kakovosti. Kršitev zjamčenih standardov komercialne kakovosti, ki so določeni z zakonodajo oziroma jih določi energetska 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 storitev.

Raven komercialne kakovosti storitev se ohranja

V letu 2018 nismo zabeležili nobenega primera izplačila nadomestila uporabniku zaradi kršitev zjamčenega standarda. Glede na triletni trend vrednosti parametrov komercialne kakovosti ugotavljamo, da se raven komercialne kakovosti ohranja. Agencija je pri določenih parametrih zaznala le manjše odstopanje maksimalnih vrednosti glede na predhodno leto. V tabeli 18 so prikazani razponi (minimalne in maksimalne vrednosti) parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2016–2018.

Tabela 18: Razponi vrednosti parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2016–2018

Parameter komercialne kakovosti na distribucijskem sistemu	2016		2017		2018	
	Min.	Maks.	Min.	Maks.	Min.	Maks.
Priključevanje na sistem						
Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev (dnevi)	6,86	20,00	8,19	19,50	9,78	23,80
Povprečni čas, potreben za izdajo ocene stroškov oziroma predračuna za enostavna dela (dnevi)	1,90	3,55	2,39	3,45	2,02	6,16
Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-sistem (dnevi)	1,00	6,56	1,00	5,94	1,00	11,90
Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na sistem (dnevi)	1,50	5,80	2,08	5,90	2,10	7,60
Skrb za odjemalce						
Povprečni čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov (dnevi)	2,11	4,51	1,59	4,97	0,45	5,00
Povprečni čas zadržanja klica v klicnem centru (sekunde)	18,00	122,00	15,00	126,70	15,00	116,67
Kazalnik ravni strežbe klicnega centra (%)	84,67	90,90	79,27	93,80	83,33	92,50
Tehnične storitve						
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06.00–22.00, ure)	1,00	2,17	1,01	1,86	1,00	1,90
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (22.00–06.00, ure)	0,60	1,81	0,90	2,06	1,30	3,26
Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti (dnevi)	13,70	21,50	13,70	21,05	11,16	25,84
Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti (meseci)	0,83	41,00	0,31	24,00	0,33	54,00
Merjenje in zaračunavanje						
Povprečni čas, potreben za odpravo okvare števca (dnevi)	2,55	6,00	2,63	10,00	2,88	9,21
Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila (ure)	0,15	8,35	0,18	9,36	0,18	8,47

Vir: agencija

**Upadanje deleža
upravičenih pritožb glede
komercialne kakovosti**

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 v opazovanem triletnem obdobju največkrat pritožili zaradi prekoračitve maksimalnega časa do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti in tudi zaradi zamude pri izdaji soglasja za priključitev. Čeprav smo v letu 2018 beležili največje število vseh pritožb, se je delež upravičenih pritožb v obdobju 2016–2018 manjšal. 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 obdobje 2016–2018 so zbrani v tabeli 19.

Tabela 19: Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v obdobju 2016–2018

Vzrok za pritožbo	Število vseh pritožb			Število upravičenih pritožb			Delež upravičenih pritožb		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Aktivacije priključkov									
Prekoračitev časa za aktiviranje priključka na sistem	0	0	1	0	0	0	-	-	0 %
Prekoračitev časa za ponovno vzpostavitev napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka	0	1	0	0	0	0	-	0 %	-
Kakovost oskrbe									
Prekoračitev maksimalnega časa trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	10	5	20	6	0	3	60 %	0 %	15 %
Prekoračitev roka za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	0	4	0	0	0	0	-	0 %	-
Prekoračitev maksimalnega dovoljenega trajanja in števila nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (velja samo za končne uporabnike na SN-sistemu)	0	1	0	0	1	0	-	100 %	-
Merjenje									
Zamuda pri odpravi okvare števca	0	1	0	0	1	0	-	100 %	-
Neizvedeno redno letno odčitavanje števecov s strani pooblaščenega podjetja	1	0	0	0	0	0	0 %	-	-
Obračunavanje in izdajanje računov ter izterjave									
Zamuda pri odgovorih na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	1	1	2	1	1	2	100 %	100 %	100 %
Priključevanje na sistem									
Zamuda pri izdaji pogodbe o priključitvi na NN-sistem	0	1	0	0	1	0	-	100 %	-
Zamuda pri izdaji soglasja za priključitev	8	2	5	2	0	0	25 %	0	0 %
Storitve uporabnikom									
Nepravočasna obveščenost uporabnikov o načrtovani prekinitvi	2	3	0	2	3	0	100 %	100 %	-
Skupaj	22	19	28	11	7	5	50 %	37 %	18 %

Vir: agencija

ZDS so tudi v letu 2018 nadaljevali s spremljanjem kakovosti oskrbe na področju komercialne kakovosti. Zaradi večje togosti sistemov in relativno majhnega števila uporabnikov ZDS v letu 2018 niso prejeli nobene pritožbe glede komercialne kakovosti.

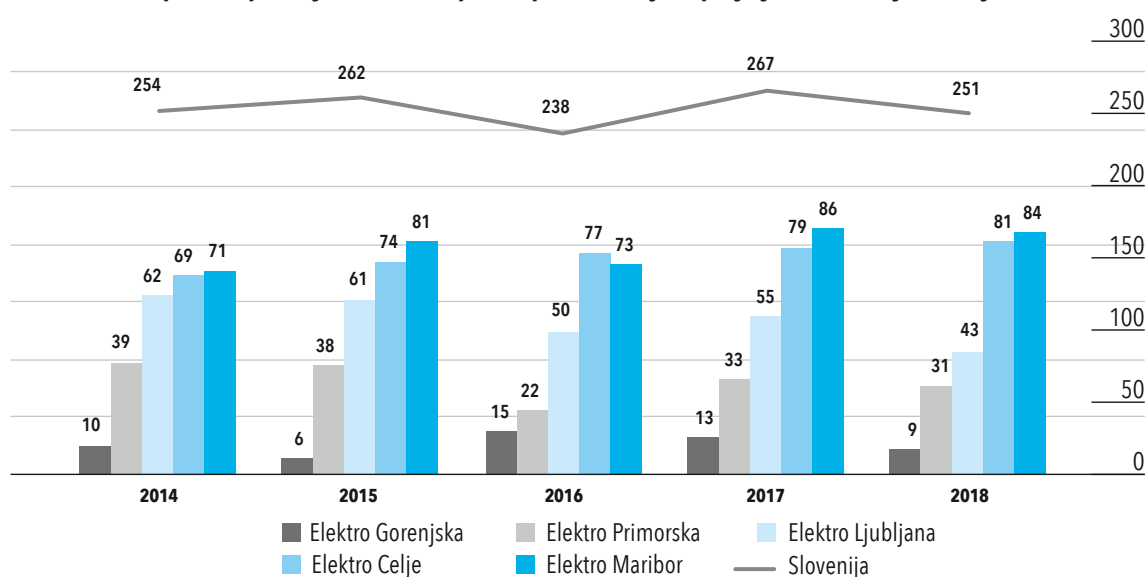
Kakovost napetosti

Elektrooperaterja in distribucijska podjetja morajo izvajati stalni monitoring na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom ter na prevzemno-predajnih mestih večjih uporabnikov, občasni monitoring pa se izvaja po vnaprej določenem načrtu. Pri obravnavi pritožbe uporabnika se izvede monitoring kakovosti napetosti, ki traja najmanj en teden. Monitoring kakovosti napetosti se izvaja tudi 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 je posebej prikazano gibanje števila pritožb s področja kakovosti napetosti po posameznih distribucijskih podjetjih in za celotno Slovenijo. V letu 2018 smo beležili upad skupnega števila prejetih pritožb s področja kakovosti napetosti glede na predhodno leto, dodatno pa se je za dobrih 10 % zmanjšal delež upravičenih pritožb, kar je razvidno s slike 26.

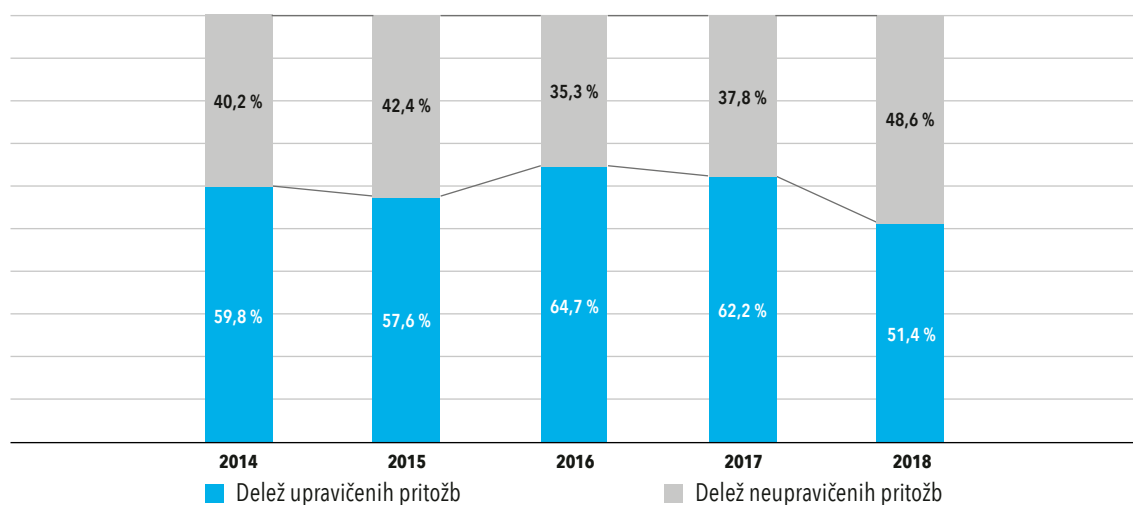
10 %
manjši delež
upravičenih pritožb
s področja kakovosti
napetosti

Slika 25: Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Slika 26: Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

ELES je na visokonapetostnem sistemu izvajal stalni monitoring kakovosti napetosti v 197 merilnih točkah, to so meje z distribucijskimi sistemi, proizvodnimi objekti in neposrednimi odjemalci. Podobno kot v prejšnjih letih so zaznali največ kršitev standarda zaradi pojava flikerja. Neskladnost flikerja s standardom so ugotovili v 178 merilnih točkah. Poleg tega je bil v letu 2018 kršen standard zaradi napetostnega neravnotežja v treh merilnih točkah.

Tudi v ZDS so v letu 2018 izvajali monitoring kakovosti napetosti skladno s standardom. 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 Sij Acroni in ZDS Jesenice se v letu 2018 glede na prejšnja leta razmere kakovosti niso bistveno spremenile; v obeh primerih so bile mejne vrednosti standarda prekoračene zaradi flikerja, na katerega pa na VN-nivoju nimata vpliva. ZDS niso prejeli pritožb s področja spremljanja kakovosti napetosti.

2.3.2.4 Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja

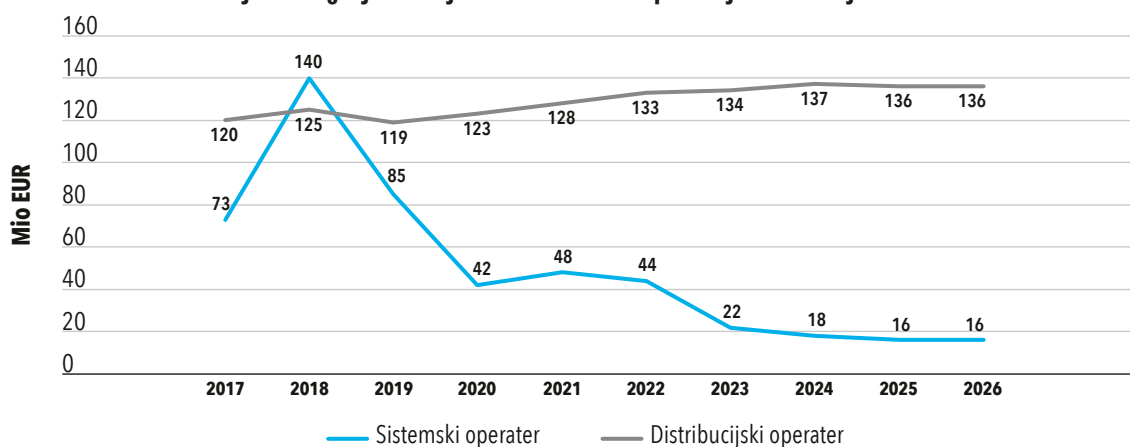
Razvoj elektroenergetskega omrežja temelji na desetletnih razvojnih načrtih prenosnega in distribucijskega sistema električne energije, ki ju morata elektrooperaterja izdelati vsako drugo leto ter zanj pridobiti soglasje ministra, pristojnega za energijo. Načrta morata biti razvojno usklajena in upoštevati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

Izhodišče za načrtovanje omrežja v razvojnem načrtu systemskega operaterja je analiza razmer v prenosnem sistemu. Na podlagi vhodnih podatkov za napoved porabe električne energije in moči mora systemski 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 razvojnih načrtih za obdobje 2017-2026 elektrooperaterja 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

Naložbe v prenosno omrežje Republike Slovenije, ki jih sistemski operater načrtuje v naslednjem desetletnem obdobju, temeljijo na študijah o potrebah po novi prenosni infrastrukturi ob upoštevanju potreb po novih povezavah s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi zaradi povečanja tranzitnih sposobnosti in odpravljanja ozkih grl v slovenskem prenosnem sistemu. Upoštevane so zahteve po obvladovanju pretokov moči in zagotovitvi ustreznih napetostnih razmer, zagotavljanju zanesljivega ter varnega obratovanja v skladu s priporočili in merili ENTSO-E, zahteve glede uvajanja novih tehnologij pametnih omrežij za boljšo izkoriščenost obstoječe infrastrukture ter za doseganje ustrezne stabilnosti in učinkovitosti elektroenergetskega sistema.

Največja naložba sistema operaterja v naslednjih letih bo izgradnja daljnovoda 2 x 400 kV Cirkovce-Pince, katerega dokončanje je predvideno do konca leta 2021. Naložba bo omogočila izpolnjevanje glavnega strateškega cilja družbe ELES, s katerim se bo ustvarila čezmejna prenosna zmogljivost s sosednjo Madžarsko. Z izvedbo naložbe je mogoče pričakovati tudi povečanje možnosti uvoza električne energije iz sosednjih držav in vzpostavitev dodatne konkurence na trgu sistemskih storitev ter izboljšanje zanesljivosti napajanja v Sloveniji v primeru izpadov večjih proizvodnih objektov. Projekt je uvrščen tudi na seznam projektov skupnega interesa (PCI), ki se na podlagi evropske uredbe o smernicah za vseevropsko energetska infrastrukturo pripravi vsaki dve leti. Na tem seznamu je tudi projekt pametnih omrežij SINCRO.GRID, s katerim so se sistemski in distribucijski operaterji Slovenije in Hrvaške (ELES, HOPS, SODO in HEP-ODS) lotili reševanja težav s prenapetostmi v prenosnem omrežju ter vzpostavitve obratovalnih pogojev, kar bo omogočilo vključevanje večjega obsega proizvodnje iz OVE, povečanje prenosnih zmogljivosti daljnovodov (DTR) in zmogljivosti za sistemske storitve. Projekt je že v fazi implementacije s predvidenim zaključkom v letu 2021.

Distribucijski operater v razvojnem načrtu distribucijskega omrežja do leta 2028 upošteva cilje, povezane z zastavljenimi smernicami in cilji nacionalne ter evropske energetske in okoljske politike. Razvojni načrt tako odgovarja na vprašanja, kako zadostiti potrebam po načrtovani porabi električne energije in potrebam po električni moči, nadalje 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 tudi omogočiti doseganje nacionalnih podnebno-energetskih ciljev. Med temeljne razvojne usmeritve distribucijskega operaterja spadajo vlaganja v razvoj sistemov obratovanja omrežij, ki zajema zaznakanje sredjenapetostnega omrežja, avtomatizacijo in vodenje, način ozemljevanja nevtralne točke in kabliranje omrežja ter izboljšanje kakovosti napajanja odjemalcev z uvajanjem koncepta pametnih omrežij in naprednega merjenja. Vrednostno največji delež naložb predstavljajo vlaganja v izgradnjo novega in rekonstrukcijo sredjenapetostnega omrežja, pri čemer pri novogradnjah prevladuje podzemna izvedba sredjenapetostnega omrežja, pri rekonstrukcijah nadzemnih vodov pa zamenjava golih vodnikov s polizoliranimi vodniki oziroma samonosnimi kabli.

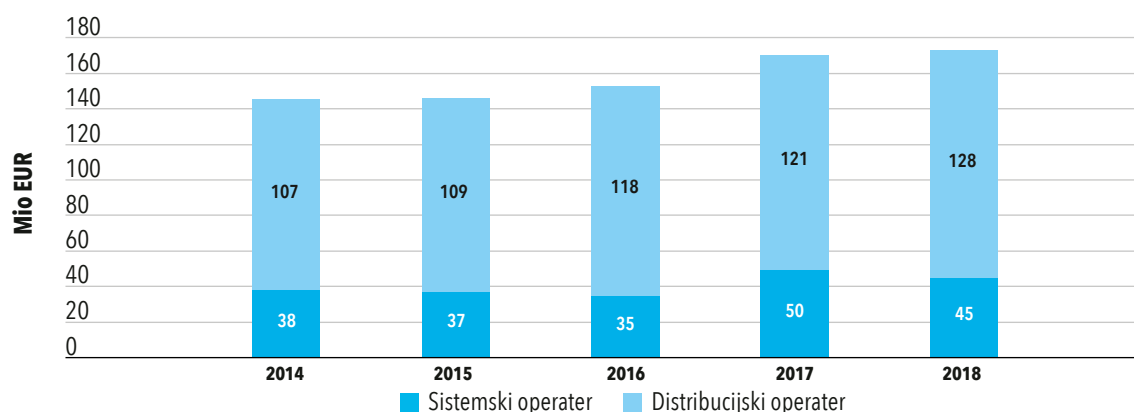
Nadzor nad izvajanjem razvojnih načrtov elektrooperaterjev

Slika 28 prikazuje naložbe obeh elektrooperaterjev v obdobju 2014–2018, pri čemer so zajete tako naložbe v nova sredstva kot tudi rekonstrukcije obstoječih. Nadaljuje se trend postopnega naraščanja naložb distribucijskega operaterja, v ozadju katerih so tudi potrebe po krepitvi omrežja zaradi čedalje večjega priključevanja razpršene proizvodnje in povečevanja odjema na distribucijskem omrežju. Naložbe sistema operaterja po pravilu dosegajo izrazite konice le v letih, ko se zaključujejo večji projekti, kljub rahlemu upadu glede na leto prej pa je bil v zadnjih dveh letih zaznan nekoliko večji obseg naložb v prenosno omrežje glede na večletno povprečje. V letu 2018 so naložbe obeh operaterjev v elektroenergetska omrežja znašala 173 milijonov evrov.

1795 mio €
načrtovanih naložb v 10
letih, od tega 1291 mio €
na distribucijskem in
504 mio € na prenosnem
omrežju

173 mio €
naložb v
elektroenergetska
omrežja

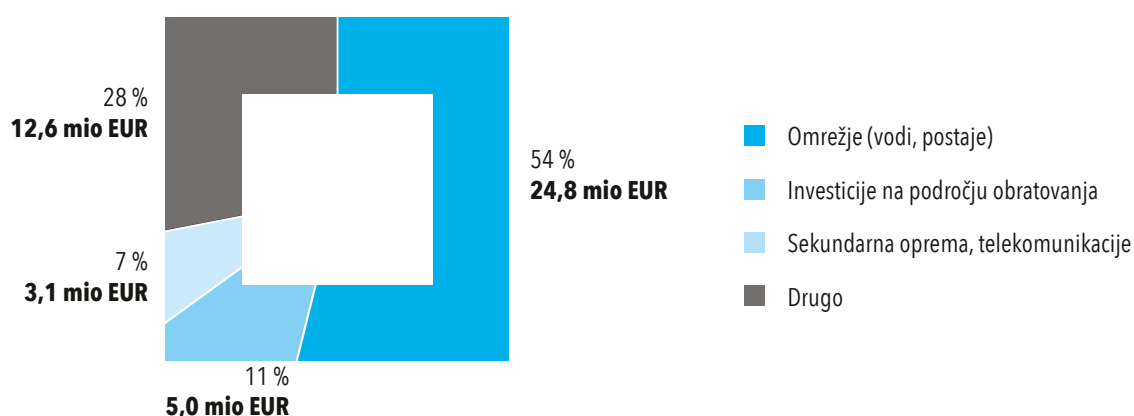
Slika 28: Naložbe sistemskega in distribucijskega operaterja v obdobju 2014–2018



Vira: ELES, SODO

Sistemiški operater je v letu 2018 za investicijska vlaganja namenil 45,5 milijona evrov, kar je le 32 % sredstev, predvidenih v razvojnem načrtu, oziroma 30 % sredstev, predvidenih v regulativnem okviru. Odstopanje realizacije od naložbenega načrta, upoštevane v regulativnem okviru, je predvsem posledica zamika začetka gradnje daljnovoda 2 x 400 kV Cirkovce–Pince in razdelilno-transformatorske postaje (RTP) 400/110 kV Cirkovce v leto 2019. Največ sredstev, skupaj skoraj 16 milijonov evrov, je bilo porabljenih pri izgradnji tehnološkega središča v Beričevem in zamenjavi energetskega transformatorja 300 MVA v RTP 400/110 kV Podlog, sledita naložbi v rekonstrukcijo RTP 110/20 (35) kV Pekre in namestitve transformatorja 300 MVA v RTP 400/110 kV Divača. Večja odstopanja pri realizaciji naložbenega načrta so zaradi spremenjene dinamike vlaganj nastala pri naložbah v izgradnjo RTP 110/20 kV Slovenska Bistrica in nadgradnjo omrežja IP/MPLS, za katero v naložbenem načrtu za leto 2018 ni bilo predvidenih sredstev. Zaradi težav pri javnem naročanju in umeščanju v prostor se je v leto 2019 zamaknila tudi izgradnja daljnovoda 2 x 110 kV Maribor–Cirkovce.

Slika 29: Naložbe sistemskega operaterja v letu 2018

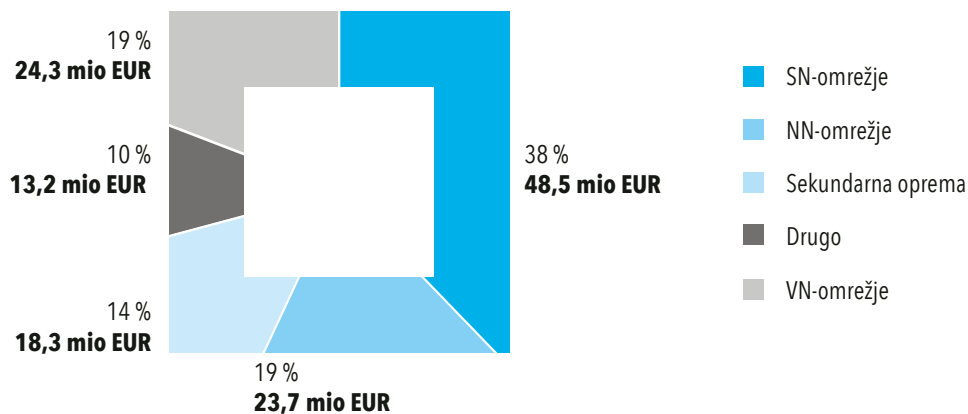


Vir: ELES

Distribucijski operater in lastniki elektrodistribucijskega omrežja so v letu 2018 za naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo namenili 128 milijonov evrov, kar je 117 % sredstev, načrtovanih v regulativnem okviru, in 102 % sredstev, načrtovanih v razvojnem načrtu. Od skupno realiziranih investicij je bilo 57,8 milijona evrov namenjenih za nove investicije, 57 milijonov evrov za rekonstrukcije in 13,2 milijona evrov za druge poslovno potrebne naložbe. Povečana realizacija glede na sredstva, predvidena v regulativnem okviru, je bila zlasti posledica večjega obsega izvedenih naložb v srednjenapetostno in nizkona-

petostno omrežje, pri čemer prednjačijo naložbe v srednjenapetostne in nizkonapetostne podzemne vode za zagotavljanje večje robustnosti in zanesljivosti obratovanja v ekstremnih vremenskih razmerah.

Slika 38: Naložbe distribucijskega operaterja



Vir: SODO

Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema za električno energijo v Sloveniji ob koncu leta 2018 je prikazan v tabeli 20.

Tabela 20: Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2018

Prenosni sistem

Vodi 400 kV	669 km
Vodi 220 kV	328 km
Vodi 110 kV	1.891 km
RTP VN/VN	29
RP 110 kV, TP 110 kV, ENP 110 kV	4

Distribucijski sistem

Vodi 110 kV	932 km
Vodi 35 kV, 20 kV, 10 kV	18.009 km
Vodi 0,4 kV	46.445 km
RTP 110 kV/SN	92
RTP SN/SN	8
RP SN	85
TP SN/NN	18.096

Viri: ELES, SODO, EDP

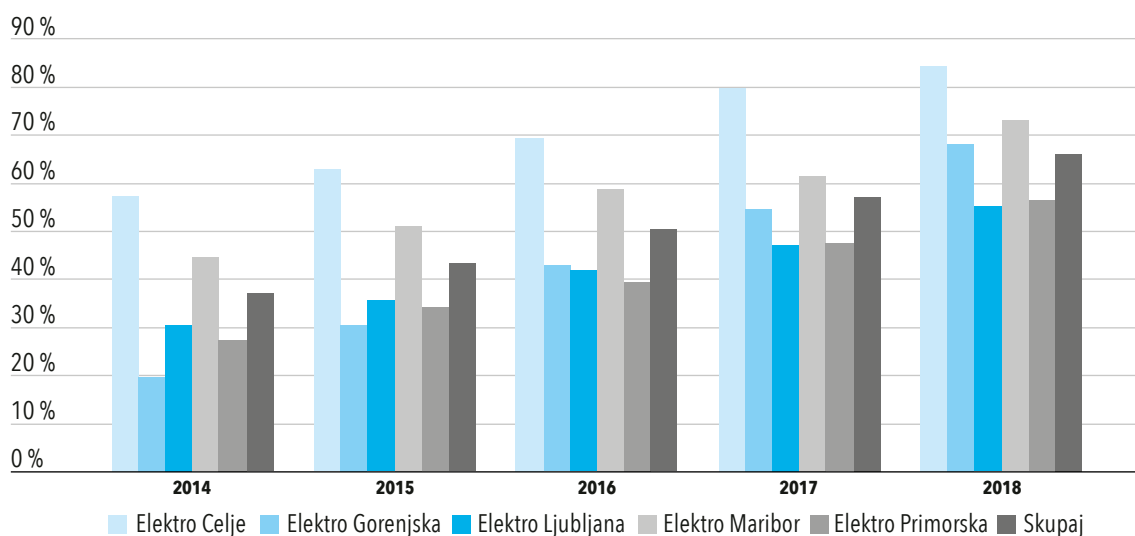
Razvoj sistema naprednega merjenja v Sloveniji

V Sloveniji intenzivno poteka tudi nameščanje naprednih merilnih naprav. Konec leta 2018 je bilo že 66 % uporabnikov na distribucijskem sistemu opremljenih z naprednimi merilnimi napravami, 61 % 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 z naprednimi merilnimi napravami opremljenih 80 % uporabnikov. Ne glede na napredek pri uvajanju merilnih naprav pa sistem naprednega merjenja še ne omogoča izvajanja storitev in ukrepov, ki jih zahteva razvoj trga z električno energijo. Distribucijski operater namreč uporabnikom tudi v letu 2018 ni zagotavljal ustreznih podatkovnih storitev v okviru sistema naprednega merjenja ne na način kakor tudi ne v obsegu, kot ga zahtevata zakonodaja in načrt uvedbe naprednega merilnega sistema

66 %
odjemalcev na
distribucijskem sistemu
opremljenih z naprednimi
merilnimi napravami

Slika 31: Trend uvajanja naprednih merilnih naprav v obdobju 2014–2018



Viri: EDP

Razvoj in reguliranje na področju pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij

V nadaljevanju so predstavljeni projekti na področju pametnih omrežij in uvajanja novih tehnologij, ki so jih elektrooperaterja in elektrodistribucijska podjetja izvajali v letu 2018. Agencija je začela namensko spodbujati naložbe v pametna omrežja v regulativnem obdobju 2013–2015 in svojo metodologijo nadgradila v regulativnem obdobju 2016–2018. Za pametna omrežja sta bili v letu 2018 na voljo dve vrsti spodbud – za naložbene in pilotne projekte. S ciljem, da tematiko pametnih omrežij čim bolj približa strokovni in širši zainteresirani javnosti, agencija na svoji spletni strani objavlja 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.

Naložbeni projekti rešujejo konkretno problematiko na določenem delu omrežja, kot so na primer problem integracije proizvodnje iz obnovljivih virov, kakovost napetosti ter upravljanje z zmogljivostmi in zamašitvami. Agencija je prednostna področja naložb v pametna omrežja natančno opredelila in določila tudi spodnjo mejo naložb v vrednosti 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 2018 sta bila aktivna dva kvalificirana naložbena projekta pametnih omrežij, in sicer NEDO in SINCRO.GRID.

NEDO² (vključuje ELES in elektrodistribucijska podjetja Elektro Primorska, Elektro Maribor in Elektro Celje) je projekt pametnih omrežij in plod slovensko-japonskega sodelovanja, ki zraven nosilca ELES na slovenski strani vključuje veliko število deležnikov. V prvi fazi projekta, ki se je začela leta 2016, je bila ključna napredna oprema: sistem za upravljanje z distribucijskim omrežjem (DMS), regulacijski transformatorji, odklopniki, merilniki in informacijsko-komunikacijske tehnologije. Elektrodistribucijska podjetja so bila vključeni v dejavnosti, ki se izvajajo v okviru uvajanja ukrepov na območjih njihovih distribucijskih sistemov. Druga faza projekta se je začela leta 2018 ter se bo izvajala na območjih mestnih skupnosti Idrije in Ljubljane s temeljnimi cilji upravljanja z električno energijo v lokalnih skupnostih, izboljšanja vzdržnosti oskrbe z električno energijo v primeru večjih havarij in vzpostavitev rešitve za odpravljanje težav z napetostnimi upadi pri industrijskem odjemalcu. Ključne tehnologije druge faze so področni sistem upravljanja z energijo (aEMS) in sistemski hranilniki električne energije.

SINCRO.GRID³ (vključuje ELES in SODO) je naložbeni projekt pametnih omrežij evropskega pomena na območju Slovenije in Hrvaške, ki ponuja inovativno integracijo že uveljavljenih tehnologij v korist elektroenergetskih sistemov Slovenije in Hrvaške in tudi drugih držav v regiji. Vgrajene bodo kompenzacijske naprave, napreden sistem za ugotavljanje meja obratovanja in sistem hranilnikov električne energije, vzpostavljen pa bo tudi čezmejni virtualni center vodenja. Projekt v prvi vrsti obravnava težave, ki se pojavljajo v prenosnem omrežju; vodi ga sistemski operater, pri čemer pa je nacionalni operater odgovoren za izvajanje predvidenih aktivnosti v svojem omrežju. Operaterja distribucijskih omrežij Slovenije in Hrvaške bosta okrepila funkcionalnost distribucijskega omrežja z zagotavljanjem orodij za napovedovanje razpršene proizvodnje, kar bo operaterjema prenosnih sistemov pomagalo pri boljšem izkoriščanju obnovljivih virov energije tudi za sistemske storitve. Nadzorni centri operaterjev prenosnih in distribucijskih sistemov bodo povezani prek IKT-infrastrukture in integracije sistemov (CIM).

Namen **pilotnih projektov** je odgovoriti na ključna razvojna vprašanja pametnih omrežij in dokazati, da je določeno rešitev mogoče uspešno uporabiti v rednem delovanju. Spodbudo v regulativnem obdobju 2016–2018 predstavlja posebna dinamična omrežninska tarifa (kritična konična tarifa ali krajše KKT), ki je namenjena projektom na področju prilagajanja odjema. Gre za izvedbeno spodbudo, namenjeno odpravi regulativnih ovir za izvajanje inovativnih ukrepov, ki jih veljavna sistemska ureditev obračuna omrežnine ne omogoča. Oba v letu 2018 zaključena pilotna projekta Premakni porabo⁴ in Flex4Grid⁵ sta temeljila na uvedbi KKT za omrežnino, ki se uvede v času, ko je distribucijsko 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 z občutnim zmanjšanjem svojega odjema. Tako pomagajo razbremenjevati omrežje v času, ko je to najbolj obremenjeno, s tem pa pripomorejo k znižanju najvišje konične moči, ki je ključna za načrtovanje omrežja. Podrobnosti rezultatov pilotnih projektov so podane v študiji primera v nadaljevanju.

² <https://www.eles.si/projekt-nedo>

³ <http://www.sincrogrid.eu/>

⁴ <https://premakni-porabo.si/>

⁵ <https://www.elektro-celje.si/si/flex4grid>

ŠTUDIJA PRIMERA: Družbeni in tehnični pogledi na zaključek prvih pilotnih projektov 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 celovito izvajanje dveh kvalificiranih pilotnih projektov (Flex4Grid in Izravnava konic/prilagajanje odjema na področju RTP Breg, ki je javnosti bolje 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.

Premakni porabo je ob zaključku projekta vključeval 813 uporabnikov gospodinjanskega in poslovnega odjema brez merjenja moči. V okviru tega projekta se je hkrati s pilotno uporabo aktivacij KKT testirala tudi uporaba hitrih aktivacij za potrebe izravnave sistema.

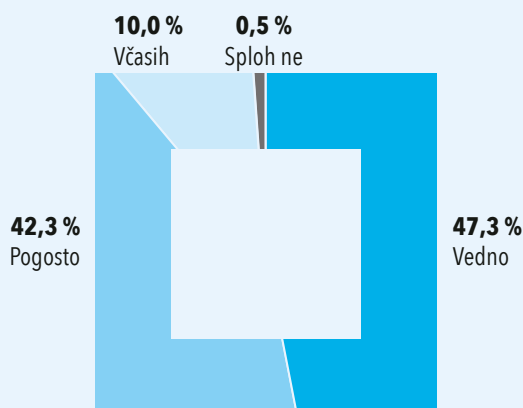
Odjemalci so v pilotnem projektu sodelovali tako z ročnim upravljanjem svoje porabe kot tudi s pomočjo avtomatizacije. Med projektom je bilo izvedenih 50 enournih aktivacij KKT, o čemer so bili odjemalci obveščeni 24 ur pred aktivacijo in ponovno 15 minut pred aktivacijo. Izvedenih je bilo tudi 21 aktivacij izravnave sistema v skupnem trajanju 32 ur, o čemer so bili odjemalci obveščeni 15 minut pred aktivacijo. Skupno znižanje obremenitve v času KKT je na podlagi agregiranih podatkov odjemalcev znašalo tudi do 34 % (306 kW), znižanja pa so odvisna od sezone. V primeru izravnave sistema je bilo zmanjšanje odjema nekoliko manjše, saj so imeli odjemalci za odziv na voljo le 15 minut, vendar pa so rezultati še vedno spodbudni. V obeh primerih drži, da je potencial prožnosti v zimskem času večji, v ostalih obdobjih pa manjši. Prav tako so bili rezultati odziva odjemalcev boljši v primerih, ko so ti uporabljali avtomatizirano krmiljenje odjema. Rezultati so pokazali, da je za skupino odjemalcev brez avtomatizacije vrednost znižanja obremenitev za KKT mogoče okvirno oceniti med 122 W in 40 W na odjemalca, odvisno od sezone. Za skupine z avtomatizacijo pa se lahko vrednost znižanja obremenitev za KKT odvisno od sezone okvirno ocenjuje med 822 in 359 W na odjemalca.

Po preteku polovice leta trajanja projekta je bila izvedena anketa. Odzvala se je več kot polovica uporabnikov. V nadaljevanju je podanih nekaj zanimivejših ugotovitev:

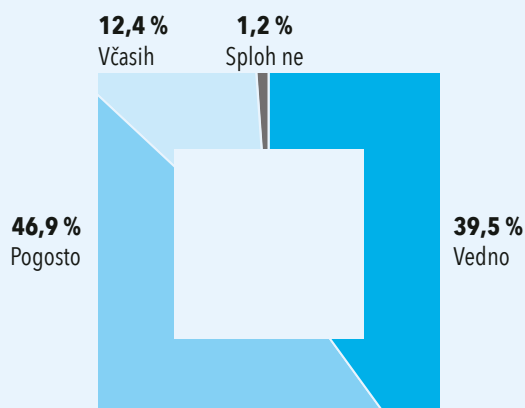
- Velika večina anketirancev se bodisi vedno ali pa pogosto prilagaja aktivacijam KKT ali aktivacijam za potrebe izravnave sistema.
- Prilagoditev aktivacijam je bila enostavna in ni zmotila dnevne rutine uporabnikov, prihranki pa so bili v skladu s pričakovanji.
- Vprašalnik je potrdil, da je 24-urno vnaprejšnje obveščanje za uporabnike optimalno in da je najprimernejše trajanje aktivacije za uporabnike 60 minut.
- Večina uporabnikov je pritrdila, da je uporaba SMS zanje najboljša možnost za obveščanje o aktivacijah KKT ali aktivacijah za potrebe izravnave sistema. Sledi obveščanje z uporabo mobilne aplikacije in po elektronski pošti.
- V času aktivacij so uporabniki najpogosteje izklopili ali zamaknili delovanje pralnega stroja, električnega grelnika vode, električnega štedilnika in toplotne črpalke.
- Skoraj vsi anketiranci želijo sodelovati tudi v prihodnjih projektih in priporočajo, da se sodelovanje v podobnih programih omogoči vsem odjemalcem.

Slika 32: Lastna ocena pogostosti odzivanja anketirancev glede na namen aktivacije v projektu Premakni porabo

Ali prilagajate porabo v času nastopa kritične konične tarife (KKT)?
(421 anketirancev)



Ali prilagajate porabo v času aktivacij za potrebe izravnave sistema?
(418 anketirancev)



Vir: Končno poročilo projekta Premakni porabo, Elektro Maribor

Flex4Grid je ob zaključku projekta vključeval 759 gospodinjstevskih odjemalcev.

Odjemalci so tudi v tem pilotnem projektu sodelovali tako z ročnim upravljanjem svoje porabe kot tudi s pomočjo avtomatizacije. V okviru projekta je bilo izvedenih 42 kritičnih dogodkov. Osemkrat je bil izveden dvourni dogodek, drugače pa je dogodek trajal eno uro, kar skupaj predstavlja 50 ur KKT. Ugotovljena povprečna ocenjena prožnost v celotnem obdobju je bila ocenjena na 55 W na pilotnega uporabnika v času izvajanja ukrepa. Oceno določajo predvsem enourni dogodki, kjer je bila povprečna prožnost 54 W, medtem ko je bila pri vseh dvournih dogodkih prožnost v povprečju višja za 4 W na pilotnega uporabnika. Možen razlog za večjo prožnost dvournih dogodkov je morebiti izbira obdobja proženja, saj so bili dvourni dogodki proženi v jesenskem in zimskem času, ko je tudi prožnost večja. Velikost potencialne prožnosti sledi po velikosti povprečju porabe v času aktivacij – večja je v zimskem obdobju in manjša poleti. Povprečna prožnost glede na celotno porabo znaša 6,85 %.

V okviru projekta so bile izvedene tri ankete, s katerimi so ugotavljali sposobnost prilagajanja porabe uporabnikov. V nadaljevanju je podanih nekaj zanimivejših ugotovitev.

- Zadovoljstvo uporabnikov s sodelovanjem v pilotnem projektu je bilo relativno visoko, življenjski stil večjega dela uporabnikov ni bil pretirano moten.
- Večina uporabnikov je lahko zmanjšala ali zamaknila porabo. Uporabniki niso imeli težav zaradi zamaknitve svoje porabe na drug čas v dnevu. Prav tako sam čas kritičnih dogodkov ni pretirano omejeval njihovih možnosti, da zmanjšajo ali zamaknejo porabo.
- Večina uporabnikov je bila zadovoljna s prejemanjem obvestil o aktivacijah po elektronski pošti, sledita ji mobilna aplikacija in SMS.
- V času aktivacij so uporabniki najpogosteje premaknili porabo pralnega, sušilnega in pomivalnega stroja. Najpogosteje so izključili električni grelnik vode, hladilnik in zamrzovalnik pa sta bila izključena najredkeje.
- Velika večina anketirancev bi na pametni komplet⁶ priključila vsaj eno napravo, predvsem gospodinjstve aparate. Prav tako bi jim ustrezal 30- do 60-minutni avtomatiziran zamik vklopa izbranih aparatov.

⁶ https://www.elektro-celje.si/si/files/default/FAQ_Pametni_komplet_04_07_2017.pdf

Na področju **raziskovalnih dejavnosti** elektrooperaterjev in elektrodistribucijskih podjetij je bilo v letu 2018 aktivnih več projektov, ki se večinoma izvajajo v okviru programa Evropske unije za raziskave in inovacije Obzorje 2020 in tudi v okviru drugih partnerskih projektov.

FUTUREFLOW⁷ (ang. Designing eTrading Solutions for Electricity Balancing and Redispatching in Europe; vključuje ELES in podjetje Elektro Ljubljana) je projekt, ki ga vodi ELES in je namenjen zasnovi posebne regionalne sheme sodelovanja, v okviru katere se razvijata platforma za združevanje virov prožnosti in platforma za regionalno izmenjavo virov prožnosti. Cilj projekta je omogočiti dostop do izravnalnih trgov in redišpečiranja novim ponudnikom prožnosti in da bodo slednji na teh trgih delovali konkurenčno. Izbrani aktivni odjemalci bodo storitve lahko nudili na podlagi prototipne agregacijske rešitve ter razvoja novih tehnik napovedovanja in agregacije. Dejavnosti v letu 2018 so vključevale izvajanje pilotnih testov, v katerih je sodelovalo več kot 100 posameznih odjemno-proizvodnih enot, skupne moči prožne proizvodnje +33 MW in -40 MW.

MIGRATE⁸ (ang. Massive InteGRATion of power Electronic devices; vključen ELES) je projekt, ki se ukvarja s problematiko prihodnjega elektroenergetskega sistema, v katerem bo znaten delež proizvodnih obnovljivih virov priključen na omrežje prek naprav močnostne elektronike, in z ovrednotenjem njihovega vpliva na prenosni sistem. Veliki deleži močnostne elektronike namreč že povzročajo težave pri različnih sistemskih operaterjih. Projekt se ukvarja z dinamičnimi vidiki problema, uporabnostjo obstoječih zaščitnih sistemov in zmanjšanjem kakovosti napetosti zaradi višjeharmonskih komponent.

BIOENERGYTRAIN⁹ (vključen ELES) je projekt, katerega cilj je ustvariti nove študijske programe na podiplomski ravni s poudarkom na OVE ter zagotavljanju visoko usposobljene in inovativne delovne sile na tem področju. Zasnovana in akreditirana sta bila dva nova podiplomska študijska programa. Na Tehniški univerzi v avstrijskem Gradcu se izvaja program inženiringa biorafinerij, na Univerzi Twente na Nizozemskem pa upravljanje vrednostnih verig bioloških virov energije.

DEFENDER¹⁰ (ang. Defending the European Energy Infrastructures; vključuje ELES) cilja na identifikacijo tveganj na kritični energetske infrastrukturi in storitvah, ki jih nudi, pripravo informacijskega okolja za zgodnje prepoznavanje tveganj in ozaveščanje zaposlenih o ukrepih za njihovo zmanjševanje. Prenosna in distribucijska omrežja so jedro vseh kritičnih elektroenergetskih infrastruktur. Zraven zagotavljanja kibernetske varnosti na individualni ravni v podjetjih je v projektu poudarek na obvladovanju vzajemnih povezanih učinkov različnih groženj.

15

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

TDX-ASSIST¹¹ (ang. Coordination of Transmission and Distribution data eXchanges for renewables integration in the European marketplace through Advanced, Scalable and Secure ICT Systems and Tools; vključuje ELES in podjetje Elektro Gorenjska) se ukvarja z učinkovito izmenjavo podatkov in testiranjem interoperabilnosti kot pogojem za obratovanje sistema bliže njegovim mejnim vrednostim in

izboljšano možnostjo sodelovanja aktivnih odjemalcev. Aktivacija virov na distribucijskem omrežju za potrebe drugih udeležencev, tudi operaterja prenosnega sistema, namreč ne sme povzročiti težav na distribucijskem omrežju. Zato je potrebna intenzivna izmenjava podatkov, tudi v realnem času, med operaterjem prenosnega sistema in elektrodistribucijskimi podjetji tudi v primeru aktivacije prožnosti aktivnega odjema.

OSMOSE¹² (ang. Optimal System-Mix Of flexibility Solutions for European electricity; vključuje ELES) se osredotoča na prepoznavanje novih virov prožnosti. V projektu se bodo iskale sinergije med potrebami po virih prožnosti in virih prožnosti tako, da se zagotovi več storitev iz enega vira prožnosti ali

⁷ <http://www.futureflow.eu/>

⁸ <https://www.h2020-migrate.eu/>

⁹ <http://www.bioenergytrain.eu/>

¹⁰ <http://defender-project.eu/>

¹¹ <http://www.tdx-assist.eu/>

¹² <https://www.osmose-h2020.eu/>

pa se vzpostavijo hibridne rešitve. Štirje sistemski operaterji bodo izvedli demonstracije za povečanje potenciala številnih rešitev in virov prožnosti. Demonstracije bodo podprte in izvedene skladno z raziskavami in simulacijami, katerih namen je napovedati optimalno strukturo virov prožnosti ter oblikovati priporočila za izboljšave uveljavljenih tržnih mehanizmov in regulativnih okvirov.

3SMART¹³ (ang. Smart Building – Smart Grid – Smart City; vključuje podjetje Elektro Primorska) je projekt za zagotovitev tehnoloških in zakonodajnih podlag za navzkrižno energetske upravljanje stavb, energetskih omrežij in večjih občinskih infrastruktur v Podonavju, sistem pa bo pilotno uporabljen in testiran na petih lokacijah v petih državah v podonavski regiji. Podjetje Elektro Primorska je zadolženo za modul za upravljanje energije v omrežju in izvedbo pilotnega projekta v Idriji.

STORY¹⁴ (ang. Added value of STORAge in distribution sYstems; vključuje podjetje Elektro Gorenjska) je projekt, pri katerem podjetje Elektro Gorenjska zagotavlja demonstracijsko okolje za testiranje tehnološke rešitve uporabe hranilnika električne energije, ki bo v prihodnosti nujno potrebna za zagotavljanje zanesljive in hkrati ekonomsko učinkovite distribucije električne energije zaradi večanja deleža razpršenih virov. V letu 2018 je bil uspešno nameščen hranilnik električne energije na lokaciji TP Suha pri Predosljah.

EASY-RES¹⁵ (ang. Enable Ancillary Services By Renewable Energy Sources; vključuje podjetje Elektro Gorenjska) projekt je namenjen proučevanju različnih storitev razpršenih virov električne energije v okolju z velikim številom teh virov. Podjetje Elektro Gorenjska sodeluje kot partner, ki zagotavlja pripravo podatkov o omrežju in pripadajočih meritvah, potrebnih za izvedbo simulacij v razvojnih okoljih raziskovalnih partnerjev.

INTEGRID¹⁶ (vključuje Elektro Ljubljana) je projekt, v katerem to podjetje sodeluje pri razvoju nove storitve virtualne elektrarne, s fokusom na poslovnih modelih in storitvah prilagajanja odjema ter primerjavi pilotnih projektov na različnih segmentih odjemalcev in nivojih omrežja. Postavljen je bil celoten koncept virtualne elektrarne, ki je v enem primeru uporabljena kot orodje za podporo trgu in sistemskim storitvam za operaterja prenosnega omrežja, v drugem primeru pa kot integrirano orodje pri operaterju distribucijskega omrežja, ki z njeno pomočjo obvladuje prilagodljive enote za svoje potrebe obratovanja.

FLEXITRANSTORE¹⁷ (ang. Integrated Platform for Increased FLEXibility in smart TRANSmision grids with STORAge Entities and large penetration of Renewable Energy Sources; vključuje podjetje Elektro Ljubljana) je projekt, v katerem to podjetje sodeluje s testiranjem senzorjev DLR (ang. Dynamic Line Rating). Skladno z načrtom izvedbe so vsi štirje senzorji nameščeni na izbranem VN-daljinovodu Kleče–Logatec. Namen teh senzorjev je zaznati nastop žleda. Testirala se bo uporabnost sistema spremljanja in ocenjevanja razmer v realnem času (temperatura, vremenske razmere, poves, nateznost, obremenitev).

HYBRID-VPP4DSO¹⁸ (vključuje podjetje Elektro Ljubljana) je projekt, ki se je zaključil v letu 2018. Namen projekta je bil aktivno vključevanje hibridne virtualne elektrarne tako za potrebe elektroenergetskih trgov kot tudi za aktivno podporo distribucijskemu omrežju. V projektu sta bila postavljena dva cilja: proizvodnja električne energije iz obnovljivih virov naj bo čim bolj usklajena s porabo, pri čemer se uvede in praktično preizkusi prilagajanje porabe in proizvodnje na podlagi poslanih zahtev, ter možnost optimizacije elektroenergetskega sistema in izboljšanje stabilnosti obratovanja.

Več kot **100**
partnerjev sodeluje
z elektrooperaterjema in
elektrodistribucijskimi
podjetji v aktualnih
evropskih projektih

¹³ <http://www.interreg-danube.eu/approved-projects/3smart>

¹⁴ <http://horizon2020-story.eu/>

¹⁵ <http://www.easyres-project.eu/>

¹⁶ <https://integrid-h2020.eu/>

¹⁷ <http://www.flexitranstore.eu/>

¹⁸ <http://www.hybridvpp4dso.eu/>

EDI¹⁹ (ang. European Data Incubator; vključuje podjetje Elektro Ljubljana) – rezultat projekta je aplikacija, ki zna povezati dogodke na terenu z dogodki na števcih in ki jo je v okviru projekta na podlagi javnega poziva izdelalo izbrano tuje start-up podjetje. Tako bo mogoče bolj kakovostno nadzorovanje delovanja števec in odkrivanje potencialnih anomalij v omrežju. S takšnim konceptom se želi vzpostaviti sistem prediktivnega vzdrževanja.

Aktivni odjemalec²⁰ (vključuje podjetji Elektro Ljubljana in ELES) je projekt pod vodstvom GEN-I, katerega namen 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 sistemskimi 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.

Projekt CIM²¹ (ang. Common Information Model; vključuje elektrodistribucijska podjetja) je namenjen zagotavljanju učinkovite izmenjave informacij med različnimi inteligentnimi napravami in sistemi, tako znotraj podjetja kot tudi med 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. Elektrodistribucijska podjetja pri določenih dejavnostih že uporabljajo integracijsko platformo CIM.

Elektromobilnost

Agencija spremlja razvoj elektromobilnosti z vidika razvoja trga z energijo. Na tem področju se je dogajanje v letu 2018 prevesilo v razvoj trga s prožnostjo, na katerem imajo električna vozila (EV) s svojimi baterijami potencial, ki ga je smiselno vključiti v razvoj novih storitev.

67-%
povečanje skupnega
števila električnih vozil

V letu 2018 je agencija temu področju namenila precej pozornosti z ustreznimi spodbudami v okviru metodologije reguliranja elektrooperaterjev za obdobje 2019-2021. Na podlagi spremljanja stanja na področju razvoja elektromobilnosti in ukrepov za učinkovito uvajanje elektromobilnosti, navedenih v predhodno objavljenih Smernicah za razvoj elektromobilnosti v Sloveniji²², je izvedla aktivnosti, ki odpravljajo normativne ovire oziroma spodbujajo razvoj elektromobilnosti:

- v aktualnem Aktu o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 46/18, 47/18 – popr. 86/18, v nadaljevanju akt) je posodobila kontekst uporabe posebne odjemne skupine "polnjenje EV" skladno z razvojnimi potrebami ter posodobila omrežninsko postavko za priključno moč s ciljem spodbujati razvoj elektromobilnosti;
- v postopku potrjevanja Sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem električne energije (SONDSEE) je sodelovala pri zagotavljanju ustreznega načina priključevanja polnilnih postaj;
- v aktu je omogočila tudi uporabo nove pilotne tarife, tako imenovane negativne kritične konične tarife (NKKT) za omrežnino, kar pomeni, da se ta znižana tarifa lahko v okviru pilotnih projektov izkorišča za polnjenje baterij električnih vozil v času konične proizvodnje iz obnovljivih virov ali v nočnem času, ko električno omrežje ni obremenjeno.

Glede na statistične podatke iz javno dostopnih virov²³ agencija v letu 2018 ni zaznala bistvenih sprememb v razvojnih trendih. Če se omejimo na osebna vozila, je bilo v Sloveniji v letu 2018 približno 31 % več novih registracij EV kot v predhodnem letu, skupno število EV pa se je povečalo za približno 67 %. Razčlenitev na priključne hibride (PHEV) in baterijska električna vozila (BEV) je prikazana v tabeli 21. V celotni Evropski uniji je bilo v letu 2018 sicer zavedenih približno 38 % več novih registracij in približno 50-odstotno povečanje skupnega števila EV glede na predhodno leto.

Rast števila električnih
vozil primerljiva
z razmerami v EU

¹⁹ <https://edincubator.eu/>

²⁰ <http://www.gen-i.si/novice-in-mediji/projekt-aktivni-odjemalec/>

²¹ https://www.sodo.si/_files/5745/RN_2019_2028_SODO_nov_2018_del50.pdf

²² <https://www.agen-rs.si/documents/10926/20705/Smernice-za-razvoj-elektromobilnosti-v-Sloveniji/5e9d3029-f691-4a11-8952-2f07c7066a85>

²³ <https://www.eafo.eu/vehicles-and-fleet/m1>

Tabela 21: Primerjava števila električnih osebnih vozil in novih registracij v Sloveniji med letoma 2017 in 2018

	Skupno število električnih osebnih vozil			Nove registracije električnih osebnih vozil		
	2017	2018	Razmerje	2017	2018	Razmerje
Priključni hibridi	329	580	176,3 %	192	224	116,7 %
Baterijska električna vozila	722	1179	163,3 %	336	470	139,9 %
Skupaj	1051	1759	167,4 %	528	694	131,4 %

Vir: European Alternative Fuels Observatory

Po razpoložljivih informacijah število polnilnih postaj v Sloveniji ustreza kriterijem iz direktive Evropskega parlamenta in Sveta o vzpostavitvi infrastrukture za alternativna goriva. Spodbude za upravljavce polnilne infrastrukture v okviru namenskih omrežinskih tarif za priključevanje polnilnih postaj ter uporabo omrežja so eden izmed podpornih ukrepov za zagotavljanje razvoja oziroma zadovoljiv obseg polnilne infrastrukture.

Informacijska varnost energetskega sistema

Agencija kot regulator slovenskega energetskega trga potrjuje naložbene načrte elektrooperaterjev in operaterjev sistemov zemeljskega plina ter nadzira izvajanje nalog gospodarske javne službe (GJS) v okviru zagotavljanja zanesljivosti oskrbe. V tem okviru spremlja tudi investicije v informacijsko varnost in v tem obsegu tudi aktivnosti izvajalcev GJS v kontekstu kibernetске varnosti in varstva podatkov ter razvojne vidike na tem področju.

Zaradi pomembnosti naložb agencija še naprej ozavešča deležnike in spremlja njihove dejavnosti z vidika stroškovne učinkovitosti ter nadaljuje z organizacijo srečanj SEVF (Slovenski Energetski Varnostni Forum).

V obsegu informacijske varnosti sta začela veljati za energetske sektor dva pomembna zakona:

- Zakon o kritični infrastrukturi (ZKI), Uradni list RS, št. 75/2017, ki ureja ugotavljanje in določanje kritične infrastrukture Republike Slovenije, načela in načrtovanje zaščite kritične infrastrukture, naloge organov in organizacij na področju kritične infrastrukture ter obveščanje, poročanje, zagotavljanje podpore odločanju, varovanje podatkov in nadzor na področju kritične infrastrukture, in
- Zakon o Informacijski varnosti (ZInfV), Uradni list RS, št. 30/2018, ki ureja področje informacijske varnosti in ukrepe za doseganje visoke ravni varnosti omrežij in informacijskih sistemov v Sloveniji, ki so bistvenega pomena za nemoteno delovanje države v vseh varnostnih razmerah ter zagotavljajo bistvene storitve za ohranitev ključnih družbenih in gospodarskih dejavnosti v Sloveniji. ZInfV določa minimalne varnostne zahteve in zahteve za priglasitev incidentov za zavezanca v okviru tega zakona. Prav tako ureja pristojnosti, naloge, organizacijo in delovanje pristojnega nacionalnega organa za informacijsko varnost, enotne kontaktne točke za informacijsko varnost, nacionalne skupine za obravnavo incidentov s področja varnosti elektronskih omrežij in informacij ter skupine za obravnavo incidentov s področja varnosti elektronskih omrežij in informacij organov državne uprave na področju zagotavljanja informacijske varnosti.

Agencija je sodelovala pri pripravi ZInfV. V obsegu nove zakonodaje je bilo elektrooperaterjem naloženo izboljšanje zrelosti informacijske varnosti v določenem obsegu.

ELES je bila naložena presoja in nadgradnja že izvajanih nadzorstev na področju informacijske varnosti in ukrepov za doseganje visoke ravni varnosti omrežij in informacijskih sistemov v segmentu zaščite, varovanja in obrambe informacijskega okolja pred nedovoljenimi dostopi do infrastrukture kot del varnostnih ukrepov za zagotavljanje celovitosti, zaupnosti in razpoložljivosti omrežja in informacijskih sistemov. Skladno z ZInfV je izvedel presojo zrelosti izvajanja varnostnih ukrepov in nadgradil/dopolnil varovanje prostorov ITK s posodobitvijo/dopolnitvijo izvajanja organizacijskih, logično-tehničnih in tehničnih ukrepov. Fizično varnost je sistemski operater naslovil s projektom Kompletno protivoljno varovanje in videonadzor ELES.

Kibernetska varnost

V okviru SEVF se vzpostavlja strokovni dialog na področju informacijske varnosti in varstva podatkov oziroma kibernetske varnosti z izvajalci GJS v energetskega sektorja, državnimi organi in evropskimi institucijami (SI-CERT, Uprava RS za informacijsko varnost, Ministrstvo za javno upravo – Direktorat za informacijsko družbo, ACER ...). Agencija je na zadnjem posvetovanju SEVF udeležence seznanila z aktualnimi aktivnostmi Evropske komisije na področju kibernetske varnosti v energetskega sektorja EU, delom skupine SGTF EG2²⁴ na področju kibernetske varnosti in aktivnostmi delovne skupine CEER za kibernetsko varnost (CS WS).

Deležniki so v obsegu kibernetske varnosti izmenjevali stališča, izkušnje in informacije na strokovnih srečanjih ter v okviru združenj, sekcij in forumov: GZS – Sekcija za kibernetsko varnost, SEVF, SRIP Pametna mesta in skupnosti, strokovna srečanja (CIGRE/CIRED), če izpostavimo najpomembnejše. V okviru strokovnih srečanj je agencija dejavno sodelovala s predstavitvijo uveljavljenega okvira za vrednotenje zrelosti kibernetske varnosti v energetskega sektorja ameriškega regulatorja²⁵.

V letu 2018 je sistemski operater nadaljeval z vzpostavitvijo integralnega varnostnega sistema v obliki varnostno-nadzornega centra (VNC) družbe. V VNC bodo integrirani varnostni sistemi in mehanizmi zaščite, zaznave, prepoznavne, identifikacije varnostnih incidentov in intervencije za odpravo le-teh. ELES naslavlja informacijsko/kibernetsko varnost v okviru tveganj poslovne informatike, telekomunikacij in varovanja informacij ter tveganj upravljanja z dobrinami (sredstvi) in projekti. Eksplicitno naslavlja naslednja ključna tveganja: vdor v omrežje in informacijski sistem družbe, neustrezne manipulacije pri vodenju EES in nerazpoložljivost elementov EES, ki so del kritične infrastrukture (tehnoški in trgovalni vidik), nedelovanje informacijske varnosti. ELES naslavlja/obvladuje tveganja v informacijski/kibernetski varnosti s posodabljanjem nadzorstev, ki obsegajo: sistem za odkrivanje vdorov, sistem za preprečevanje vdorov, sistem neprekinjenega napajanja, video-nadzorne sisteme varovanja, fizično varovanje in novo štabno službo za korporativno varnost, ki vzpostavlja enovit, centralno obvladovan varnostni sistem.

Za vzpostavitev sistema tehničnega varovanja, ki zagotavlja neprekinjeno delovanje zmogljivosti in učinkovito varuje premoženje ter preprečuje nepooblaščen vstop v varovane objekte in območja ter naklepne in nenaklepne povzročitve škode na premoženju družbe, ELES izvaja projekt Kompletno protivlomno varovanje in videonadzor ELES. V letu 2018 je bila izvedena prva faza projekta, ki predstavlja približno polovico celotnega načrtovanega projekta. Projekt vključuje izgradnjo varnostno nadzornega centra ELES, izgradnjo rezervnega varnostno-nadzornega centra, nadgradnjo/izgradnjo sistema protivlomne zaščite in videonadzora na več objektih. Projekt vključuje tudi prenos obstoječih požarnih alarmov in protivlomnih alarmov ter video signala z vseh obstoječih objektov v varnostno-nadzorni center.

ELES nadaljuje s sodelovanjem v mednarodnih in nacionalnih projektih²⁶, ki vključujejo informacijsko varnost elektroenergetskega sistema oziroma njegove posamezne vidike. Informacijsko/kibernetsko varnost v večjem obsegu naslavlja v naslednjih mednarodnih projektih:

- a) evropski projekt kibernetskega varovanja kritične infrastrukture Defender²⁷ v okviru programa Obzorje 2020-EU.3.7.4 – Izboljšanje kibernetske varnosti in Obzorje 2020-EU.3.7.2 – Zaščititi in izboljšati odpornost kritičnih infrastruktur, dobavnih verig in načinov prenosa;
- b) projekt TDX-ASSIT, katerega poudarek je na vzpostavitvi interoperabilnosti SOPO-SODO (EDP), varnosti in prilagodljivosti sistemov za vključevanje novih uporabnikov in povečanega obsega podatkov in informacij. ELES je v okviru projekta osredotočen na razvoj, testiranje in vrednotenje podatkovnih interakcij SOPO-SODO (EDP) z uporabo prilagodljivih in varnih orodij;

²⁴ Smart Grid Task Force Expert Group 2 (<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters/smart-grids-task-force>)

²⁵ Office of Cybersecurity, Energy Security and Emergency Response – C2M2 Model (<https://www.energy.gov/ceser/activities/cybersecurity-critical-energy-infrastructure/energy-sector-cybersecurity-0-1>)

²⁶ <https://www.eles.si/mednarodni-projekti>

²⁷ <https://cordis.europa.eu/project/rcn/210231/factsheet/en>, <http://defender-project.eu/>

- c) projekt pametnih omrežij – NEDO, v katerem se izvajajo aktivnosti na infrastrukturi vseh lastnikov elektroenergetskega omrežja (vsa elektrodistribucijska podjetja) v Sloveniji in predvidoma dveh mestnih skupnosti v okviru slovensko-japonskega partnerstva. Krovna deležnika v projektu sta NEDO²⁸ oziroma njegov pooblaščen izvajalec Hitachi ter ELES;
- d) projekt SINCRO.GRID, ki v prvi vrsti obravnava težave, ki se pojavljajo v prenosnem omrežju, pri čemer je vsak operater odgovoren za izvajanje predvidenih tehnologij v svojem omrežju. Vidik informacijske varnosti se naslavlja predvsem v okviru:
- nadzornih centrov operaterjev distribucijskih omrežij in prenosnih omrežij, ki so povezani prek IKT-infrastrukture in integracije sistemov;
 - prilagoditev informacijskega sistema SCADA/EMS nadzoru obnovljivih virov energije, optimizaciji nadzora napetostnega profila in baterijskim hranilnikom za večkratno uporabo s strani sistemskih operaterjev;
 - telekomunikacijske podpore za nadzor obnovljivih virov energije, podpore virtualnemu čezmejnemu nadzornemu centru in podpore sistemu SUMO ter
 - skupne komunikacijske platforme, ki omogoča dodatno terciarno rezervo.
- e) projekt AKTIVNI ODJEMALEC, ki povezuje več ločeno razvitih produktov in storitev, ki imajo vsaka svoj specifični namen. Najkompleksnejši novi produkt, to je celovita integracija vseh rezultatov projekta, bo obsegal storitve v podporo različnim deležnikom, ki vse naslavlja vidik informacijske/kibernetske varnosti, in sicer na naslednjih področjih:
- regulacija ravnotežja omrežja (operater prenosnega sistema);
 - regulacija napetosti omrežja (operater distribucijskega sistema/elektrodistribucijska podjetja);
 - storitve izravnave odstopanj (bilančne skupine oziroma odgovorni bilančnih skupin);
 - trženje prilagodljivosti oziroma fleksibilnosti (prilagodljivi ponudniki).

Med dejavnostmi elektrodistribucijskih podjetij lahko v obsegu kibernetske/informacijske varnosti v letu 2018 izpostavimo naslednja tehnična in organizacijska področja: varnostni mehanizmi pri integraciji poslovne in procesne informatike, vzpostavljanje varnostnih kontrol za poslovno in procesno informatiko ter približevanje skladnosti ali certificiranje s standardi ISO, izboljšanje organizacijske sheme upravljanja kibernetske/informacijske varnosti, izboljšanje robustnosti komunikacijskih povezav pomembnih energetskega vozlišč z varnostnimi mehanizmi in segmentacijo omrežja, monitoring varnostnih dogodkov, sistematično beleženje revizijskih sledi, analiza in centralizirano upravljanje, posodobitve robnih ali centralnih varnostnih naprav, izvajanje varnostnih preverjanj, varnost osebnih podatkov in določitev pooblaščenecov za njihovo varstvo, vpeljava testnih okolij za zbiranje in upravljanje masovnih podatkov, ozaveščanje uporabnikov, upravljanje incidentov in upravljanje tveganj.

Varstvo podatkov

Udeleženci elektroenergetskega sistema za izvajanje nalog GJS in drugih tržnih dejavnosti v različnem obsegu in za različne namene obdelujejo in uporabljajo merilne podatke. V postopku sprejemanja je zakonodaja EU s področja električne energije CEP (Čista energija za vse Evropejce), ki pogojuje bistvene spremembe v energetskega sektorju. Naslavlja nova pravila in tehnologije, ki morajo omogočiti konkurenčnost trga z električno energijo, prožnost in nediskriminatornost. V središču prihajajoče zakonodaje so aktivni uporabniki sistema in novi akterji na trgu z električno energijo. Eden glavnih razlogov za novosti je tehnološki napredek in seveda pričakovani razvoj v prihodnjih letih. Elektrooperaterji, operater trga, dobavitelji in drugi udeleženci trga z električno energijo potrebujejo podrobne merilne podatke o obratovanju omrežij, ki zajemajo merilne in obračunske podatke o odjemu vseh končnih odjemalcev in proizvodnji proizvajalcev. Za izvajanje zakonsko določenih nalog potrebujejo udeleženci elektroenergetskega sistema podatke ustrezne časovne ločljivosti, za kar je treba zagotoviti ustrezno zakonodajno podlago. Zaradi navedenega ter ob upoštevanju stališč

²⁸ NEDO ima pomembno vlogo na japonskih gospodarskih in industrijskih politikah kot ena največjih javnih organizacij za raziskave in razvoj (<https://www.nedo.go.jp/english/index.html>)

in mnenj WP29²⁹, SGTF EG2 in informacijskega pooblaščenca je bila oblikovana IPET³⁰ delovna skupina za varstvo podatkov (IPET-DS VOP), v okviru katere so sodelovali operater trga z elektriko, agencija, elektrooperaterja in elektrodistribucijska podjetja. IPET-DS VOP se je osredotočila na problematiko zakonskih podlag v okviru obdelovanja podrobnih merilnih podatkov v naprednem merilnem sistemu, ki v veljavni zakonodaji niso bila ustrezno naslovljena. Delovna skupina je pripravljala osnutek razdelka predloga Zakona o spremembah in dopolnitvah Energetskega zakona, ki naslavlja podrobne merilne podatke v naprednem merilnem sistemu. V okviru te skupine smo deležniki opredelili upravljavce in obdelovalce, uskladili potreben obseg podatkov in namene obdelave ter uporabe in rokov hranjenja podatkov. Cilj dopolnitve z namenskim razdelkom je bil urediti zakonske podlage za zajemanje, zbiranje in uporabo osebno določljivih podatkov v naprednem merilnem sistemu, skladno s Splošno uredbo o varstvu podatkov in CEP.

ELES je v okviru projekta Kompletno protivlomno varovanje in videonadzor ELES naslovil tudi problematiko varstva podatkov v obsegu sistema tehničnega varovanja, zlasti z vidika hrambe, dostopa in obdelave osebnih podatkov, zbranih z izvajanjem tehničnega in fizičnega varovanja ter kontrole vstopa in izstopa iz poslovnih prostorov družbe.

2.3.3 Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja

2.3.3.1 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, 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 števec 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 od regulativnega okvira se preveri tudi upravičenost do spodbud. Odstopanja 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 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.

²⁹ Delovna skupina po 29. členu Direktive 95/46/ES, ki Evropski komisiji daje strokovna mnenja s področja varstva osebnih podatkov (https://ec.europa.eu/justice/article-29/documentation/index_en.htm)

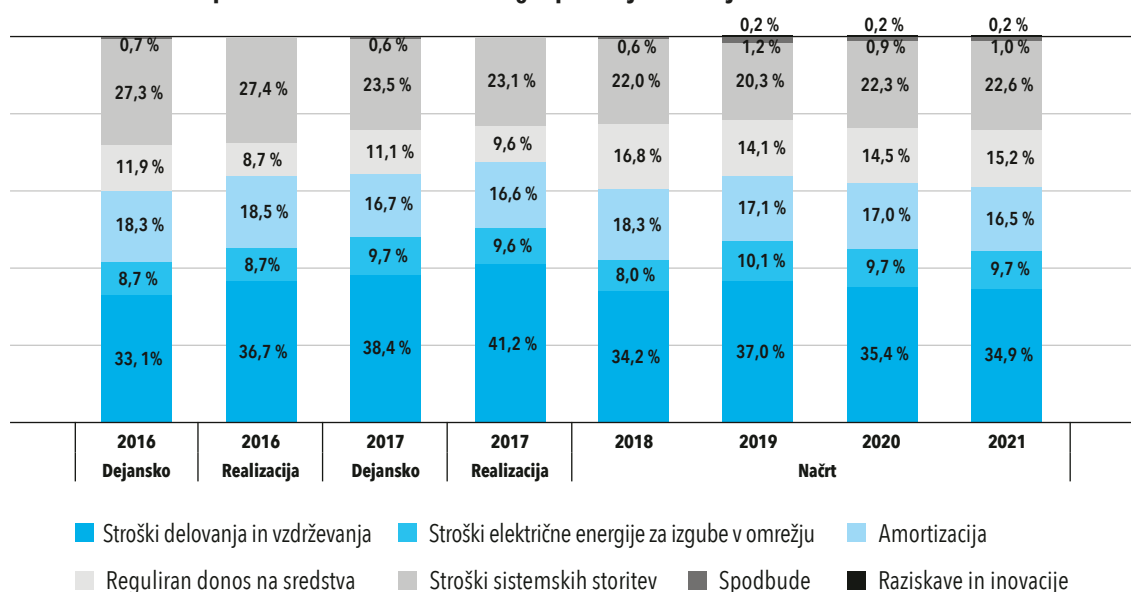
³⁰ Sekcija za izmenjavo podatkov na energetskem trgu deluje pod okriljem Energetske zbornice Slovenije (https://www.gzs.si/energetska_zbornica_slovenije/vsebinska/Sekcija-IPET)

S 1. januarjem 2016 se je začelo triletno regulativno obdobje, ki je trajalo 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.

V letu 2018 sta elektrooperaterja na podlagi kriterijev iz akta preračunala načrtovane upravičene stroške leta 2017 v dejanske, torej priznane z regulacijo. Preračun je agencija preverila in izdala posebni odločbi. Prav tako je na podlagi podatkov iz poslovnih knjig elektrooperaterjev in distribucijskih podjetij izračunala realizirane upravičene stroške.

Iz primerjave struktur dejanskih upravičenih stroškov sistema operaterja let 2016 in 2017 na sliki 33 izhaja, da se je v letu 2017 glede na leto 2016 v strukturi upravičenih stroškov povečal delež stroškov delovanja in vzdrževanja ter stroškov električne energije za izgube v omrežju, delež stroškov sistemskih storitev pa se je zmanjšal. Iz primerjave struktur dejanskih in realiziranih upravičenih stroškov sistema operaterja pa izhaja, da so bile tudi v letu 2017 bistvene razlike na postavkah stroškov delovanja in vzdrževanja ter reguliranega donosa na sredstva, pri ostalih upravičenih stroških pa ne. Tako kot v letu 2016 je bil tudi v letu 2017 odstotek stroškov delovanja in vzdrževanja v celotnih realiziranih upravičenih stroških višji kot pri dejanskih upravičenih stroških. Ta odstotek je bil v letu 2017 višji glede na leto 2016. To pomeni, da je sistemski operater tudi v letu 2017 posloval stroškovno neučinkovito in je zato realiziral nižji reguliran donos, kot je priznan z regulacijo.

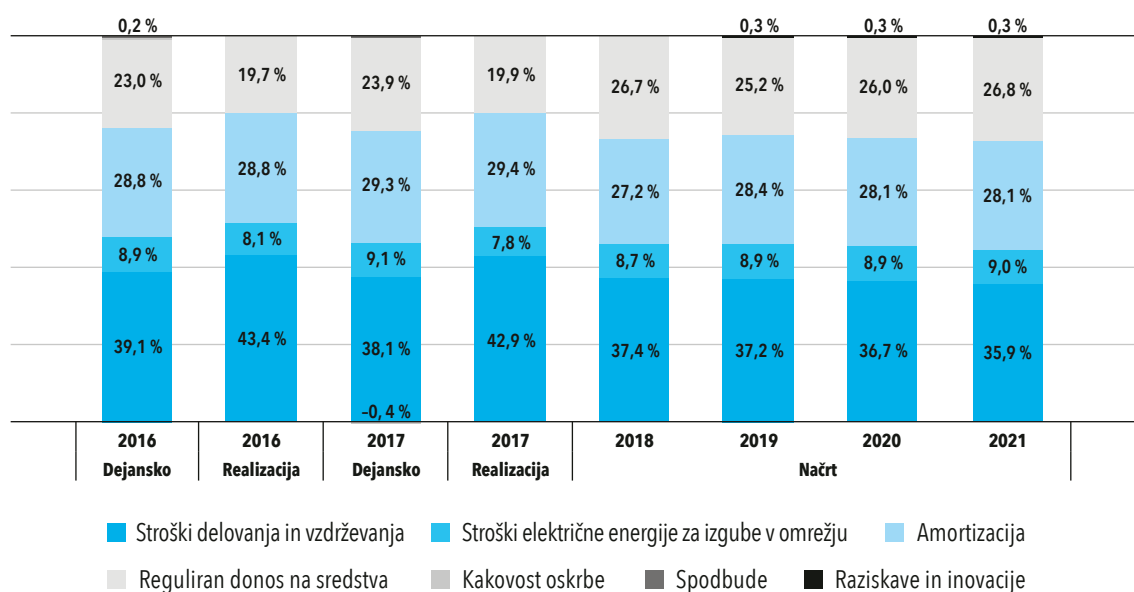
Slika 33: Struktura upravičenih stroškov sistema operaterja v obdobju 2016–2021



Vir: agencija

Slika 34 prikazuje strukturo upravičenih stroškov za dejavnost distribucijskega operaterja, pri čemer so ti stroški izračunani kot vsota upravičenih stroškov distribucijskih podjetij in distribucijskega operaterja. Primerjava struktur dejanskih in realiziranih upravičenih stroškov za leto 2017 kaže, da je tudi dejavnost distribucijskega operaterja stroškovno neučinkovita na področju stroškov delovanja in vzdrževanja, kar se prav tako odraža na nižjem realiziranem reguliranem donosu, kot je priznan z regulacijo. Iz primerjave struktur dejanskih in realiziranih upravičenih stroškov let 2016 in 2017 pa izhaja, da ni bistvenih razlik med opazovanima letoma.

Slika 34: Struktura upravičenih stroškov distribucijskega operaterja v obdobju 2016–2021



Vir: agencija

Na višino realiziranega reguliranega donosa poleg stroškovne učinkovitosti na področju stroškov delovanja in vzdrževanja vplivajo tudi spodbude, spremembe na področju virov za pokrivanje upravičenih stroškov ter evidentiranje presežkov in primanjkljajev omrežnine v poslovnih knjigah. To velja tako za operaterja prenosnega kot tudi distribucijskega sistema.

1,36 milijarde €
načrtovanih virov za
izvajanje prenosa in
distribucije v obdobju
2019–2021

Leto 2018 je bilo zadnje leto regulativnega obdobja 2016–2018, zato je agencija v letu 2018 izdala Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje za naslednje regulativno obdobje. Na podlagi tega akta je v letu 2018 sistemskemu in distribucijskemu operaterju določila regulativni okvir za obdobje 2019–2021 z odločbama, v katerih je določila tudi tarifne postavke za omrežnino. Za navedeno obdobje je agencija za sistemskega operaterja določila upravičene stroške v višini 518,96 milijona evrov, kar je 5,71 % več kot za prejšnje regulativno obdobje, ter za distribucijskega operaterja v višini 846,12 milijona evrov, kar je 0,72 % več kot za prejšnje regulativno obdobje.

Strukture načrtovanih upravičenih stroškov sistemskega in distribucijskega operaterja za regulativno obdobje 2019–2021 prikazujeta sliki 33 in 34. Iz primerjav struktur načrtovanih upravičenih stroškov za regulativno obdobje 2019–2021 z načrtom leta 2018 izhaja, da se ta struktura ni bistveno spremenila glede na regulativno obdobje 2016–2018.

2.3.3.2 Obračunavanje omrežnine

Za obračunavanje omrežnine agencija uporablja netrancijsko metodo poštna 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 jaloovo 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, ter na
- nižjo sezono - NS, ki traja od aprila do septembra.

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

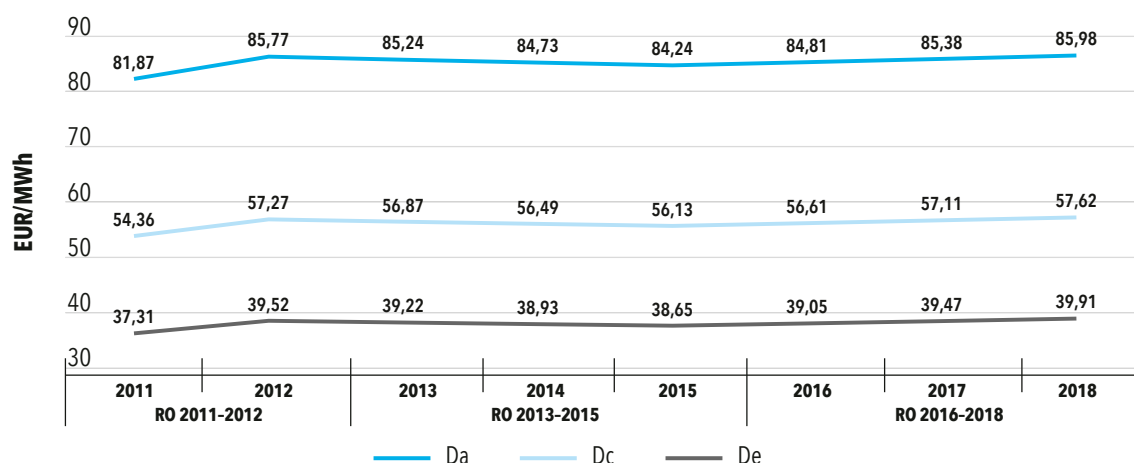
- konične dnevne tarifne postavke v času konične tarife (za končne odjemalce na visoko- in sredjenapetostnem nivoju, ki uporabljajo merilne naprave za evidentiranje 15-minutne konične obremenitve);
- višje dnevne tarifne postavke v času višje tarife (VT), ki se obračunavajo od ponedeljka do petka med 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 gospodinjstvih 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 35 in 36 je prikazano gibanje omrežnine v prejšnjih letih (regulativnih obdobjih) in v letu 2018 še veljavnem regulativnem obdobju 2016–2018 za nekatere značilne gospodinjstve in poslovne odjemalce, definirane s standardnimi porabniškimi skupinami z naslednjimi značilnostmi:

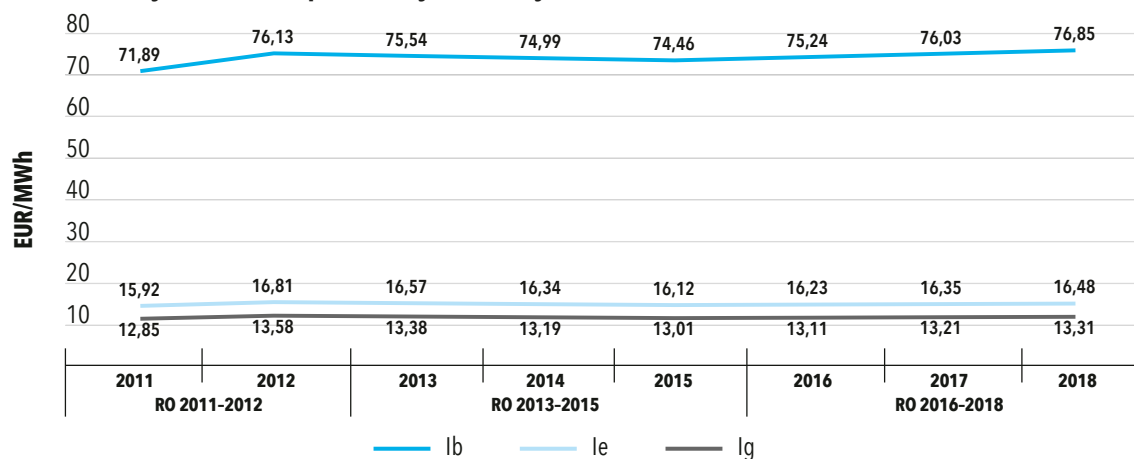
- gospodinjstvi odjemalec:
 - Da (letna poraba 600 kWh v enotni tarifi - ET, moč 3 kW),
 - Dc (letna poraba 2200 kWh v višji tarifi - VT in 1300 kWh v manjši tarifi - MT, moč 7 kW),
 - De (letna poraba 5000 kWh v višji tarifi - VT in 15.000 kWh v manjši tarifi - MT, moč 10 kW);
- poslovni odjemalec:
 - Ib (moč 50 kW, letna poraba 50 MWh, razmerje tarif VT : MT = 60 : 40, odjemna skupina NN T < 2500 h, povprečje sezon),
 - Ic (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 35: Gibanje omrežnine za gospodinjiski odjem v obdobju 2011–2018



Vir: agencija

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



Vir: agencija

2.3.4 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 med poljubnima točkama slovenskega prenosnega sistema prenese poljubno količino električne energije. Drugače pa je 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. Povezovalni 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 nediskriminatoren način.

Znaten dvig cen medobmočnih prenosnih zmogljivosti na avstrijsko-slovenski in slovensko-italijanski meji

Evropska zakonodaja zahteva, da zmogljivosti na omejenih povezavah med posameznimi trgovalnimi območji, ki so v večini primerov, med katere sodi tudi Slovenija, enaka območjem posameznih držav, sistemski operaterji dodeljujejo z uporabo tržnih metod. Tržne metode so metode, pri katerih 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 trgovalnima območjema oziroma državama. Da bi zagotovili enake možnosti za vse udeležence, se za dodeljevanje MPZ uporabljajo dražbe. Ločimo eksplisitne

in implicitne dražbe. Pri eksplicitnih se tržni udeleženci potegujejo le za zmogljivosti na čezmejnih povezavah (MW), pri implicitnih, 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 celotnem obdobju leta 2017 sta veljali Uredba Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti, 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 trgovalnimi območji. V letu 2017 je na vseevropski in regionalni ravni s strani regulativnih organov potekalo intenzivno potrjevanje različnih predlogov 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 2018 je dodeljevanje MPZ na mejah slovenskega prenosnega sistema s sosednjimi državami večinoma potekalo v skladu z evropskim ciljnim modelom. Pomemben dan je bil 19. junij 2018, ko je bila tudi meja Slovenije s Hrvaško vključena v vseevropsko spajanje trgov za dan vnaprej. Trinajstega junija 2018 je bilo v 14 evropskih državah uvedeno tudi spajanje trgov za dan vnaprej, vendar Slovenije ni bilo med njimi. To pomeni, da imamo na dveh mejah netržno dodeljevanje MPZ, na meji z Italijo pa dopolnilne regionalne eksplicitne dražbe. Pregled načinov dodeljevanja MPZ po mejah ob koncu leta 2018 prikazuje tabela 22.

Tabela 22: Pregled načinov dodeljevanja MPZ ob koncu leta 2018 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	Vseevropsko spajanje trgov – implicitne dražbe
	Znotraj dneva	Netržno dodeljevanje

Vir: agencija

Iz tabele je razvidno, da so bile le na slovensko-italijanski meji razmere skoraj v celoti skladne s ciljnim evropskim modelom. Ta model 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 bil 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 na področju letnega in mesečnega dodeljevanja, dodeljevanje zmogljivosti za dan vnaprej na eksplicitnih dražbah in znotraj dneva na netržni način pa 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 BSP Regionalna 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 2018, skupaj s prihodki od dražb in ceno dodeljene megavatne ure električne energije, prikazuje tabela 23.

Tabela 23: Pregled dodeljenih količin MPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah

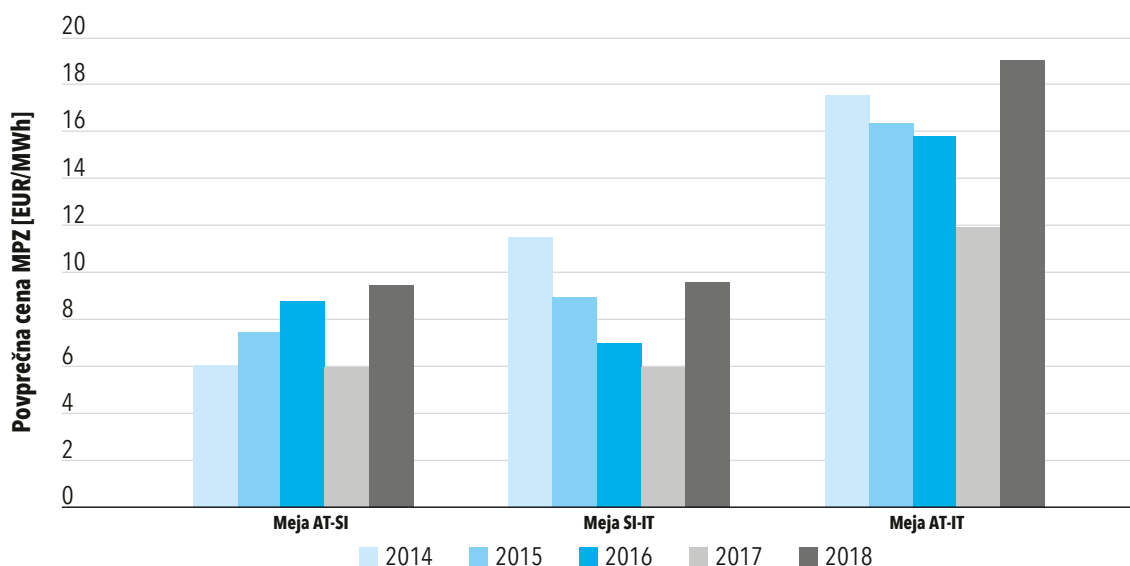
Meja	Dodeljeno (MWh)	Bruto prihodek (EUR)	Povprečna cena dodeljenih MPZ (EUR/MWh)	Neto prihodek (EUR)
SI-IT	3.238.746	31.111.338	9,61	18.830.370
IT-SI	1.237.201	946.629	0,77	777.854
SI-AT	2.940.578	463.501	0,16	255.667
AT-SI	3.401.264	32.059.895	9,43	24.259.680
SI-HR	8.270.703	3.391.117	0,41	2.971.323
HR-SI	9.422.802	940.084	0,10	630.899

Vir: ELES

V tabeli 23 so prikazani bruto in neto prihodki od dražb. Neto prihodki so bruto prihodki, od katerih so odšteti stroški izvedenih dražb za sosednje sistemske operaterje, vračila trgovcem zaradi znižanja zmogljivosti in vračila trgovcem, ki so po načelu »uporabi ali prodaj« zmogljivosti, dodeljene na dolgoročnih dražbah, prodali sistemskemu operaterju, ki jih je nato dodelil v okviru spajanja trgov za dan vnaprej. Povprečne cene 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 posameznih 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 hrvaškem trgu so bile cene električne energije zelo podobne cenam na slovenskem trgu, kar se je odražalo tudi v nizki doseženi ceni MPZ na tej meji. Na podlagi navedenega lahko sklepamo, da je bila za trgovce tudi v letu 2018 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 37 so prikazani gibanje cen MPZ iz Avstrije v Slovenijo, iz Slovenije v Italijo ter skupna cena MPZ iz Avstrije v Italijo v obdobju 2014–2018.

Slika 37: Gibanje povprečne cene MPZ v smeri iz Avstrije v Italijo v obdobju 2014–2018



Vir: ELES

Na sliki 37 lahko vidimo, da se je skupna cena MPZ med Avstrijo in Italijo v obdobju 2014–2017 zniževala, v letu 2018 pa se je znatno zvišala. Podobno zvišanje cene MPZ smo beležili tudi na avstrijsko-slovenski in slovensko-italijanski meji.

Tabela 24: Gibanje razlike v cenah na borzah in povprečnih cen MPZ v obdobju 2014–2018

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						
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
2018	6,51	9,43	9,55	9,61	16,06	19,03

Viri: ELES, spletne strani borz z električno energijo

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

V tabeli 24 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 vseh 8760 urnih intervalov 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 razvidno, da je bila do leta 2016 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. Če smo bili do uvedbe spajanja trgov priča podobnim razhajanjem, so se ta ponovno pojavila v letu 2017. To 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«. V letu 2018 se je povprečna cena MPZ za prenos električne energije iz Avstrije v Slovenijo ponovno približala razliki v borznih cenah. Pomemben dejavnik za to je

bila že dosežena cena na letni dražbi na tej meji, ki je bila izvedena ob koncu leta 2017. Ta cena se je s 6,07 EUR/MWh v letu 2017 praktično podvojila in je dosegla 11,09 EUR/MWh, kar je tudi posledica velike cenovne razlike med trgoma v letu 2017. S 1. oktobrom 2018 je prišlo tudi do pomembne spremembe, saj sta se trga Nemčije in Avstrije ločila na dve trgovalni območji. Posledično se je zmanjšala cenovna razlika na avstrijsko-slovenski meji, saj se del cenovne razlike med Nemčijo in Slovenijo zdaj pojavlja na nemško-avstrijski meji. Na slovensko-italijanski meji so razmere veliko bolj predvidljive tudi zaradi relativno manjšega deleža nepredvidljive proizvodnje na italijanskem trgu. Zato so trgovci na tej meji tudi v letu 2018 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 2018 le manjša razlika med povprečno razliko med cenami na borzah in povprečno ceno dodeljenih zmogljivosti. Na splošno lahko sklepamo, da so 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 s sosednjega trgovalnega območja v Slovenijo oziroma iz Slovenije na sosednje trgovalno območje izkoriščene le delno. Nasprotno 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 je 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

Najbolj zanimiva smer
prenosa iz Avstrije
čez Slovenijo

trgovalnem območju opravlja kar 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 prodaj", 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 2018 je bil največji delež uporabe MPZ na meji iz Slovenije v Italijo in iz Avstrije v Slovenijo. Velik delež izkoriščenosti je bil tudi v obeh smereh prenosa na meji s Hrvaško, kjer pa so bili prihodki od MPZ relativno nizki zaradi velike količine razpoložljivih MPZ. Relativno visoka izkoriščenost smeri iz Slovenije v Hrvaško je tudi posledica dejstva, da polovica proizvodnje jedrske elektrarne v Krškem pripada Hrvaški. Izkoriščenost uporabe MPZ za vse meje v obdobju 2014–2018 prikazuje tabela 25.

Tabela 25: Stopnja uporabe MPZ v obdobju 2014–2018

Meja/leto	Stopnja uporabe MPZ (%)				
	2014	2015	2016	2017	2018
SI-IT	91	87	79	58	81
IT-SI	9	3	10	20	6
SI-AT	16	12	17	8	16
AT-SI	92	96	89	93	63
SI-HR	58	46	46	58	37
HR-SI	33	36	37	28	41

Vir: ELES

Primerjava stopnje uporabe MPZ na posameznih mejah kaže na to, 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 predvsem posledica vse večje konvergence med cenami na slovenskem in italijanskem veleprodajnem trgu. Njena posledica je naraščajoče število ur v letu, v katerih sta ceni na obeh trgih enaki ali je cena na slovenskem trgu celo višja od cene na italijanskem trgu. Glavni razlog za to je pospešeno nameščanje sončnih elektrarn v Italiji, 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 predstavljajo največjo negotovost za tržne udeležence. Na stopnjo uporabe MPZ med Avstrijo in Hrvaško močno vplivajo tudi hidrološke razmere v državah Zahodnega Balkana. V letih ugodnih hidroloških razmer v teh državah se poveča stopnja uporabe MPZ iz Avstrije v Slovenijo. Ker pa je bilo leto 2018 dokaj sušno, se je povečala stopnja uporabe MPZ iz Slovenije v smeri Hrvaške.

2.3.5 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 2018 je sistemskemu operaterju izdala soglasje k predlogu spremembe zasnove dolgoročnih prenosnih zmogljivosti za regijo Core, predlogu nominacijskih pravil na mejah trgovalnih območij (območje določanja zmogljivosti Severna Italija) in k predlogu nominacijskih pravil na mejah trgovalnih območij med Avstrijo, Hrvaško, Češko, Nemčijo, Madžarsko, Poljsko, Slovaško in Slovenijo.

V letu 2018 je agencija sodelovala pri potrjevanju predlogov in metodologij, ki jih morajo skladno z evropskimi uredbami potrditi vsi nacionalni regulativni organi EU, posamezne regije ali države članice. Tako je v skladu z Uredbo Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti v letu 2018 agencija izdala štiri soglasja k nacionalnim predlogom, dva zahtevka za spremembo vseevropskih predlogov in 10 zahtevkov za spremembo regionalnih predlogov, pripravljenih na podlagi določil te uredbe. Skladno z Uredbo Komisije (EU) 2016/1719 z dne 26. septembra 2016 o določitvi smernic za terminsko dodeljevanje zmogljivosti je izdala pet soglasij k regionalnim in vseevropskim predlogom, dva zahtevka za spremembo vseevropskih predlogov in štiri zahtevke za spremembo regionalnih predlogov. Skladno z Uredbo Komisije (EU) 2017/1485 z dne 2. avgusta 2017 o določitvi smernic za obratovanje sistema za prenos električne energije je v letu 2018 izdala soglasji k dvema predlogoma, hkrati pa je izdala en zahtevek za spremembo vseevropskega predloga in dva zahtevka za spremembo regionalnih predlogov. Na podlagi Uredbe Komisije (EU) 2017/2195 z dne 23. novembra 2017 o določitvi smernic za izravnavo električne energije je agencija v letu 2018 izdala po en zahtevek za spremembo vseevropskega in nacionalnega predloga.

Agencija je nadzirala tudi izvajanje določb uredb EU s področja notranjega trga z elektriko in ugotavljala, ali elektroenergetska podjetja izpolnjujejo obveznosti, ki izhajajo iz evropske zakonodaje. Pri nadzoru nad izvajanjem določb teh uredb ni ugotovila kršitev.

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 2018 in pri tem ni ugotovila kršitev.

2.4 Spodbujanje konkurence

Agencija redno spremlja razvoj na področju oblikovanja 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 delovanjem zagotavlja krepitev trga, kar prinaša končnim odjemalcem električne energije kakovostno storitev po optimalni ceni.

2.4.1 Veleprodajni trg

Proizvajalci, trgovci in dobavitelji električne energije na veleprodajnem trgu izmenjujejo električno energijo. To poteka s sklepanjem zaprtih pogodb, za katere je značilno, da so količine in časovni potek dobave 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 (BSP SouthPool). Ta borza ponuja trgovanje za dan vnaprej in znotraj dneva. 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.

2.4.1.1 Cene električne energije

Agencija redno spremlja raven veleprodajnih cen v Sloveniji ter na povezanih in referenčnih trgih, ki neposredno ali posredno vplivajo na cene v Sloveniji. Informacije o cenah pridobiva na spletni strani borze BSP SouthPool ter pri komercialnih ponudnikih analitičnih storitev in agregatorjih informacij na trgu.

Cene na borzah v Sloveniji in na tujih trgih

Zvišanje povprečnih cen pasovne in vršne energije na trgu za dan vnaprej

Slovenski trg z električno energijo se nahaja na stičišču treh velikih evropskih trgov, nemško-avstrijskega, italijanskega in trga Jugovzhodne Evrope. Od 1. oktobra 2018 sta trga Nemčije in Avstrije ločena. Slovenski trg je bil v letu 2018 vključen v medregijsko spajanje trgov za dan vnaprej na mejah z Avstrijo in Italijo, od 19. junija 2018 pa tudi s Hrvaško. Pri trgovanju znotraj dneva imamo vzpostavljeno le bilateralno spajanje z Italijo, ki poteka prek dopolnilnih eksplicitnih dražb. V prihodnjih letih se zaradi postopnega uvajanja evropskih uredb za določitev smernic za vzpostavitev omrežnih pravil pričakuje uvedba spajanja trgov za dan vnaprej in znotraj dneva na vseh evropskih mejah. Razen tega bo med državami potekala tudi izmenjava izravnalne energije.

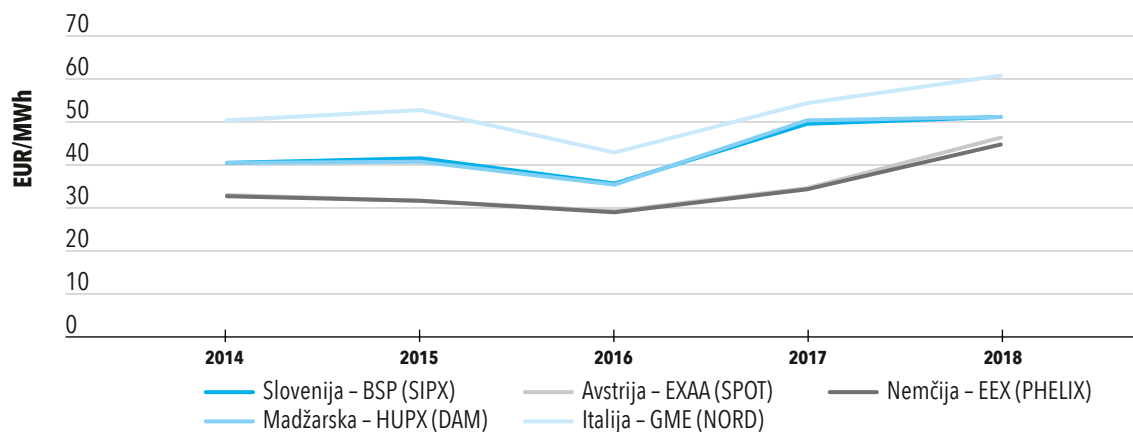
Slika 38 prikazuje gibanje povprečnih cen pasovne energije na borzah v Sloveniji in sosednjih državah v zadnjih letih. Trga Slovenije in Madžarske nista neposredno povezana, saj daljnovidne povezave

med njima še ni, vendar potekajo številne dejavnosti za izgradnjo omenjenega daljnovoda. Daljnovod Cirkovce–Pince in novo stikališče RTP Cirkovce bosta omogočila vzpostavitev prve meddržavne povezave s prenosnim omrežjem sosednje Madžarske. Ta projekt sodi med tako imenovane PCI-projekte EU (Projects of Common Interest); to so energetske infrastrukturni projekti, ki so zelo pomembni za razvoj evropskega energetskega omrežja.

Leta 2016 je povprečna cena pasovne energije na borzi v Sloveniji znašala 35,62 EUR/MWh, v letu 2017 pa se je zaradi številnih dejavnikov zvišala in je znašala 49,52 EUR/MWh. V letu 2018 se je povprečna cena pasovne energije na borzi v Sloveniji v primerjavi s povprečno letno ceno 2017 zvišala za 3,3 % in znašala 51,16 EUR/MWh. Kot lahko vidimo na sliki 38, so se cene električne energije zvišale na vseh opazovanih trgih, izrazito zvišanje cen pa so beležili na nemški borzi EEX in avstrijski borzi EXAA, kjer so bile cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v primerjavi z letom 2017 višje za več kot 30 %. Hkrati se povečuje razkorak med cenami na teh dveh borzah: razlika med povprečnima cenama pasovne energije na trgu za dan vnaprej v letu 2018 je znašala 1,64, leta 2017 0,30 in leta 2015 0,03 EUR/MWh.

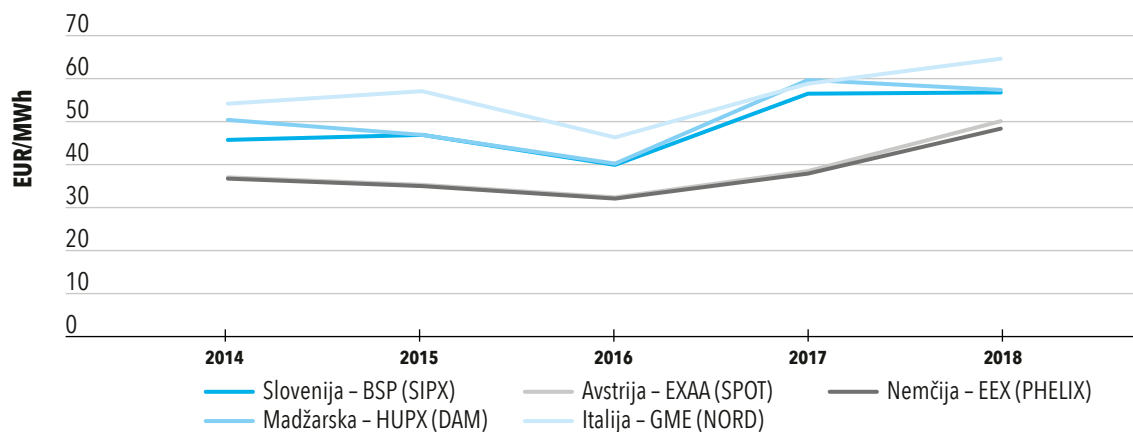
Najnižjo ceno pasovne energije na opazovanih borzah beležimo na nemški borzi, najvišje cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej pa so bile med opazovanimi trgi dosežene na italijanski borzi.

Slika 38: Gibanje povprečne cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2014–2018



Vir: Montel

Slika 39: Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2014–2018



Vir: Montel

Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej na posameznih trgih prikazuje slika 39. Leta 2016 je povprečna cena vršne energije na borzi v Sloveniji znašala 39,85 EUR/MWh, v letu 2017 pa se je zvišala na 56,49 EUR/MWh. V letu 2018 je povprečna cena vršne energije na borzi v Sloveniji znašala 56,88 EUR/MWh, kar pomeni 0,7-odstotni dvig v primerjavi z letom prej. Cene vršne energije so se, podobno kot pri cenah pasovne energije, v primerjavi z letom 2017 zvišale na vseh opazovanih trgih z izjemo madžarske borze, in sicer največ na nemški borzi EEX (27 %) in avstrijski borzi EXAA (30,3 %). Povprečna cena vršne energije na trgu za dan vnaprej se je v primerjavi z letom 2017 znižala na madžarskem trgu, in sicer za 3,8 %. Se pa je na tem trgu v letu 2018 ponovno zmanjšal razkorak med povprečnima cenama vršne energije na slovenskem in madžarskem trgu, ki je v letu 2017 znašal 3,12, v letu 2018 pa le še 0,48 EUR/MWh ob nižji ceni na slovenski borzi BSP. Cene na italijanski borzi dosegajo najvišje vrednosti med opazovanimi trgi, najnižje cene pa so bile, ob povečanem razkoraku med obema cenama, dosežene na avstrijski in nemški borzi.

Glavni razlog za zvišanje cen na slovenskem in madžarskem trgu je bila slaba hidrologija v državah z območja Balkana ter v Romuniji in posledično majhna proizvodnja električne energije v hidroelektrarnah v drugi polovici leta 2018. Hkrati smo v drugi polovici leta 2018 beležili večjo rast cene emisijskih kuponov, kar je pomembno vplivalo na rast proizvodnih stroškov proizvajalcev električne energije, posledično pa na rast cen električne energije na borzah v EU.

Zvišanje zadevnih cen na italijanski borzi GME (trgovalno območje NORD) v letu 2018 za približno 10 % je bilo sicer večje kot v Sloveniji in na Madžarskem in je bilo posledica zvišanja cen na borzah v Nemčiji zaradi večjega obsega proizvodnje električne energije iz plinskih elektrarn, ki je bilo izrazito v drugi polovici leta 2018; v prvem polletju 2018 je na nemški borzi EEX povprečna cena pasovne energije na trgu za dan vnaprej znašala 35,74, v drugem polletju pa 53,42 EUR/MWh.

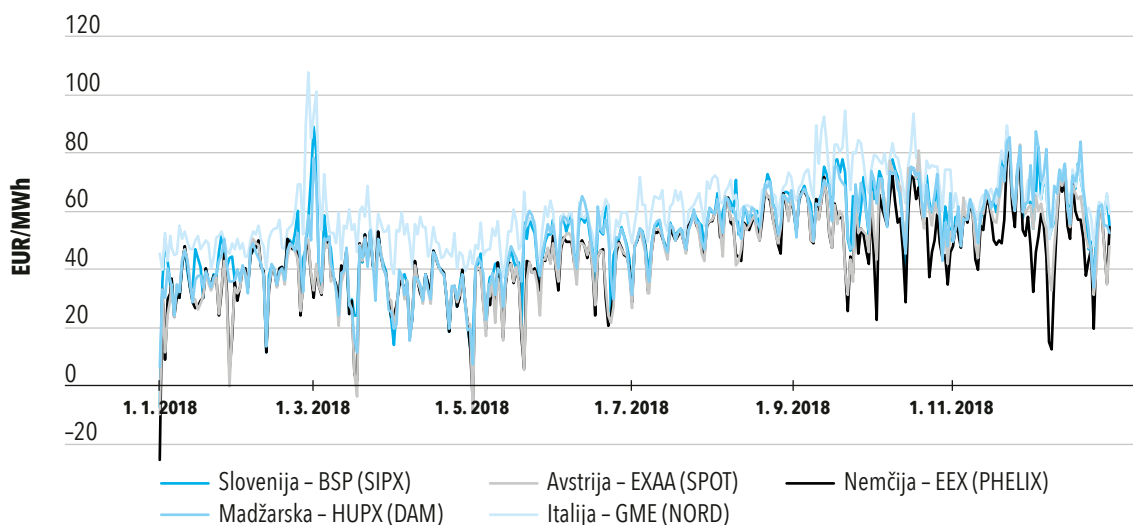
Razlogov za rast cen je bilo več. Morda najpomembnejši je naraščanje cen premoga v Evropi, kar je vplivalo tudi na cene električne energije. Največ električne energije v Nemčiji³¹ so v letu 2018 proizvedle termoelektrarne (131,3 TWh). Ob tem termoelektrarne za pravico do proizvodnje električne energije potrebujejo emisijske kupone, katerih cena se je prav tako zvišala³². Najvišja cena emisijskih kuponov je v letu 2018 znašala 25,56 evra za tono CO₂; v prvi polovici leta 2018 je znašala 16,49, leto prej pa okoli 8 evrov za tono CO₂. Eden od razlogov za dvig cen električne energije je bila tudi slaba hidrologija v drugi polovici leta 2018.

Najvišje cene na borznih trgih za dan vnaprej so bile ob koncu februarja in na začetku marca, to je v obdobju majhne proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in relativno nizkih temperatur. Najvišja cena na slovenski borzi je bila dosežena 1. marca. Prenosne zmogljivosti v smeri iz Avstrije v Slovenijo so bile takrat polno zasedene, kar kaže na veliko povpraševanje v Sloveniji. 27. februarja je iz omrežja nenapovedano izpadel blok 4 Termoelektrarne Šoštanj, z inštalirano močjo 248 MW. V tem obdobju so bile temperature v regiji zelo nizke, kar je povečalo povpraševanje po energiji in najverjetneje vplivalo na cene na borzi. Rekordno ceno med vsemi opazovanimi trgi so 27. februarja zabeležili na italijanski borzi GME (NORD). V letu 2018 smo beležili negativne cene na nemški, avstrijski in tudi slovenski borzi (1. januar; slika 40).

³¹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-05-15/coal-at-record-is-latest-pressure-to-weigh-on-utility-earnings>

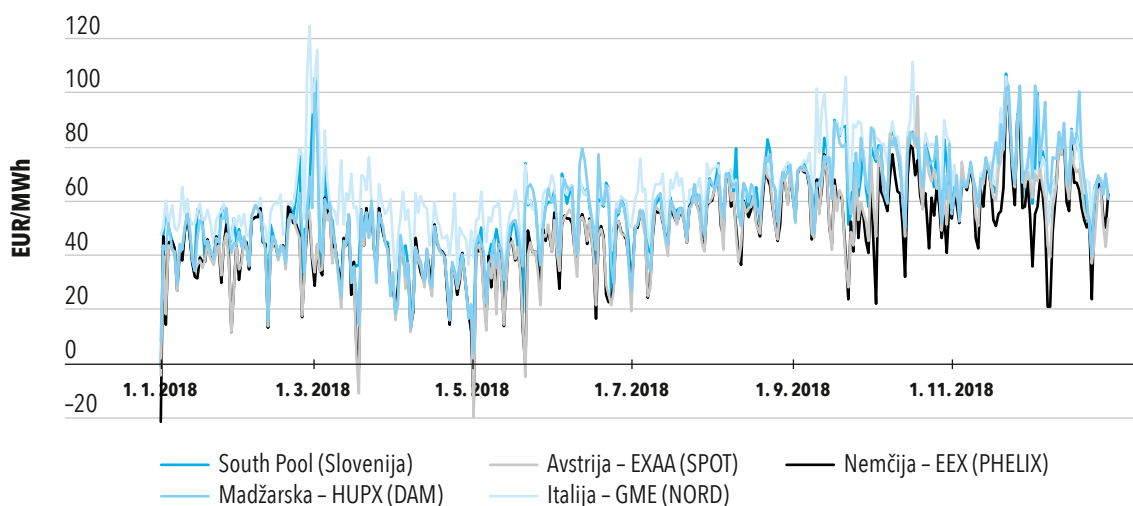
³² https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/News/Stromerzeugung_2018_2_en.pdf

Slika 40: Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej



Vir: Montel

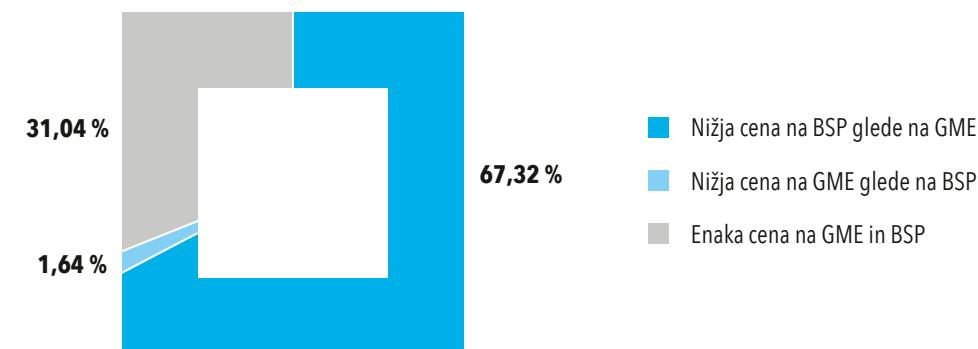
Slika 41: Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej



Vir: Montel

Slika 42 prikazuje rezultate primerjalne analize doseženih cen na trgu za dan vnaprej na borznih trgih BSP SouthPool in GME. V letu 2017 so se cene električne energije na borzi GME približale cenam na BSP. Delež ur, ko so bile cene na GME enake kot na BSP, je znašal skoraj 56 %. V letu 2018 se je ta delež zmanjšal na 31 %, kar kaže tudi analiza povprečnih cen pasovne in vršne energije na trgu za dan vnaprej (neenakomerno zvišanje cen na obeh borzah). Povečal pa se je delež ur, ko je bila cena na BSP nižja kot na GME. Ta delež je v letu 2018 znašal 67,32 %, leto prej pa 38,14 %.

Slika 42: Primerjava doseženih cen na trgu za dan vnaprej med borznima trgoma BSP Southpool in GME



Vir: Montel

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

V letu 2018 je proizvedena električna energija iz elektrarn, vključenih v sistem podpor proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije ter v soproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom, predstavljala 7,5 % vse v Sloveniji proizvedene električne energije, leto prej pa 7,6 %. Če je delež električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, dovolj velik, lahko cena te energije vpliva na razvoj cen ostale električne energije na trgu. Čeprav ta delež v Sloveniji še ni presegel 10 %, agencija že več let spremlja, kako se na trgu razvija cena električne energije, ki je vključena v podporno shemo.

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 2018.

Model za izračun tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, za obdobje 2014–2018 vključuje prodajo električne energije bilateralno, 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 bilateralni ravni in dražbi za odkup celotne električne energije iz Eko skupine. S prodajo električne energije na bilateralni ravni je mišljena prosta prodaja proizvedene električne energije na trgu, za katero proizvajalec prejema še obratovalno podporo.

Ocenjena tržna cena v letih 2014 in 2015 izhaja iz povprečja doseženih cen na bilateralni ravni, dosežene cene na dražbi in povprečne urne cene na BSP SouthPool v posameznem letu. Ocenjena tržna cena v letih 2016, 2017 in 2018 pa izhaja iz povprečja doseženih cen na bilateralni ravni in dosežene cene na dražbi. Dosežene cene, ki so upoštevane v izračunu, so tehtane s količinami iz posameznih postavk.

Tudi za leto 2018 velja, da je bila večina električne energije, vključene v sistem podpor, prodana prosto na trgu, torej v okviru obratovalne podpore. Na ocenjeno tržno ceno tako bistveno vpliva cena, ki je oblikovana na trgu na bilateralni 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 2014–2018 prikazana v tabeli 26. V letu 2018 je ocenjena tržna cena že drugo leto zapored od spremljanja zdrsnila pod povprečno letno urno ceno na BSP SouthPool. Glavni razlog je bil v rasti cen na borzi, ki pa se ni v enaki meri odrazila v odkupnih cenah proizvedene električne energije, ki jo proizvajalci, prejemniki obratovalne podpore, prodajo prosto na trgu praviloma v začetku koledarskega leta.

Tabela 26: Primerjava ocenjene tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, s povprečno letno urno ceno pasovne električne energije na borzi BSP SouthPool v obdobju 2014–2018

Leto	Ocenjena tržna cena (EUR/MWh)	Povprečna 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
2018	46,25	51,16

Viri: agencija, Borzen, BSP SouthPool

Trgovanje z emisijskimi kuponi

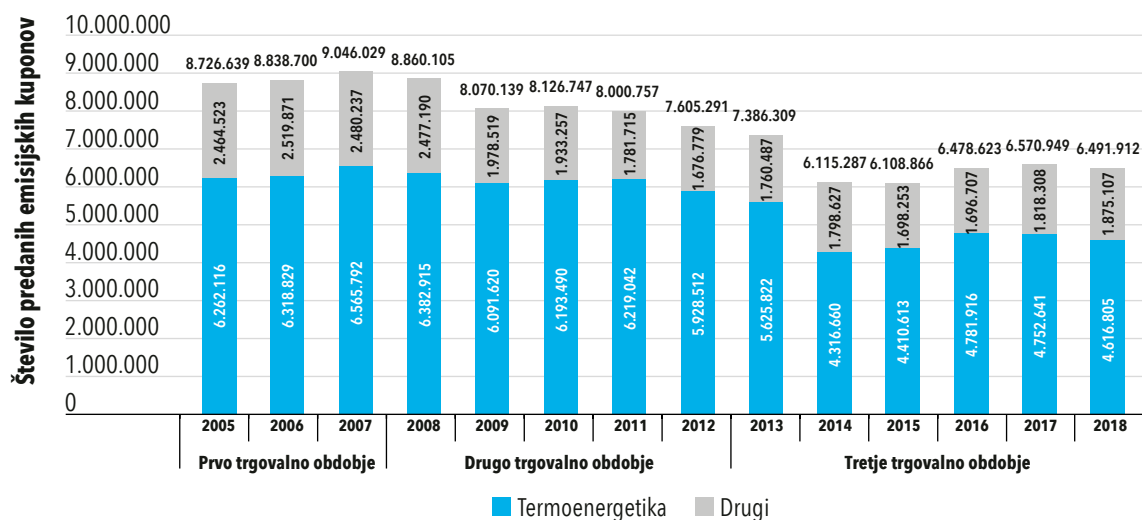
Emisijski kupon je splošen izraz za potrdilo oziroma dovoljenje, ki predstavlja pravico do izpusta ene tone ogljikovega dioksida ali drugega toplogrednega plina enake mase v ozračje. Imetniki emisijskih kuponov lahko z njimi prosto trgujejo. Slovenija je z ratifikacijo Kjotskega protokola prevzela obveznosti 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.

Število predanih emisijskih kuponov v Sloveniji se je v primerjavi z letom 2017 zmanjšalo za 1,2 %. Zmanjšanje števila predanih emisijskih kuponov beležimo prvič po letu 2015 in je bilo posledica manjšega števila predanih emisijskih kuponov družbam iz termoelektrarne, ki so v letu 2018 v tretjem trgovalnem obdobju prevzele 4.616.805 emisijskih kuponov (71 %), kar je 2,9 % manj kot v letu 2017. Zmanjšanje predanih emisijskih kuponov je bilo posledica manjše proizvodnje termoelektrarn.

2,9%
manj emisijskih kuponov
za termoelektrarno

Druge industrijske družbe so v letu 2018 v tretjem trgovalnem obdobju prevzele 1.875.107 emisijskih kuponov, kar je 3,1 % več kot v letu 2017 in predstavlja 29 % vseh predanih emisijskih kuponov v Sloveniji. Že drugo leto zapored smo beležili rast števila predanih emisijskih kuponov drugim industrijskim družbam, kar je posledica povečane proizvodnje.

Slika 43: Gibanje števila predanih emisijskih kuponov za vsa tri trgovalna obdobja v obdobju 2005–2018



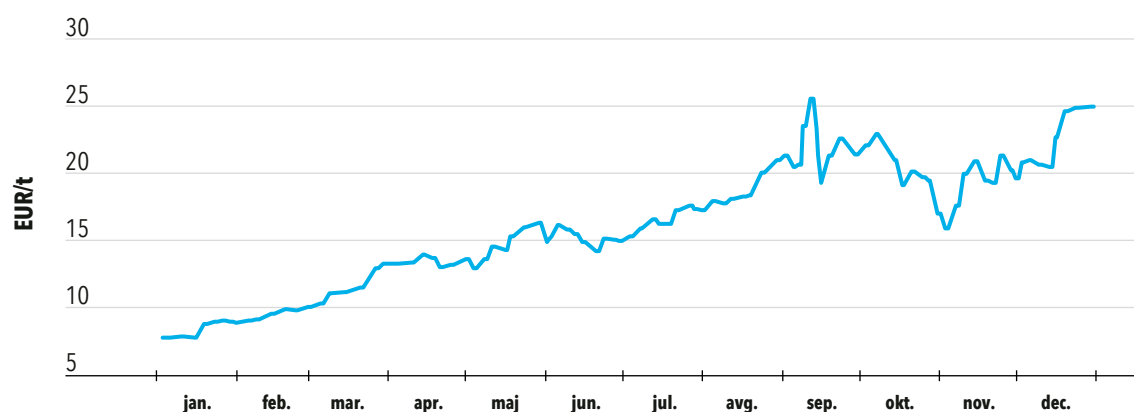
Vir: ARSO

Slika 44 prikazuje, da so se cene emisijskih kuponov zviševale skozi celotno opazovano obdobje, konec maja 2018 je cena presegla 16 evrov, konec leta pa dosegla celo 25 evrov za tono CO₂. Dvig cen emisijskih kuponov se je začel že v sredini leta 2017, ko se je cena gibala okoli 5 evrov za tono CO₂, konec leta 2017 pa je že presegla 8 evrov. Sicer smo beležili primerljivo raven cen v obdobju od leta 2016 do 2017, ko se cene gibale med 4,10 in 8,20 evra za tono CO₂.

Cene emisijskih kuponov
so se v letu 2018
občutno zvišale

Številni analitiki napovedujejo še dodatno zviševanje cen emisijskih kuponov v prihodnje³³; predvidevajo, da se lahko cena do leta 2021 podvoji, do leta 2030 pa preseže 50 evrov za tono CO₂. Vse to je posledica Pariškega podnebnega sporazuma, ki države zavezuje, da zmanjšajo izpuste toplogrednih plinov v ozračje. Cilj je doseči zmanjšanje emisij toplogrednih plinov. Evropska unija načrtuje, da bo v primerjavi z letom 1990 do leta 2030 emisije zmanjšala za 40 %.

Slika 44: Gibanje cene emisijskih kuponov na borzi EEX (nakup v letu 2018 za leto 2019)



Vir: EEX

2.4.1.2 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 ogrodek 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 trgovanjskimi 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 ENT-SO-E. Med notranje informacije sodijo tudi tako imenovani temeljni podatki, ki jih morajo objaviti udeleženci na veleprodajnem energetskem trgu. To so podatki o zmogljivostih in uporabi objektov za proizvodnjo, skladiščenje, porabo ali prenos električne energije ali zemeljskega plina ter o zmogljivostih in uporabi objektov za utekočinjen zemeljski plin. Skladno z Izvedbeno uredbo Komisije (EU) št. 1348/2014

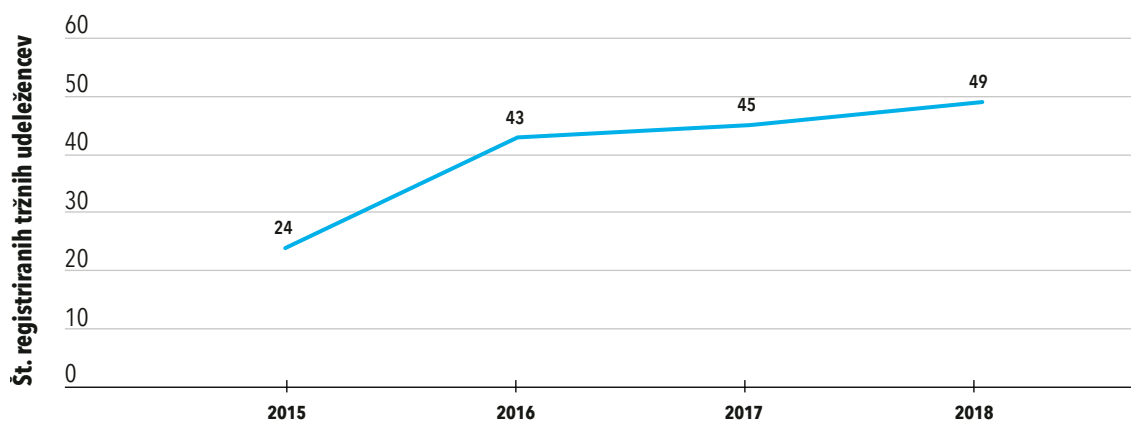
³³ <https://www.carbontracker.org/eu-carbon-prices-could-double-by-2021-and-quadruple-by-2030/>

morata v imenu udeležencev na trgu temeljne podatke ACER posredovati združenji evropskih sistemskih operaterjev ENTSO-E in ENTSO-G, tržni udeleženci pa jima morajo te podatke zagotoviti.

Spremljanje trga po tej uredbi vključuje spremljanje vseh veleprodajnih energetskega 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 morajo registrirati v državi članici, v kateri so dejavni.

Na veleprodajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom je bilo do konca leta 2018 v Sloveniji registriranih 49 udeležencev (slika 45).

Slika 45: Registracija tržnih udeležencev v Sloveniji v obdobju 2015–2018



Vir: agencija

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 bila med prvimi evropskimi regulatorji, ki so zagotovili zahtevano raven informacijske varnosti in imajo dostop do podatkov REMIT. V letu 2018 je agencija nadaljevala z razvojem mehanizmov za avtomatizirano preverjanje in validacijo ključnega nabora podatkov REMIT ter implementirala dodatne algoritme za ad-hoc podatkovno analitiko za potrebe preiskav. Na podlagi sodelovanja z borzo, ACER in regulativnimi organi regije agencija še naprej 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 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 tudi v letu 2018 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.

2.4.1.3 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. Podrobnosti iz pogodbe, kot sta na primer cena in količina, javnosti praviloma niso razkrite. Za razliko od trgovanja na borzi pri bilateralnem trgovanju pogodbeni stranki sami nosita tveganja iz naslova neizpolnitve pogodbenih obveznosti. Ker strankam omogoča poljubno oblikovanje produktov, 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 energetski borzi, 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.

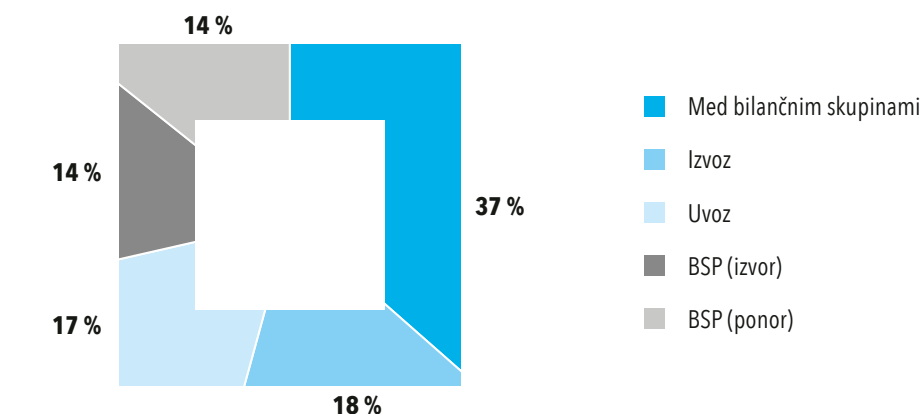
Poleg zaprtih pogodb Borzen evidentira tudi obratovalne napovedi, ki predstavljajo napovedane oddaje in odjeme električne energije članov bilančne sheme za prevzemno-predajna mesta, za katere imajo sklenjene odprte pogodbe.

Operater trga je v letu 2018 evidentiral 109.113 zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi s skupno količino 83.063.190 MWh. Glede na leto pred tem je bilo skupno število evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v letu 2018 manjše za 4,7 %, manjši je bil tudi obseg trgovanja, saj je bila skupna količina energije iz pogodb manjša za 5,2 %.

Količina električne energije, ki je bila prodana oziroma kupljena v letu 2018 z zaprtimi pogodbami, znaša 54.488.921 MWh. Ta količina je bila glede na leto 2017, ko je skupna količina zaprtih pogodb znašala 59.144.645 MWh, manjša za 7,9 %.

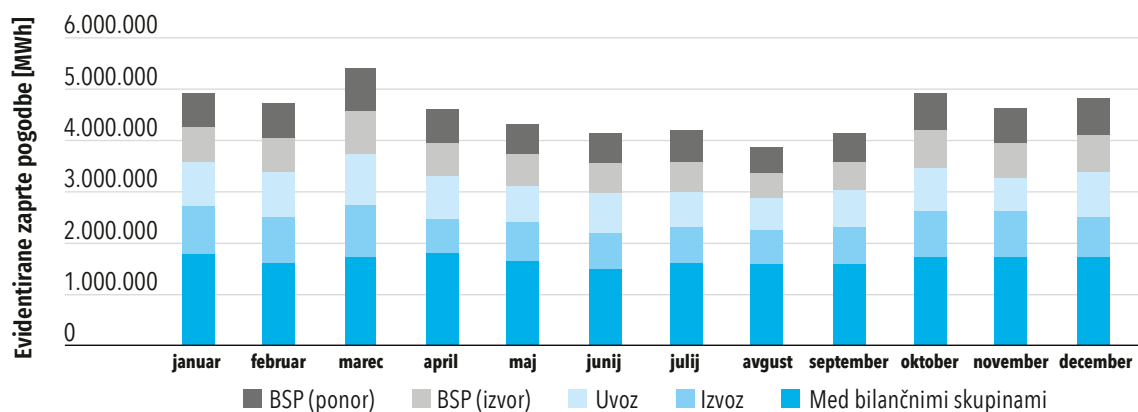
Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb ter pripadajoče količine so prikazani na slikah 46 in 47. Na slikah je kupljena količina na slovenski energetski borzi BSP SouthPool označena kot izvor, prodana pa kot ponor. Pri vseh izvedenih transakcijah na tej borzi nastopa namreč borza vedno kot nasprotna stranka, sklenjeni posel pa se evidentira kot kupljena in prodana količina.

Slika 46: Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb v letu 2018



Vir: Borzen

Slika 47: Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb po mesecih za leto 2018



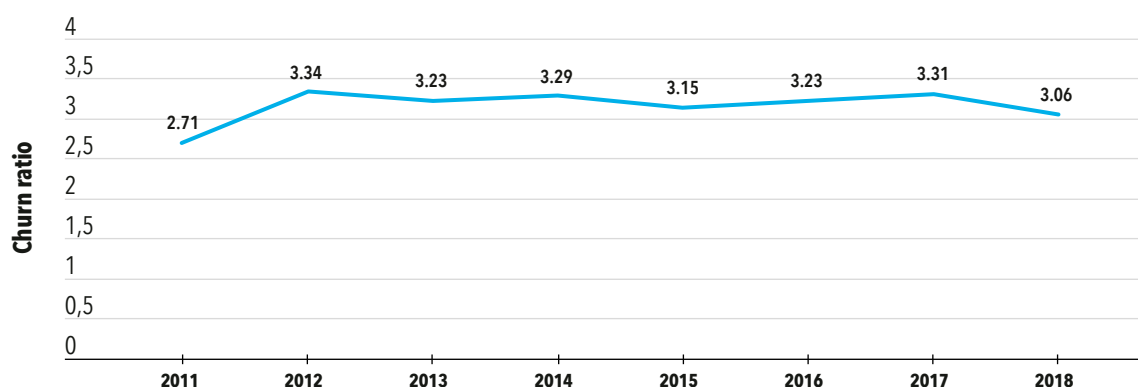
Vir: Borzen

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 osemletnem obdobju prikazuje slika 48. V letu 2018 se je vrednost indeksa nekoliko znižala glede na vrednosti prejšnjih let. Indeks je tudi v letu 2018 ostal nad vrednostjo 3, kar kaže, da je slovenski veleprodajni trg z električno energijo dobro razvit in z visoko stopnjo likvidnosti. 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.

Veleprodajni trg z električno energijo dobro razvit in z visoko stopnjo likvidnosti

Slika 48: Trend gibanja indeksa Churn ratio po letih v obdobju 2011-2018



Vir: Borzen

Trgovanje na borzi za dan vnaprej

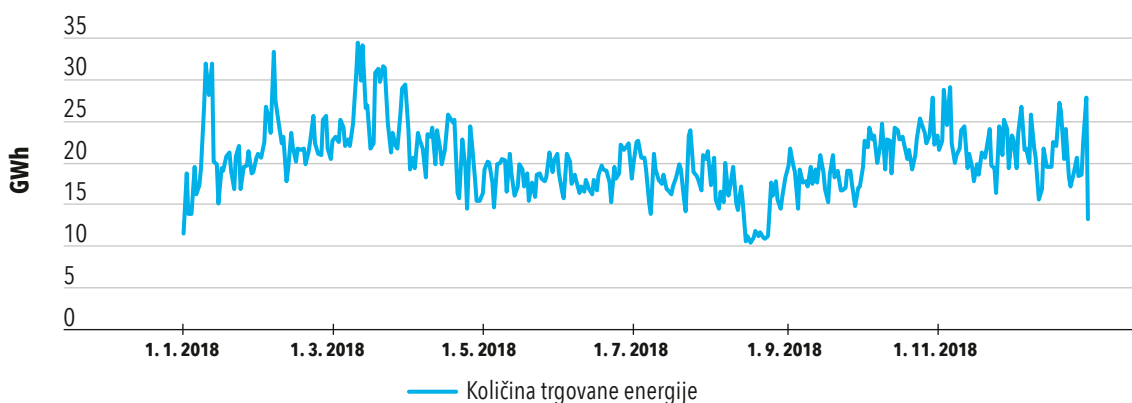
9,2 %
večji obseg trgovanja
na slovenskem trgu
za dan vnaprej

Trgovanje za dan vnaprej poteka na BSP SouthPool, in sicer na način avkcijskega trgovanja. Produkti na tem segmentu trga so omejeni s cenovnim razponom od -500 do 3000 EUR/MWh ter količinskim intervalom 1 MW. Tržni udeleženci v fazi trgovanja vnašajo v trgovalno aplikacijo standardizirane urne produkte, izračun marginalne cene pa temelji na algoritmu trgovalne aplikacije. To trgovanje je vključeno tudi v večregijsko spajanje trgov (Multiregional Market Coupling – MRC), v okviru katerega se dodeljujejo tudi razpoložljive medobmočne prenosne zmogljivosti (MPZ). Do 18. junija 2018 sta bili v to spajanje trgov vključeni le meji slovenskega trgovalnega območja s trgovalnima območjema Italije in Avstrije, od tega dne pa je bila vključena tudi meja med trgovalnima območjema Slovenije in Hrvaške, na kateri je do takrat dodeljevanje razpoložljivih MPZ za dan vnaprej potekalo v obliki eksplicitnih dražb. V obdobju od 19. junija do 31. decembra 2018 je dodeljevanje MPZ na vseh slovenskih mejah potekalo v okviru večregijskega spajanja trgov, torej skladno z določili uredbe 2015/1222. Na obseg trgovanja vplivajo številni dejavniki, najpomembnejše količine prostih MPZ na slovensko-italijanski in slovensko-avstrijski meji. V letu 2018 je 1. oktobra prišlo tudi do ločitve do tedaj enotnega trgovalnega območja Nemčije in Avstrije. Ta ločitev ne bi smela imeti večjega vpliva na cene na slovenskem veleprodajnem trgu, bo pa povzročila zmanjšanje prihodkov iz prezasedenosti na slovensko-avstrijski meji, saj se odtelej del cenovne razlike med nemškim in slovenskim trgom odraža kot cenovna razlika na nemško-avstrijski meji.

Celoten obseg trgovanja v letu 2018 na slovenskem trgu za dan vnaprej je znašal 7.442.113 MWh, kar je 9,2 % več kot leto prej. Pri trgovanju za dan vnaprej je konec leta 2018 sodelovalo 25 tržnih udeležencev, kar je manj kot leto prej, ko je pri trgovanju za dan vnaprej sodelovalo 26 tržnih udeležencev. Večina udeležencev je bila iz tujih držav.

Največji mesečni obseg trgovanja v letu 2018 je bil dosežen marca, in sicer 809.457 MWh, kar je 10,9 % celotnega obsega trgovanja v tem obdobju. Največji mesečni obseg trgovanja v letu 2018 je presegel največji mesečni obseg trgovanja v letu 2017 za 22,5 %. Najmanjši mesečni obseg trgovanja je bil dosežen avgusta, in sicer 461.899 MWh ali 6,2 % celotnega obsega trgovanja v tem obdobju in je bil za 7,1 % manjši kot najmanjši mesečni obseg trgovanja leto prej.

Slika 49: Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2018



Vir: BSP

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.

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

Skupni obseg sprotnega trgovanja znotraj dneva se je zmanjšal kar za 46 % in dosegel 131 GWh, od tega obseg trgovanja na izravnalnem trgu 129 GWh, obseg preostalega sprotnega trgovanja na trgu znotraj dneva pa le 2 GWh. Skupni obseg preostalega sprotnega trgovanja znotraj dneva se je v primerjavi z letom 2017, ko je znašal 13 GWh, ponovno občutno zmanjšal. Pojasnilo, zakaj določene količine pri trgovanju znotraj dneva štejejo kot količine na izravnalnem trgu, je podano v naslednjem poglavju.

Obseg avkcijskega trgovanja znotraj dneva je znašal 200 GWh (implicitne dražbe MI2 in MI6 na slovensko-italijanski meji). Vnesenih je bilo za 4133 GWh ponudb, od tega za 2581 GWh nakupnih in 1553 GWh prodajnih ponudb. Obseg vnesenih ponudb se je v primerjavi z letom 2017 na tem borznem segmentu zmanjšal za 39 %.

V okviru trgovanja znotraj dneva je organizirana tudi finančna poravnava poslov, ki jih udeleženci sklenejo bilateralno izven organiziranega trga. V letu 2018 je bilo v finančno poravnavo (OTC) sicer posredovanih le 19 poslov s skupno količino 9 GWh.

Obseg trgovanja na borzi znotraj dneva je v letu 2018 predstavljal 4,3 % celotnega trgovanja na slovenski borzi z električno energijo. Ta delež je občutno upadel glede na leto 2017, ko je znašal 9,5 %. Razlog je v upadanju obeh segmentov trgovanja znotraj dneva ter povečanem obsegu trgovanja za dan vnaprej, ki je bilo v letu 2018 rekordno visoko.

46 %
manjši obseg sprotnega
trgovanja na slovenskem
trgu znotraj dneva

Trgovanje na izravnalnem trgu

Izravnalni trg v Sloveniji vodi operater trga z električno energijo Borzen. 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 vzdržuje zahtevane obsege rezerv za povrnitev frekvence in sprošča že aktivirane rezerve. V primeru večjih motenj v elektroenergetskem sistemu, kakršni so izpadi večjih proizvodnih enot ali pomembnih povezovalnih vodov, ima sistemski operater na voljo zakupljene rezerve za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo, kar pa je praviloma precej dražje od nakupa energije na izravnalnem trgu.

Na izravnalnem trgu se izvaja sprotno trgovanje, kar pomeni, da se posel sklene, kadarkoli 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 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 izravnave 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 člani izravnalnega trga, kar lahko postanejo 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.

32 %
manj sklenjenih poslov
na izravnalnem trgu kot
v letu 2017

Izravnalni trg je vse od vzpostavitve nenehno rasel tako glede števila sklenjenih poslov kot tudi trgovalnih količin, v letu 2018 pa je ta segment trga občutno upadel. Razlog je po navedbah operaterja trga predvsem v manjših odstopanjih bilančnih skupin, kar pomeni, da je sistemski operater v manjši meri koristil izravnalni trg v primerjavi z letom 2017. V letu 2018 je bilo na izravnalnem trgu sklenjenih 3224 poslov s skupno količino 129 GWh. Od tega je 42 GWh predstavljalo nakup izravnalne energije, 87 GWh pa prodajo izravnalne energije s strani sistema operaterja. V primerjavi s predhodnim letom se je količina zmanjšala za 44 %, število sklenjenih poslov pa za 32 %. Največ poslov je bilo sklenjenih z urnimi produkti s skupno količino 97 GWh električne energije. Z 2562 posli so bili urni produkti tudi najbolj trgovan produkt na izravnalnem trgu.

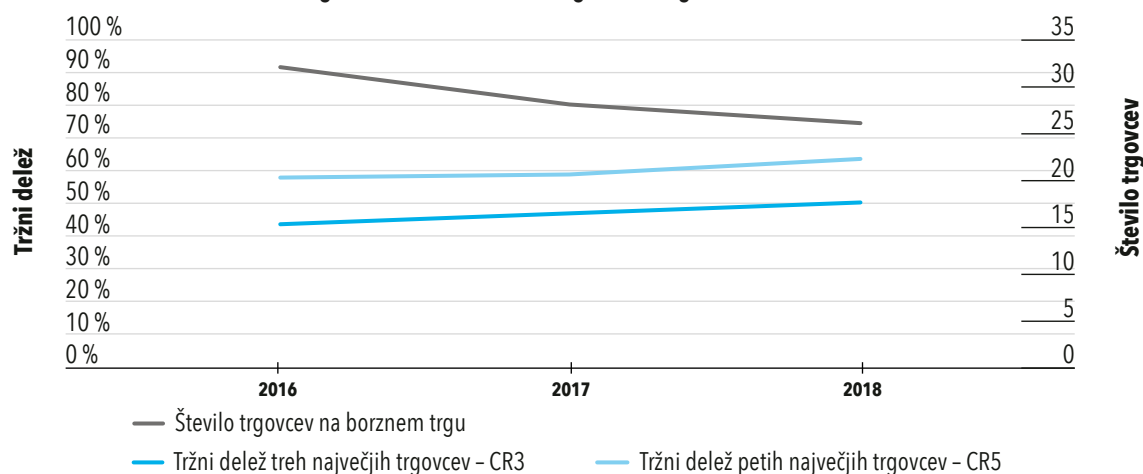
Izravnalni trg je v letu 2018 predstavljal 27 % celotne izravnave sistema, kar je 10 odstotnih točk manj kot leto prej, ko je delež izravnalnega trga v celotni izravnavi sistema znašal 37 %.

Od leta 2014 delež poslov, sklenjenih v fazi izravnalnega trga, nenehno narašča. V letu 2018 je predstavljal 63 % celotne količine poslov, sklenjenih na izravnalnem trgu. To pomeni, da sistemski operater v večji meri kupuje oziroma prodaja izravnalno energijo neposredno pred dobavo.

Koncentracija na borznem trgu

V letu 2018 je na borzi BSP trgovalo 26 domačih in tujih družb, kar je manj kot konec leta 2017, ko jih je na borzi trgovalo 28. Število trgovcev, ki trgujejo na borzi BSP, se je zmanjšalo že četrto leto zapored. Skupni tržni delež treh trgovcev kot kazalnik stopnje koncentracije (slika 50) je v letu 2018 znašal 50,4 % (CR3), skupni tržni delež petih trgovcev pa 63,4 % (CR5). Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) znaša 1357, kar kaže na zmerno koncentracijo na veleprodajnem trgu. V primerjavi z letom 2017, ko je znašal 1077, se je HHI zvišal zaradi spremenjenih razmerij družb z največjim tržnim deležem.

Slika 50: Tržni delež in število trgovcev na slovenski borzi glede na trgovano količino



Vir: BSP

2.4.2 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.

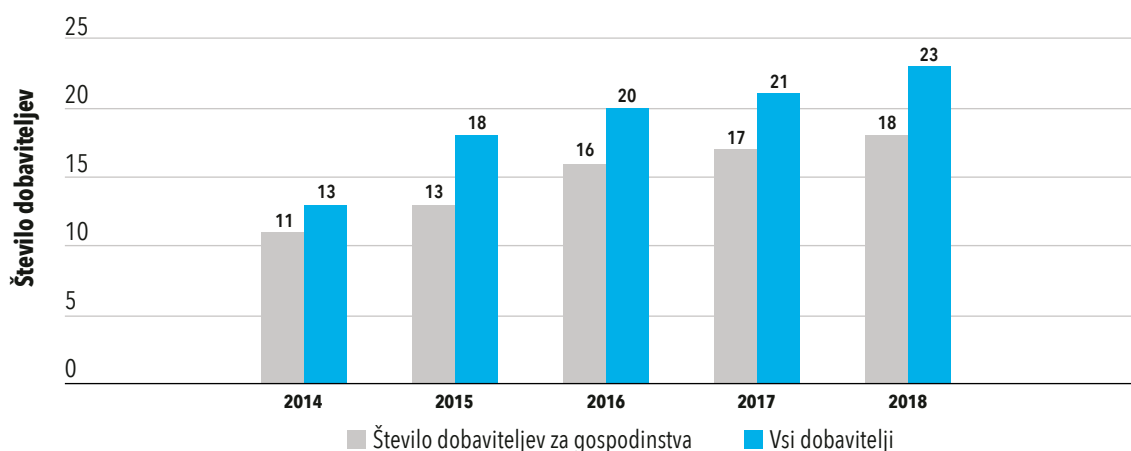
V letu 2018 je bilo vsem odjemalcem v Sloveniji dobavljenih 13.879 GWh električne energije, kar je 2,3 % več kot v letu 2017. Na maloprodajnem trgu je bilo dejavnih 23 dobaviteljev električne energije, med katerimi je bilo 17 dobaviteljev, ki so dobavljali električno energijo gospodinjstvom.

V tem obdobju so na maloprodajni trg z električno energijo vstopili trije novi dobavitelji, in sicer Involta, d.o.o., ki je ponujal nakup električne energije gospodinjstvom in poslovnim odjemalcem, Sonce energija, d.o.o., ki je ponujal nakup električne energije gospodinjstvom, in Mercator, d.d., ki pa uradno objavljenih ponudb za nakup električne energije ni imel.

**Trije novi dobavitelji
na maloprodajnem trgu
z električno energijo**

V letu 2018 beležimo na maloprodajnem trgu z električno energijo eno združitev: maja je namreč dobavitelj Petrol, d.d., pripojil dobavitelja Petrol energetika, d.o.o., in s tem prevzel tudi vse odgovornosti in obveznosti te družbe.

Slika 51: Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

V letu 2018 je na maloprodajni trg vplivalo nekaj pomembnih dejavnikov, izmed katerih lahko izpostavimo višje cene na veleprodajnih trgih, ki so povzročile zvišanje cen tudi na maloprodajnih trgih. Manjše je bilo število ponudb dobaviteljev, kar je verjetno posledica negotovosti glede gibanja cen električne energije na trgih v prihodnosti.

V letu 2018 na trgu tudi ni bilo organiziranih skupinskih nakupov električne energije in zemeljskega plina (na primer akcija Zveze potrošnikov Slovenije – Zamenjaj in prihrani³⁴), kar je vplivalo na manjše število menjav dobavitelja električne energije.

Poslovni modeli dobaviteljev še naprej ostajajo različni. Nekateri dobavljajo električno energijo samo gospodinjstvom, drugi samo poslovnim, večina pa obojim. Na trgu so dobavitelji, ki večino prihodkov ustvarijo z drugimi dejavnostmi, z dobavo električne energije pa širijo svoj prodajni portfelj in privabljajo odjemalce v paketne storitve (na primer Telekom, d.d.).

Se je pa v letu 2018 na trgu dodobra uveljavil model oziroma ponudba, s katero nekateri dobavitelji ponujajo gospodinjstvom in malim poslovnim odjemalcem gradnjo sončne elektrarne, kar navedenim odjemalcem omogoča samooskrbo z električno energijo, ki pokriva lastne potrebe po energiji.

Tržni udeleženci so začeli pomembneje izkoriščati potencial digitalizacije, z uporabo različnih komunikacijskih kanalov so odjemalcem omogočali lažji dostop do informacij in s tem zagotavljali informiranost potrošnikov o novih storitvah, ponudbah, trendih oskrbe z energijo v prihodnosti, o novih (pametnih) napravah ter okoljskih vidikih rabe energije. Potrošniki pri izbiri ne upoštevajo več samo cene posamezne storitve, ampak so zanje pomembni tudi drugi dejavniki, kot so dodatne storitve in ugodnosti, zaupanje v blagovno znamko, možnosti nakupa novih sodobnih rešitev za ogrevanje, oskrbo z energijo, plačilom storitev in tako dalje.

³⁴ ZPS je v letih 2015 in 2017 izvedla dve zelo uspešni akciji, v katerih je skupaj dobavitelja električne energije zamenjalo več kot 25.000 odjemalcev

2.4.2.1 Cene

Trg z električno energijo je odprt in konkurenčen, zato na končne cene električne energije vplivajo tržni dejavniki. Agencija redno spremlja cene za gospodinske in poslovne odjemalce na podlagi podatkov o cenah in ponudbah na maloprodajnem trgu za gospodinjstva in male poslovne odjemalce, ki jih dobavitelji posredujejo na mesečni ravni. Trg večjih poslovnih odjemalcev pa agencija analizira na polletni in letni ravni na podlagi podatkov iz sistema EPOS, ki ga upravlja Ministrstvo za infrastrukturo.

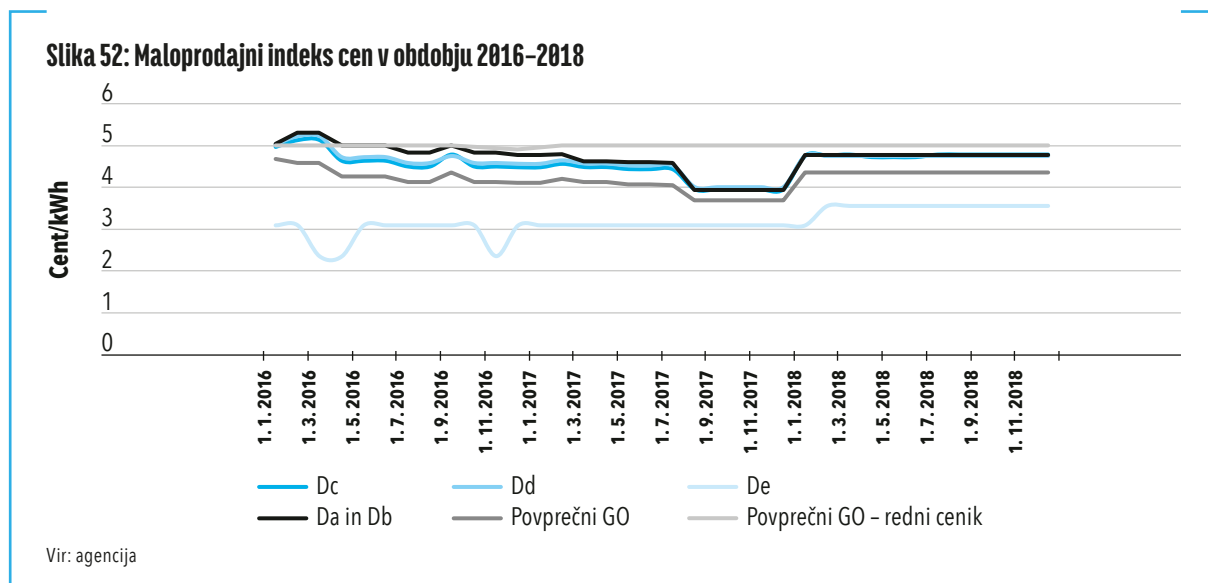
Električno energijo dobavitelji ponujajo v obliki različnih produktov, ki jih lahko razdelimo na tako imenovane redne ponudbe (temeljijo na rednih cenikih in njihovih pogojih dobave, ki jih določa EZ-1) in preostale ponudbe, ki jih lahko nadalje razvrstimo v akcijske ponudbe (te naj bi načeloma izhajale 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, nepogojene ponudbe temeljijo na produktih, ki so dostopni vsem odjemalcem brez vezav in pogodbenih kazni ter omogočajo menjavo dobavitelja v vsakem času in so lahko skladne z definicijo rednega cenika iz EZ-1 ali pa ne. Agencija v okviru skupne kontaktne točke (spletna aplikacija Primerjalnik ponudb) zagotavlja uporabnikom primerjavo rednih ponudb, ki so skladne z EZ-1. 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 in tako dalje).

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

Maloprodajni indeks cen (MPI) za značilne gospodinske odjemalce

Teoretično bi si lahko v opazovanem letu velika večina odjemalcev³⁵ zagotovila dobavo električne energije s ceno, ki jo odraža MPI (po potrebi z menjavo dobavitelja ali produkta pri obstoječem dobavitelju). MPI torej odraža cenovni potencial zadevnega trga in ga spremljamo kot ločen kazalnik, ki je npr. uporabljen tudi pri izračunu potencialnega prihranka ob zamenjavi dobavitelja.

Slika 52 prikazuje trend gibanja MPI³⁶ za standardne porabniške skupine Da, Db, Dc, Dd, De, ter za povprečnega slovenskega gospodinskega odjemalca³⁷ in gibanje najnižje redne cene za povprečnega gospodinskega odjemalca v Sloveniji v obdobju 2016–2018.



³⁵ Razen tistih, ki imajo sklenjene pogodbe, ki vsebujejo penale

³⁶ Je indeks, ki temelji na najcenejši ponudbi na maloprodajnem trgu, ki je dostopna vsem gospodinskim odjemalcem in omogoča menjavo dobavitelja v vsakem času brez pogodbene kazni

³⁷ Profil odjema: 8 kW, 2100 (MT), 1996 (VT)

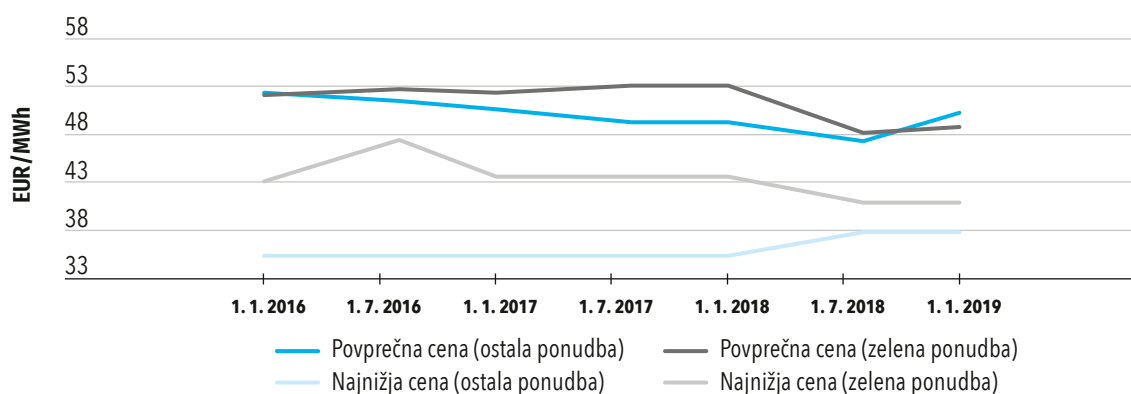
Na sliki 52 lahko vidimo, da se je MPI vseh porabniških skupin v začetku leta 2018 zvišal in nato ustalil na višji vrednosti, kot je bila konec leta 2017. MPI vseh porabniških skupin se je zvišal že v začetku leta 2018, kar bi lahko pomenilo, da je med dobavitelji obstajala negotovost o gibanju cen na veleprodajnih trgih v letu 2018, visoke cene v letu 2017 so namreč nekaterim dobaviteljem zmanjšale poslovno uspešnost. Predpostavljamo, da so dobavitelji z zvišanjem cen v svojih ponudbah zmanjšali potencialna finančna tveganja, ki lahko neposredno vplivajo na finančni položaj družbe, posredno pa na konkurenčnost in tržni položaj.

Kot lahko vidimo s slike 52, je bila vrednost MPI na podlagi rednega cenika čez celotno leto višja kot vrednost MPI za povprečnega gospodinjkega odjemalca. Kot smo v preteklosti že sklepali, so cene v rednih cenikih izhodišče, na podlagi katerega dobavitelji oblikujejo svoje konkurenčne ponudbe.

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).

Slika 53: Primerjava cen zelene energije in ostale energije na maloprodajnem trgu v Sloveniji za značilnega gospodinjkega odjemalca (DC – 3500 kWh na leto) v obdobju 2016–2018



Vir: agencija

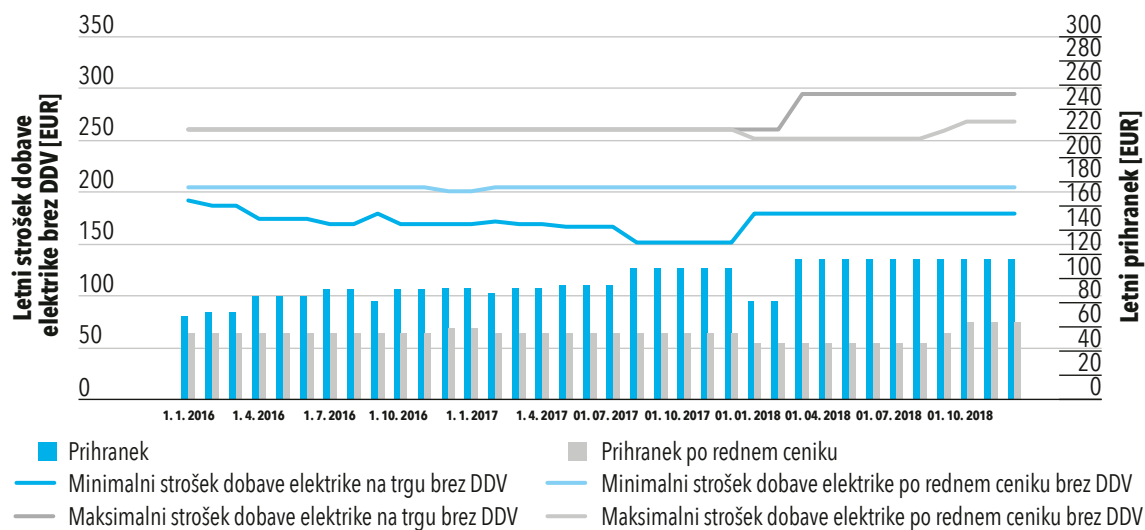
Slika 53 prikazuje gibanje povprečnih cen energije na podlagi zelenih in ostalih ponudb dobaviteljev ter gibanje najnižje cene energije na podlagi zelene in ostale ponudbe na trgu v obdobju 2016–2018. Kot lahko vidimo na sliki 53, sta bili v začetku leta 2016 povprečna cena zelene in ostale ponudbe skoraj identični, nato se je razkorak med njima začel povečevati, največjo razliko pa je dosegel v drugi polovici leta 2017. V začetku leta 2018 se je razlika med povprečno ceno zelene in ostale ponudbe ponovno začela zmanjševati, v drugi polovici leta 2018 pa so povprečne cene zelene ponudbe dosegale celo nižje vrednosti kot povprečne cene ostale ponudbe. To je lahko posledica večje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov. Najnižje cene ostale ponudbe so v letu 2018 sicer ostale na nižji ravni kot najnižje cene zelene ponudbe, pri čemer pa se je razlika med njima zmanjšala, in sicer zaradi znižanja najnižje cene zelene ponudbe in hkratnega zvišanja najnižje cene ostale ponudbe.

Ocena potencialnih koristi pri menjavi dobavitelja

Z menjavo dobavitelja lahko vsak gospodinjki ali poslovni odjemalec zmanjša svoj letni strošek za električno energijo, uskladi in izboljša pogodbeno razmerja z dobaviteljem ter tako pridobi dodatne ugodnosti.

Slika 54 prikazuje gibanje minimalnih in maksimalnih stroškov za dobavljeno električno energijo na maloprodajnem trgu na letni ravni brez omrežnine, prispevkov in davka na dodano vrednost. Prikazana sta tudi minimalni in maksimalni strošek dobavljene električne energije po rednem ceniku.

Slika 54: Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ponudbo na trgu oziroma ponudbo na podlagi rednih cenikov



Vir: agencija

Če bi odjemalec, ki je bil v letu 2018 oskrbovan na podlagi najdražje ponudbe, izbral najcenejšo ponudbo na trgu, bi njegov potencialni prihranek v tem obdobju znašal med 81 in 116 evrov. V primerjavi z letom 2017 se je potencialni prihranek sicer povečal, a ne na račun bolj konkurenčne ponudbe; potencialni prihranek se je namreč zvišal zaradi občutnega povečanja najdražje ponudbe na trgu in posledično večje cenovne razlike med najcenejšo in najdražjo ponudbo na trgu in zaradi konstantnega zniževanja najcenejše ponudbe na trgu ob nespremenjeni najdražji ponudbi na trgu v letu 2017.

Od **81** do **116 €**
potencialnega letnega
prihranka ob menjavi
dobavitelja

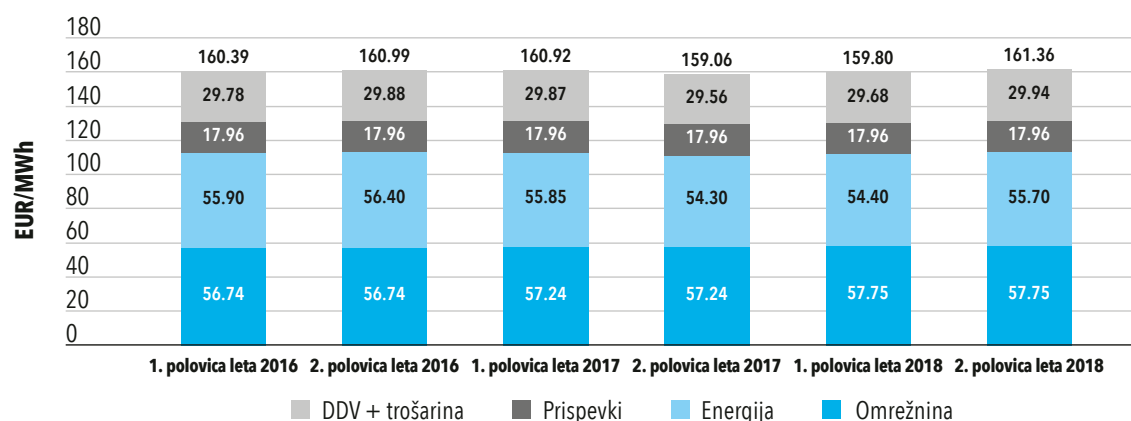
Potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja v okviru rednih ponudb se je v primerjavi z letom 2017 zmanjšal in je do septembra 2018 znašal 47 evrov. Razlog za znižanje potencialnega prihranka v okviru rednih ponudb je bilo znižanje cene v najdražji redni ponudbi na trgu. Oktobra 2018 se je potencialni prihranek ponovno povečal (63 evrov) zaradi ponudbe dobavitelja, ki je zaradi števila odjemalcev izpolnila kriterije rednega cenika skladno z EZ-1. Pred začetkom leta 2018 je bil v celotnem opazovanem obdobju prihranek konstanten in je znašal 55 evrov.

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 soproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije, prispevek za energetske učinkovitost in prispevek za delovanje operaterja trga);
- trošarine na električno energijo in
- davka na dodano vrednost (DDV).

Slika 55: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinjkega odjemalca (DC – 3500 kWh na leto, priključna moč 7 kw) v obdobju 2016–2018



Vira: agencija, SURS

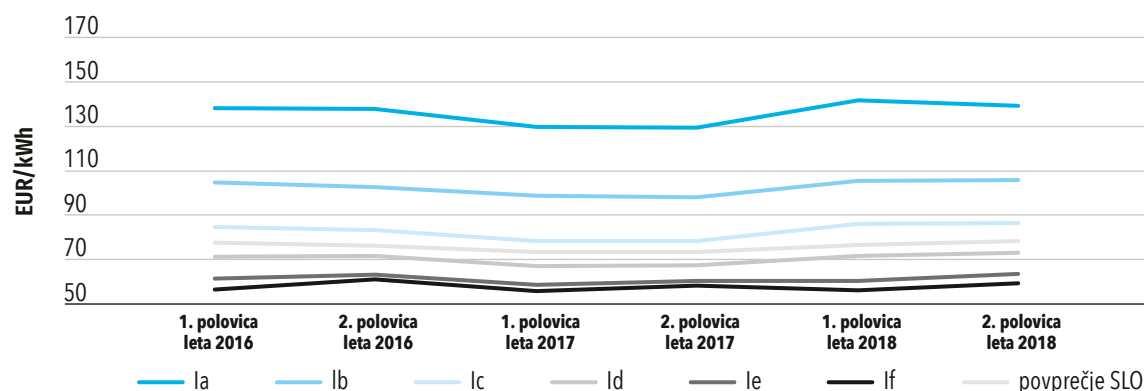
Slika 55 prikazuje, da se je končna cena električne energije za gospodinjkega odjemalca v letu 2018 v primerjavi z letom 2017 zvišala za odstotek. To je posledica tako višjih cen energije kakor tudi omrežnine, ki sta poleg davkov, trošarin in drugih dajatev sestavni del končne cene električne energije. Prvega januarja se je zvišala cena omrežnine, v drugi polovici leta 2018 pa se je zvišala še cena energije, kar je vplivalo na dodaten dvig končne cene električne energije za značilnega gospodinjkega odjemalca v Sloveniji.

Višja končna cena električne energije za gospodinjkega odjemalca

Končna cena električne energije za poslovne odjemalce

Končna cena dobavljene električne energije za poslovni odjem, brez upoštevanja davka na dodano vrednost³⁸, je konec leta 2018 znašala 86,6 EUR/MWh in se je v primerjavi s koncem leta 2017 zvišala za 7,3 %. Zvišanje maloprodajnih cen za poslovne odjemalce odraža razmere na veleprodajnih trgih, na katerih so se cene prav tako zvišale. Cene za poslovne odjemalce so pogosto pogodbeno posredno ali neposredno povezane z veleprodajnimi cenami.

Slika 56: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v obdobju od 2016–2018



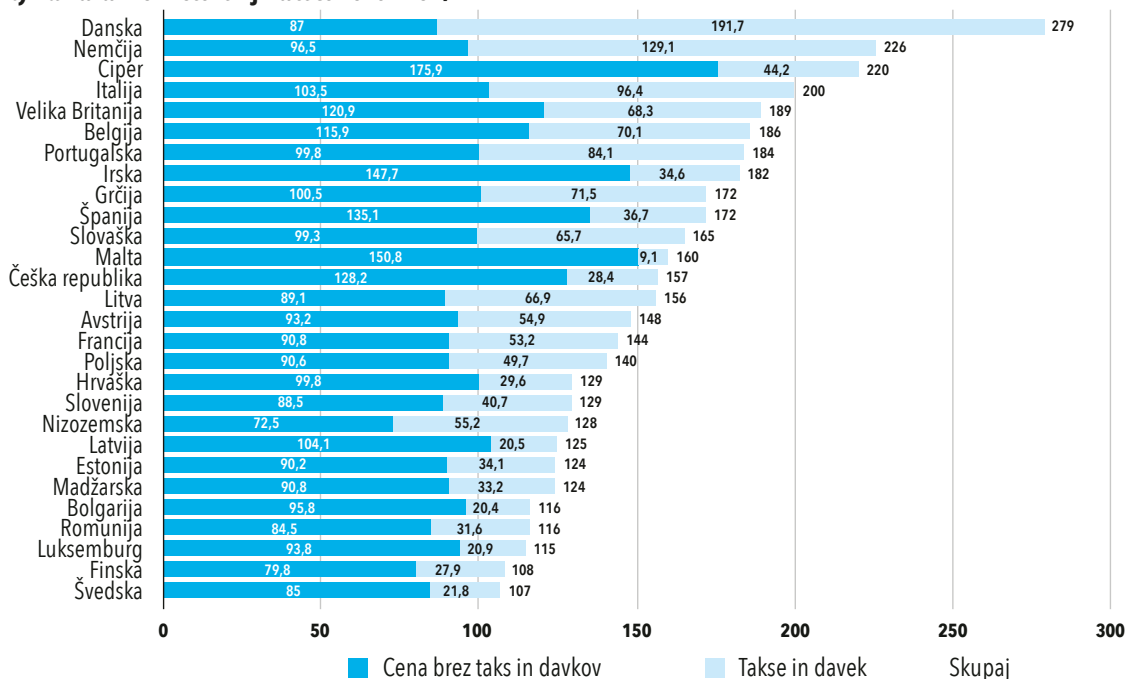
Vir: SURS

Kot lahko vidimo na sliki 56, so se cene zvišale za vse odjemne skupine, največje zvišanje je bilo v odjemni skupini Ic, za katero je bila cena konec leta 10,5 % višja od cene leto prej. Za vse odjemne skupine, izjema je odjemna skupina Ia, se je končna cena v drugi polovici leta 2018 še dodatno zvišala.

³⁸ Davek ni upoštevan zaradi zagotavljanja primerljivosti z metodologijo Eurostata

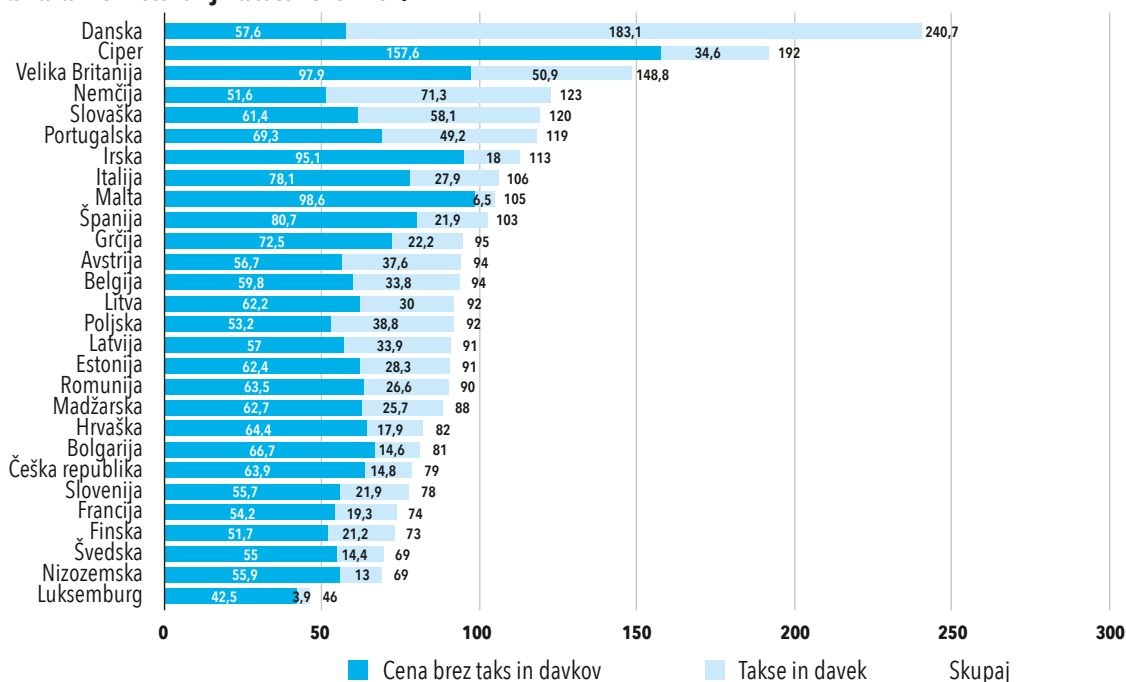
Sliki 57 in 58 prikazujeta primerjavo končnih cen električne energije v državah Evropske unije za leto 2018 za dva značilna poslovna odjemalca, izbrana po metodologiji Eurostata. Med takse in davke so vključeni prispevki, trošarina in davek na dodano vrednost, v ceno brez taks in davkov pa cena za energijo in omrežnina.

Slika 57: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh (Ib) v državah EU in Sloveniji za leto 2018 v EUR/MWh



Vir: Eurostat

Slika 58: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 706 MWh (Ie) v državah EU in Sloveniji za leto 2018 v EUR/MWh



Vir: Eurostat

V primerjavi z letom 2017 se je končna cena električne energije v Sloveniji za obe odjemni skupini zvišala, vendar je bila občutno nižja od povprečne cene v Evropski uniji. Že četrto leto zapored je najvišjo ceno za poslovne odjemalce v Evropski uniji imela Danska, večino njihove končne cene pa predstavljajo takse in davki.

2.4.2.2 Preglednost

Finančna preglednost dobaviteljev in preglednost računov

Agencija v okviru monitoringa trga analizira letna poročila dobaviteljev, izdelana na podlagi Zakona o gospodarskih družbah (ZGD-1). Rezultat analiz so interne strokovne podlage in poročila o poslovanju teh podjetij, ki jih agencija uporablja v korelacijskih analizah za potrebe spremljanja trga. Dobavitelji električne energije so svojim odjemalcem na računih in promocijskih gradivih zavezani objavljati sestavo proizvodnih virov za proizvodnjo električne energije, ki jo je posamezni dobavitelj v prejšnjem koledarskem letu dobavil svojim odjemalcem. Agencija na podlagi analize stanja v letu 2018 ocenjuje, da krovna zakonodaja zagotavlja na zadevnem področju primerno raven preglednosti.

Objava sestave proizvodnih virov

Dobavitelji morajo svoje deleže proizvodnih virov za prejšnje koledarsko leto začeti objavljati od 1. julija tekočega leta³⁹.

V juniju 2018 je agencija izračunala in na spletni strani objavila preostalo sestavo proizvodnih virov za leto 2017. Izračun bi moral biti opravljen že do konca maja, vendar je v letu 2018 nastala zamuda; povzročilo jo je združenje AIB, ki računa evropsko preostalo sestavo proizvodnih virov, kar je eden od vhodnih podatkov za izračun nacionalne preostale sestave proizvodnih virov. V tej sestavi iz leta v leto opazamo zmanjševanje deleža električne energije iz obnovljivih virov. Razloga za to sta naraščajoč obseg uporabe potrdil o izvoru v Sloveniji in izvoz teh potrdil na tuje trge, kar v Sloveniji povzroča vse manjše količine neizrabljenih potrdil o izvoru in količin električne energije, za katero potrdila o izvoru sploh niso bila izdana. V preostali sestavi proizvodnih virov za leto 2017 je tako delež električne energije iz obnovljivih virov znašal le 3,95 %, delež električne energije iz fosilnih goriv 60,29 %, delež električne energije iz jedrskih elektrarn pa 35,76 %.

Obveznost oblikovanja redne ponudbe in javne objave ponudb

Dobavitelji gospodinjiskim 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 (gospodinjiski 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 agencija mnenje oziroma soglasje, izvajanje posvetovalnih

³⁹ Podrobneje o sestavi proizvodnih virov - Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2017 (<https://www.agen-rs.si/documents/10926/38704/Poro%C4%8Dilo-o-stanju-na-podro%C4%8Dju-energetike-v-Sloveniji-v-letu-2017/f9fd2c-810f-4e12-acdd-943104dd3b66>; poglavje 3.4.2.2)

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 ter usmerjanje deležnikov na podlagi sodelovanja v strokovnih združenjih (na primer v Sekciji IPET, ki deluje v okviru Energetske zbornice Slovenije).

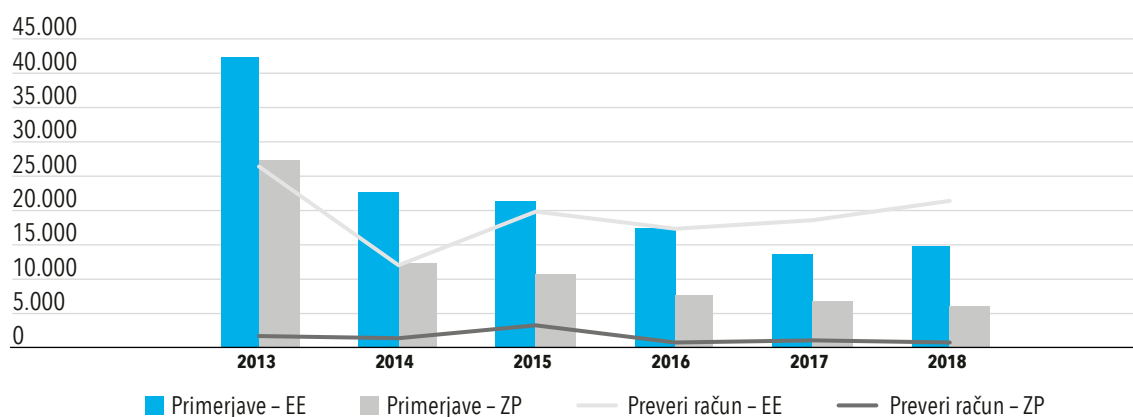
Na spletni strani agencije so v okviru skupne kontaktne točke uporabnikom med drugim na voljo tudi e-storitve, med katerimi je ključna spletna aplikacija Primerjalnik stroškov oskrbe z električno energijo. Primerjalnik omogoča izračun in primerjavo stroškov storitve dobave za porabljeno električno energijo za posamezen profil odjema na podlagi veljavnih ponudb o dobavi oziroma cenikov, po katerih se še vedno oskrbujejo odjemalci, pa k njim ni mogoče več pristopiti. Primerjalne izračune je mogoče izvajati za ponudbe storitve dobave gospodinjskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem. Podatke o pondbah 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. Uporabniki vse od uveljavitve EZ-1 nimajo več možnosti primerjave vseh ponudb na trgu, iz primerjave pa so bile posledično tudi v letu 2018 izločene praktično vse ponudbe, ki so dejansko zanimive za aktivne odjemalce. Ti so morali informacije o teh pondbah iskati pri posameznem dobavitelju ali pri komercialnemu ponudniku primerjalnih storitev, ki pa tudi ni pokrival celotne ponudbe na trgu, kar odjemalcu ni omogočalo učinkovite in celovite primerjave.

S spletno aplikacijo Preveri mesečni obračun v okviru skupne kontaktne točke agencija zagotavlja e-storitev, s katero 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).

Agencija uporabnikom zagotavlja tudi sprotno posodobljen seznam dobaviteljev in elektrooperaterjev, ki vključuje osebno izkaznico posameznega podjetja in druge koristne podatke ter druge pomembne in sprotno posodobljene informacije, s katerimi pripomore k preglednosti maloprodajnega trga in storitev (strukturiran seznam zakonodaje, obrazložitev računa ...).

Na maloprodajnem trgu je tudi v letu 2018 le sedem dobaviteljev imelo oblikovane ponudbe na podlagi rednih cenikov, pri čemer sta konkurenčno redno ceno postavila le dva dobavitelja (GEN-I in Petrol). Zanimanja za ponudbe na podlagi rednih cenikov je vse manj, kar potrjuje tudi analiza števila izvedenih primerjav z uporabo primerjalnih storitev agencije, ki se je v letu dni od uveljavitve EZ-1 skoraj prepolovilo, nato pa se je vse do leta 2018, ko beležimo manjšo rast, zmanjševalo na raven približno tretjine primerjav iz leta 2013 (slika 59). Potencialni prihranek ob menjavi dobavitelja je precej večji ob odločitvi za preostalo ponudbo na trgu, ki ne temelji na rednih cenikih, oziroma za akcijsko ponudbo (poglavje 2.4.2.1). Obenem pa analiza kaže, da se je število opravljenih preverjanj pravilnosti računov za električno energijo v letu 2018 v okviru skupne kontaktne točke še nekoliko povečalo in je bilo nad povprečjem zadnjih šestih let, ki znaša 19.143 izvedenih preverjanj pravilnosti računov. Po informacijah agencije odjemalci uporabljajo funkcijo preverjanja računov tudi za potrebe primerjave ponudb na trgu, kar je omogočeno posredno z izvedbo več zaporednih izračunov.

Slika 59: Število izvedenih primerjav letnih stroškov na podlagi rednih cen in izvedenih preverjanj računov



Vir: agencija

Tudi v letu 2018 na področju nacionalnega maloprodajnega trga ni bilo primerjalne storitve, ki bi pokrivala celotno ponudbo na trgu – razmere so nespremenjene že vse od uveljavitve EZ-1, ko je agencija morala obseg svojih primerjalnih storitev omejiti. Za zagotovitev ustreznih preglednosti celotne ponudbe na trgu je treba nujno ponovno zagotoviti neodvisno in regulirano primerjavo vseh ponudb na trgu na enem mestu. Najbolj smiselno bi to lahko uredili v okviru skupne kontaktne točke agencije, kjer lahko odjemalci najdejo tudi vse druge potrebne informacije. Dokončno ureditev področja lahko pričakujemo najpozneje z implementacijo novega svežnja direktiv EU (Čista energija za vse Evropejce). Konec leta 2018 je pristojno ministrstvo začelo dejavnosti za odpravo normativnih ovir, s katerimi bi ponovno zagotovili celovite in zanesljive primerjalne storitve na nacionalni ravni.

2.4.2.3 Učinkovitost trga

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

Dobava električne energije vsem končnim odjemalcem

Tabela 27 prikazuje tržne deleže dobaviteljev na podlagi dobavljene električne energije, pri čemer je upoštevana dobava na celotnem maloprodajnem trgu, ki vključuje tudi velike končne odjemalce (Slovenske železnice, d.o.o., in družba Imerys fused minerals Ruše, d.o.o.), priključene na prenosni sistem, in zaprte distribucijske sisteme (ZDS).

HHI kaže, da gre za zmerno koncentriran maloprodajni trg (HHI je med 1000 in 1800). V primerjavi z letom 2017, ko je znašal 1281, se je HHI sicer nekoliko zmanjšal.

Po letu 2018 se je glede na predhodno leto najbolj povečal tržni delež dobaviteljev HSE, Petrola in nekaterih manjših dobaviteljev. Družba HSE je na maloprodajnem trgu prisotna samo na segmentu poslovnih odjemalcev. Skupina HSE je sicer največji proizvajalec električne energije v Sloveniji. Na trgu nimajo uradne ponudbe, ampak svojim potencialnim strankam ponujajo dvostranski dogovor za nakup električne energije. HSE je v letu 2018 prodal skoraj sedemkrat več električne energije kot v letu 2017 in tako pomembno povečal svoj tržni delež. Tržni delež je povečal tudi Petrol, kar pa je posledica združitve z družbo Petrol energetika. Primerjava prodane količine električne energije končnim odjemalcem pa pokaže, da sta dobavitelja Petrol in Petrol energetika v letu 2017 prodala skoraj 1500 GWh električne energije, v letu 2018 pa le 1058 GWh. To je bilo posledica zmanjšanja prodanih količin poslovnim odjemalcem.

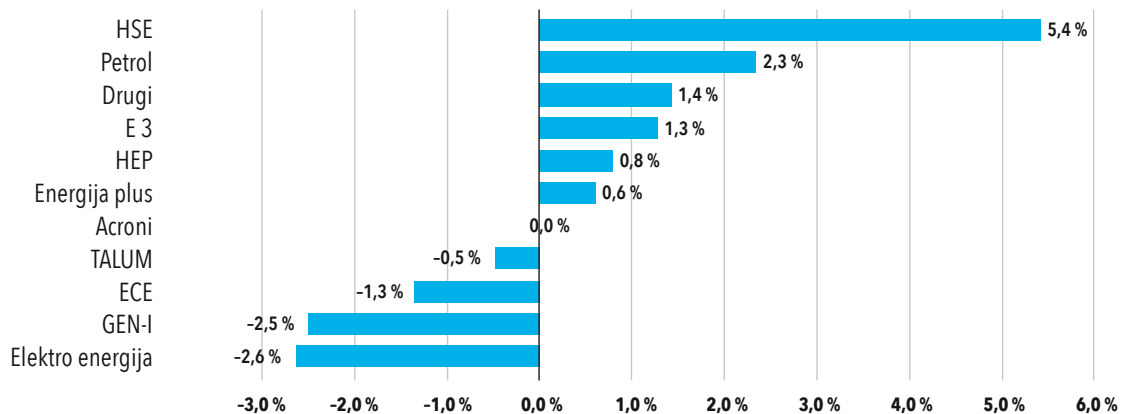
Tabela 27: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v Sloveniji

Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
ECE	2.591,9	18,7 %
GEN-I	2.438,9	17,6 %
Energija plus	1.656,6	11,9 %
E 3	1.469,6	10,6 %
TALUM	1.169,3	8,4 %
Petrol	1.058,0	7,6 %
Elektro energija	910,8	6,6 %
HSE	879,5	6,3 %
HEP Energija	753,3	5,4 %
Drugi ⁴⁰	596,8	4,3 %
SIJ Acroni	354,1	2,6 %
Skupaj	13.879	100 %
HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem		1179

Vir: EPOS

Tržni delež na ravni skupine so povečali tudi drugi manjši dobavitelji, kar je lahko rezultat dobrih prodajnih aktivnosti in komunikacije z odjemalci o novostih v prodajnih ponudbah dobaviteljev. Največjo izgubo tržnega deleža na maloprodajnem trgu sta imela dobavitelja Elektro energija in GEN-I.

Slika 68: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v letu 2018 glede na leto 2017



Vir: EPOS

⁴⁰ Upoštevani so dobavitelji Elektro prodaja EU, Energetika Ljubljana, Energia gas and power, Energija direkt, Involta, Logo energija, Mercator, RWE Ljubljana, Sonce energija, Telekom Slovenije, ZDS Jesenice, SODO

Dobava električne energije vsem poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na tržnem segmentu maloprodajnega trga poslovnih odjemalcev v letu 2018 prikazuje tabela 28.

Tabela 28: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v Sloveniji

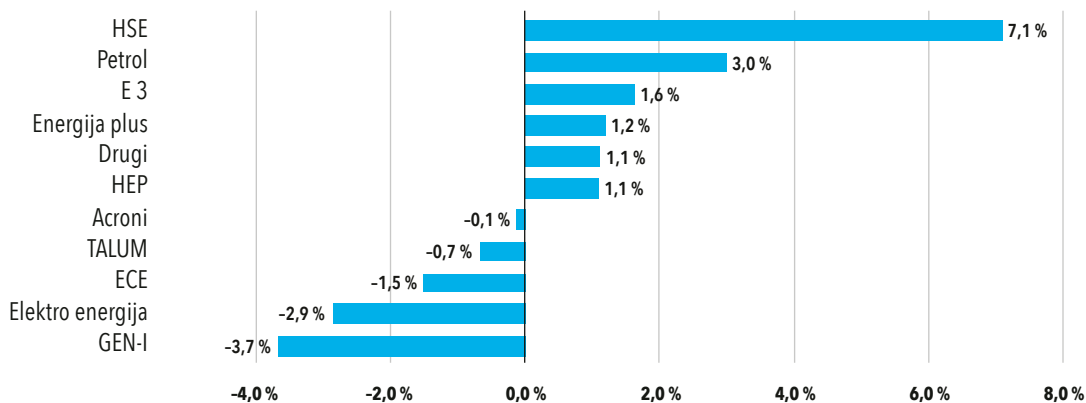
Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
ECE	1.994,4	18,9 %
GEN-I	1.644,0	15,6 %
Energija plus	1.174,7	11,2 %
TALUM	1.169,3	11,1 %
E 3	937,5	8,9 %
HSE	879,5	8,3 %
Petrol	799,9	7,6 %
HEP	753,3	7,2 %
Elektro energija	414,4	3,9 %
Drugi ⁴⁰	413,5	3,9 %
Acroni	354,1	3,4 %
Skupaj	10.534	100 %
HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem		1.149

Vir: EPOS

Na segmentu maloprodajnega trga za poslovne odjemalce se je v letu 2018 nadaljevala srednja stopnja tržne koncentracije. Vrednost HHI je znašala 1149 in se je v primerjavi z letom 2017, ko je HHI znašal 1261, zmanjšala.

Kot lahko vidimo na sliki 61, so največji tržni delež glede na leto 2017 pridobili HSE, Petrol in E 3. Povečan tržni delež Petrola je posledica združitve z družbo Petrol energetika. Največji tržni delež glede na leto 2017 sta tudi na tem delu trga izgubili družbi Elektro energija in GEN-I.

Slika 61: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2018 glede na leto 2017



Vir: EPOS

⁴¹ Upoštevani so dobavitelji Elektro prodaja EU, Energetika Ljubljana, Energia gas and power, Energija direkt, Involta, Logo energija, Mercator, RWE Ljubljana, ZDS Jesenice, SODO

Dobava električne energije gospodinjstvom

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na tržnem segmentu maloprodajnega trga gospodinjstvih odjemalcev v letu 2018 prikazuje tabela 29.

Tabela 29: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem gospodinjstvom v Sloveniji

Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
GEN-I	795,0	23,8 %
ECE	597,5	17,9 %
E 3	532,1	15,9 %
Elektro energija	496,4	14,8 %
Energija plus	481,9	14,4 %
Petrol	258,2	7,7 %
Drugi ⁴²	183,4	5,5 %
Skupaj	3.344	100 %
HHI dobaviteljev gospodinjstvom		1.655

Vir: EPOS

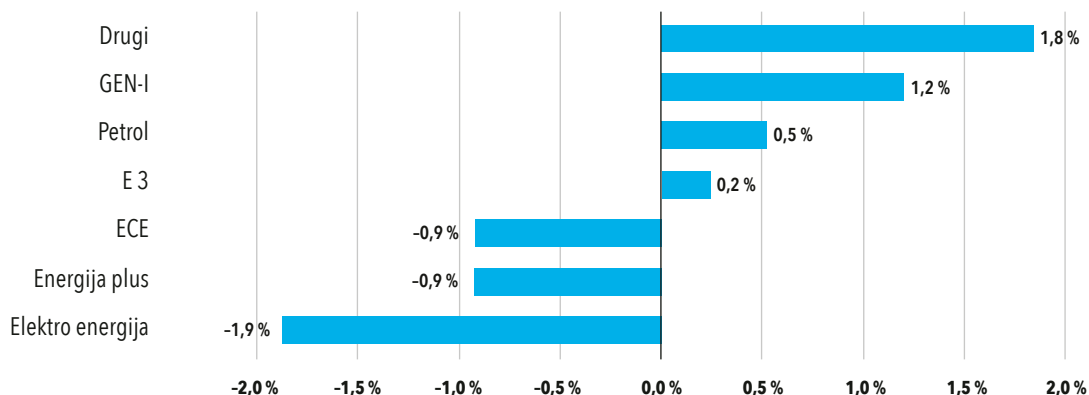
Na maloprodajnem trgu za gospodinjstve odjemalce se je v letu 2018 nadaljevala srednja stopnja tržne koncentracije. Vrednost HHI je znašala 1665 in se je v primerjavi z letom 2017, ko je HHI znašal 1688, nepomembno zmanjšala.

Največji tržni delež na tem segmentu je imel GEN-I, sledita ECE in E 3. Slednji je na tretjem mestu po velikosti tržnega deleža zamenjal Elektro energijo, ki je v zadnjih letih svoj tržni delež nenehno izgubljala.

Tržni delež treh največjih dobaviteljev konec leta 2018 je znašal 57,6 % in se je nekoliko zmanjšal v primerjavi s koncem leta 2017, ko je znašal 58,1 %.

Slika 62 prikazuje, da so svoj tržni delež v letu 2018 v primerjavi z letom 2017 najbolj povečali drugi manjši dobavitelji, GEN-I in Petrol. Največji tržni delež glede na leto 2017 je na tem delu trga izgubila družba Elektro energija.

Slika 62: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem gospodinjstvom v letu 2018 glede na leto 2017

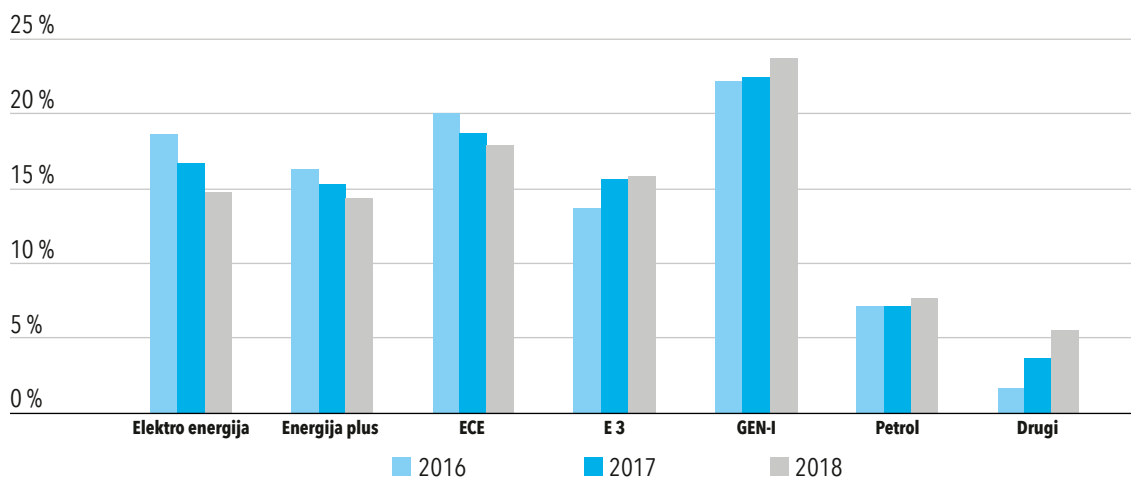


Vir: EPOS

⁴² Upoštevani so dobavitelji Elektro prodaja EU, Energetika Ljubljana, Energia gas and power, Energija direkt, Involta, Logo energija, RWE Ljubljana, Sonce energija, Telekom Slovenije, ZDS Jesenice, SODO

Kot lahko vidimo na sliki 63, so v obdobju 2016–2018 svoj tržni delež neprekinjeno povečevali GEN-I, E 3, Petrol in skupina drugih manjših dobaviteljev. Skozi celotno opazovano obdobje pa svoj tržni delež izgubljajo ECE, Elektro energija in Energija plus.

Slika 63: Gibanje tržnih deležev dobaviteljev električne energije gospodinjstvom v obdobju 2016–2018



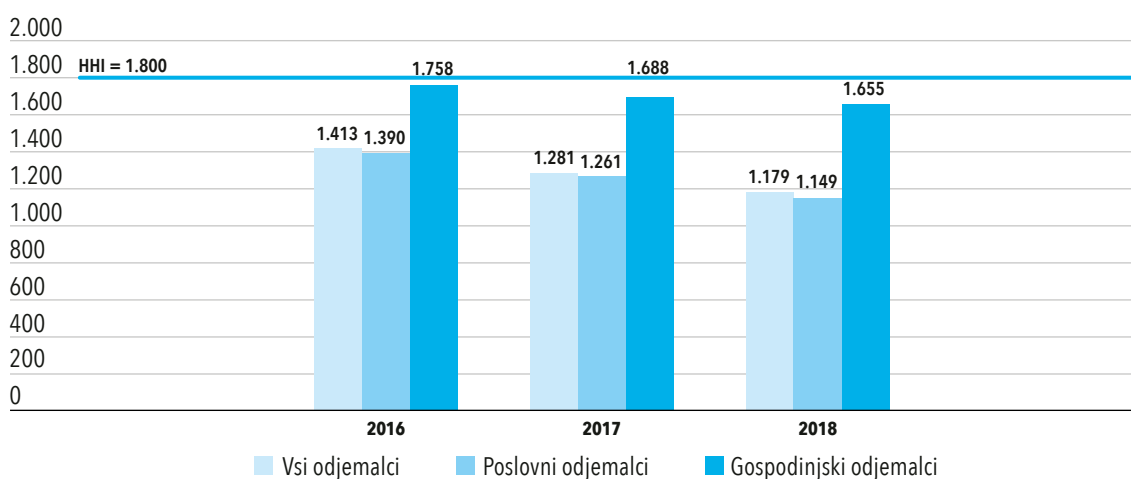
Vir: EPOS

HHI v obdobju 2016–2018

Tržna koncentracija se je v letu 2018 zmanjšala na vseh opazovanih maloprodajnih trgih, kar je indikator povečanja konkurence med posameznimi dobavitelji na trgu. To je vidno predvsem na segmentu poslovnega odjema, kjer je zmanjšanje HHI najbolj opazno. Tudi na segmentu prodaje vsem končnim odjemalcem je posledično zmanjšanje HHI občutno.

Koncentracija na maloprodajnih trgih se zmanjšuje

Slika 64: Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju od 2016–2018



Vir: EPOS

ŠTUDIJA PRIMERA: Analiza konkurenčnosti maloprodajnega trga na podlagi sestavljenega kazalnika

Agencija je analizirala konkurenčnost maloprodajnega trga z električno energijo na podlagi sestavljenega kazalnika CI (ang. Composite indicator) za obdobje zadnjih pet let. Kazalnik konkurenčnosti CI je izračunan na podlagi metodologije iz študije Ranking the Competitiveness of Retail Electricity and Gas Markets: A proposed methodology⁴³. Številne raziskave potrjujejo, da je uporaba samo enega kazalnika za ugotavljanje ravni konkurenčnosti napačna in da je treba upoštevati več kazalnikov. To odraža dejstvo, da je konkurenčnost kompleksen, večdimenzionalen in dinamičen proces. CI združuje več dimenzij v eno metriko in na ta način poenostavlja proces ugotavljanja ravni konkurenčnosti ter omogoča enostavnejšo primerjavo ravni konkurenčnosti na trgih v EU. Seveda pa nikakor ne nadomešča potrebe po podrobnejši analizi vseh vsebovanih kazalnikov. Sestavljeni kazalnik vsebuje devet različnih kazalnikov z vrednostjo od 0 do 10, ki so glede na pomembnost različno uteženi. Tako ocena določenega kazalnika prispeva k skupni vrednosti od 5 pa do največ 15 %.

Uporabljeni kazalniki v sestavljenem kazalniku CI so z različnih področij trga:

- struktura trga (koncentracija trga CR3, število dobaviteljev, možnost hitre oziroma enostavne primerjave ponudbenih cen dobaviteljev);
- stanje na trgu (neto vstop novih dobavitelj v letu, delež števila menjav dobavitelja, število ponudb energije na dobavitelja);
- uspešnost trga (razpršenost cen, ali trg izpolnjuje pričakovanja ...).

Tabela 38: Prikaz vrednosti in uteženosti posameznih kazalnikov sestavljenega kazalnika

		Vrednost					
		2013	2014	2015	2016	2017	2018
Struktura trga	30 %						
Koncentracija trga (CR3)	10 %		5,7	5,77	5,57	5,99	6,07
Število dobaviteljev	10 %		10	10	10	10	10
Možnost hitre oziroma enostavne primerjave cen v ponudbah dobaviteljev	10 %		7	6	6	5	5
Stanje na trgu	30 %						
Neto vstop novih dobavitelj v letu	10 %		2	4	6	2	2
Delež števila menjav dobavitelja	15 %		1,4	3,30	3,50	3,35	2,85
Število ponudb na dobavitelja	5 %		10	10	10	10	10
Analize in primerjave	40 %						
Razpršenost cen	13,3 %		7,3	7,5	8,6	8,2	7,4
Ali trg izpolnjuje pričakovanja	13,3 %		6	8	8	8	8
Povprečna marža	13,3 %		8,2	8,6	8,5	9,6	9,5
Sestavljen kazalnik CI		5,70*	6,04	6,78	7,12	6,73	6,55

Viri: agencija, EPOS, Montel, SODO

* Vrednost povzeta po študiji Ranking the Competitiveness of Retail Electricity and Gas Markets: A proposed methodology

Koncentracija trga (CR3) je tržni delež treh največjih dobaviteljev na trgu gospodnjiskih odjemalcev. Za oceno 10 je potreben tržni delež CR3, ki je nižji od 30 %, vrednost pa se nato linearno zmanjšuje do ocene 0 pri 100-odstotnem tržnem deležu. CR3 je leta 2018 v Sloveniji znašal 57,5 %, preračunana vrednost kazalnika pa 6,07.

Kazalnik Število dobaviteljev dosega v celotnem opazovanem obdobju maksimalno vrednost (na trgu je prisotnih več kot 10 dobaviteljev na segmentu gospodnjiskega odjema).

Pred sprejetjem EZ-1 je agencija zagotavljala celovite primerjalne storitve ponudbe na maloprodajnem trgu, primerjava pa je zajemala celotno ponudbo na trgu. Po sprejetju EZ-1 je bila primerjava

⁴³ Metodologijo za izračun sestavljenega kazalnika in izračune za posamezne države EU je v svoji študiji leta 2015 za ACER izdelala družba IPA Advisory Limited: "Ranking the Competitiveness of Retail Electricity and Gas Markets: A proposed methodology" http://www.acer.europa.eu/en/electricity/market%20monitoring/documents_public/ipa%20final%20report.pdf

ponudb omejena le na ponudbe, ki temeljijo na rednem ceniku skladno z EZ-1 (več o tem v poglavju 2.4.2.2). V opazovanem obdobju so bili odjemalcem na voljo tudi komercialni primerjalniki cen elektrike, ki pa prav tako niso pokrivali celotne ponudbe na trgu gospodinjstskih odjemalcev. Kakovost oziroma celovitost komercialnih primerjalnikov v opazovanem obdobju tudi ni dosegala pričakovanj. Ustrezno stanju so določene vrednosti kazalnika Možnost hitre oziroma enostavne primerjave cen.

Neto vstop novih dobaviteljev je kazalnik, ki kaže razliko med številom aktivnih dobaviteljev na trgu gospodinjstskih odjemalcev glede na predhodno leto. Za oceno 10 mora znašati razlika 5, vrednost kazalnika pa se nato linearno zmanjšuje do ocene 0, kadar je razlika 0.

Kazalnik Delež menjav dobavitelja je v letu 2018 dosegal vrednost 2,85, kar ustreza deležu menjav dobavitelja 5,7 %. Metodologija namreč predpisuje, da se ocena 10 podeli ob deležu menjave 20 % ali več in se linearno zmanjšuje do ocene 0.

Kazalnik Število ponudb na dobavitelja odraža povprečno število ponudb za dobavo električne energije na dobavitelja v opazovanem letu. Vrednost se kazalniku določi linearno, od 0 za eno ponudbo na dobavitelja do 10 za pet ali več ponudb na dobavitelja.

Razpršenost cen se določi na podlagi statistične metode. Na podlagi statistične funkcije je treba vsako leto med vsemi ponodbami dobaviteljev določiti razpršenost cen ponudb na podlagi razlike med ceno ponudbe na 10 percentilih in ceno ponudbe na 90 percentilih vseh ponudb. Dobljeno razliko je treba deliti s povprečno ceno vseh ponudb na trgu. Izziv pri tem kazalniku je, da je v državah z regulacijo cen za končne odjemalce razpršenost cen nizka zaradi regulacije in ne zaradi konkurence, zato je treba izvesti ustrezno normalizacijo glede na delež odjemalcev z reguliranimi cenami. V letu 2018 je znašala razpršenost cen 0,7382 ali 74 %, kar po normalizaciji pomeni, da je vrednost kazalnika 7,4.

Kazalnik Povprečna marža je razlika med veleprodajno in maloprodajno ceno. Za izračun veleprodajne cene smo upoštevali povprečne cene na nemškem terminskem trgu (80 % cene) in slovenskem trgu za dan vnaprej (20 % cene). Pri maloprodajni ceni smo uporabili ceno odjemne skupine DC (vir: SURS). Razlika med veleprodajno in maloprodajno ceno je marža trgovcev. Negativne marže so pri izračunu povprečne marže upoštevane z vrednostjo 0. Zaradi dejstva, da je v državah z regulacijo cen za končne odjemalce razpršenost marže nizka zaradi regulacije in ni posledica konkurence na trgu, je treba opraviti normalizacijo glede na delež odjemalcev z reguliranimi cenami (teh v Sloveniji nimamo). V letu 2018 je znašala povprečna marža 5 %, kar pomeni, da je ocena indikatorja 9,5.

Kazalnik Ali trg izpolnjuje pričakovanja odjemalcev je opredeljen glede na oceno agencije o stanju na slovenskem trgu. Pri oceni je upoštevana kakovost storitev in produktov dobaviteljev na maloprodajnem trgu.

Izračun sestavljenega kazalnika CI smo opravili za obdobje zadnjih pet let in ga prikazuje tabela 30. Za leto 2013 smo uporabili vrednost iz navedene študije⁴⁴ za Slovenijo. Med 29 državami EU se je Slovenija v letu 2013 z oceno 5,7 uvrstila na 11. mesto. Najvišje ocenjena država z oceno 8,3 je bila Finska.

Vrednost CI se je v letu 2018 v primerjavi z letom 2017 znižala pod raven, zabeleženo v letu 2015. Vrednost CI se zmanjšuje že vse od leta 2016, ko je dosegel najvišjo vrednost, še vedno pa je raven konkurenčnosti na trgu višja od ravni v letu 2013, ko je ACER na podlagi CI opravil primerjalno analizo trgov na ravni EU.

Analiza kaže, da je CI močno koreliran z vsebovanima kazalnikoma Delež števila menjav dobavitelja in Neto vstop novih dobaviteljev v letu. Vrednosti preostalih kazalnikov se namreč v opazovanem obdobju niso pomembno spreminjale.

Največji dvig ravni konkurenčnosti na podlagi CI glede na predhodno leto se je zgodil v letu 2015, ko se je močno povečal delež menjav dobavitelja in sta na trg vstopila dva nova dobavitelja. Posredni razlog za velik napredek trga v letih 2015 in 2016 bi lahko bil sprejem novega Energetskega zakona (EZ-1). Uveljavitev EZ-1 v letu 2014 še ni povzročila večjih sprememb za udeležence na slovenskem trgu z električno energijo predvsem zaradi enoletnega prehodnega obdobja za pripravo ustreznih podzakonskih aktov, v letu 2015 pa je bilo na podlagi EZ-1 sprejetih precej pomembnih podzakonskih aktov in z njimi normativni okvir, ki je na trg z energijo deloval ugodno.

Agencija med drugim ugotavlja, da je izbrani sestavljeni kazalnik CI z vidika uteževanja posameznih vsebovanih kazalnikov bolje prilagojen večjim trgov⁴⁴. V prihodnje je zato smiselno analizirati možnosti drugačnega tehtanja posameznih kazalnikov oziroma preveriti uporabnost drugih sestavljenih kazalnikov.

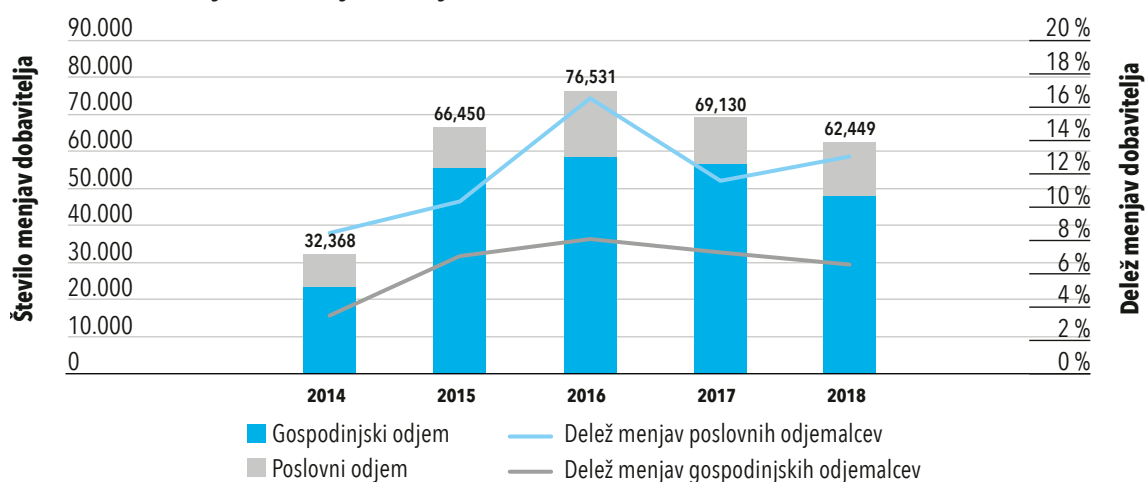
⁴⁴ Z 10 % prispeva k vrednosti sestavljenega kazalnika neto vstop novih dobaviteljev. Za najvišjo oceno 10 pri tem kazalniku je npr. potreben vstop petih novih dobaviteljev na trg, kar je glede na velikost trga v Sloveniji na letni ravni malo verjetno

Menjave dobavitelja

Število menjav dobavitelja električne energije se je zmanjšalo že drugo leto zapored

V letu 2018 je dobavitelja električne energije zamenjalo 62.449 odjemalcev, in sicer 48.141 gospodinjstev in 14.308 poslovnih. V povprečju je mesečno dobavitelja električne energije zamenjalo 4012 gospodinjstev in 1192 poslovnih odjemalcev. Leto prej je bilo na maloprodajnem trgu z električno energijo 69.130 menjav dobavitelja. Slika 65 prikazuje trend gibanja skupnega števila menjav glede na tip odjema od leta 2014.

Slika 65: Število menjav dobavitelja v obdobju 2014–2018



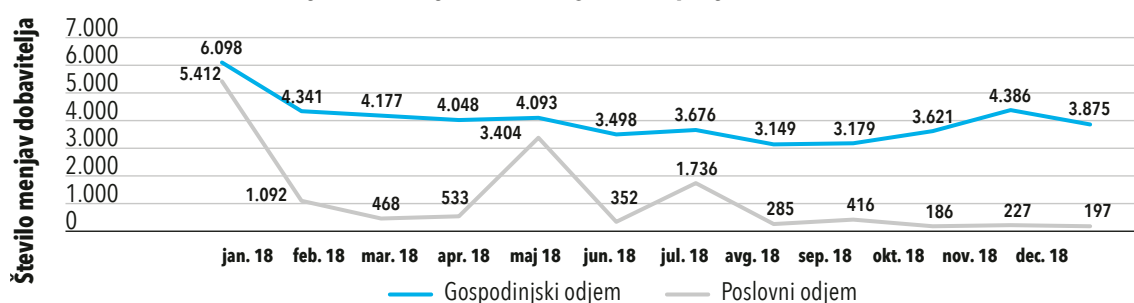
Vira: SODO, agencija

Delež menjav dobavitelja je v letu 2018 znašal 5,7 % in se je že drugo leto zapored zmanjšal⁴⁵.

Število menjav dobavitelja pri gospodinjstvih odjemalcih je bilo največje januarja, v preostalih mesecih je bilo konstantno in ni pomembno odstopalo od mesečnega povprečja. Nekoliko izstopa le število menjav dobavitelja pri gospodinjstvih odjemalcih v novembru. To lahko povežemo z iztekom letnih zjamčenih cen iz akcije Zamenjaj in prihrani⁴⁶, zaključene jeseni 2017. Aktivni odjemalci so po izteku pogojev, ki so veljali v omenjeni akciji, izvedli menjavo dobavitelja. V letu 2018 ni bilo odmevnejših akcij dobaviteljev.

V letu 2018 smo zabeležili 14.308 menjav dobavitelja poslovnih odjemalcev, kar je skoraj 15 % več kot leta 2017. Povečana aktivnost je bila posledica konkurenčnih ponudb dobaviteljev električne energije na maloprodajnem trgu za poslovne odjemalce.

Slika 66: Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2018 glede na tip odjema



Vira: SODO, agencija

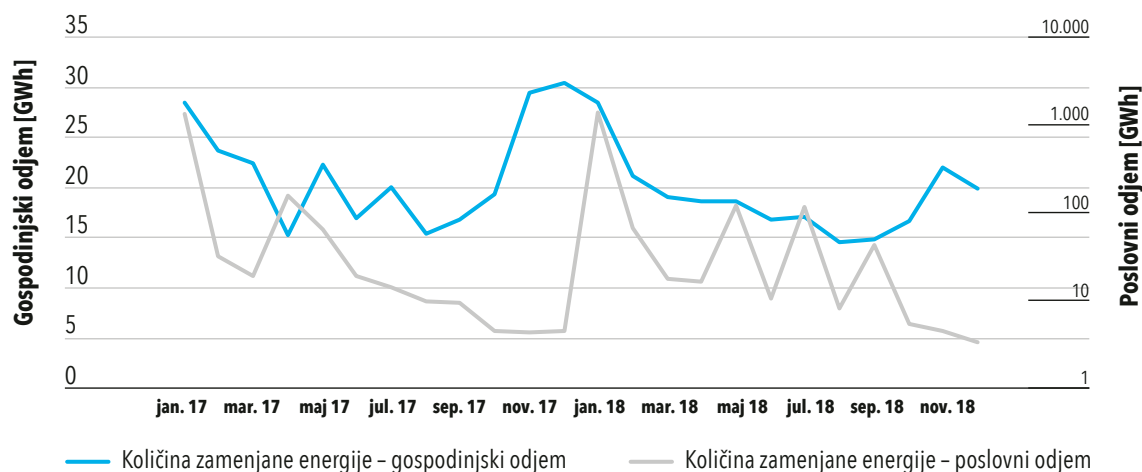
⁴⁵ Poročilo VassaETT »World Energy Retail market Rankings« opredeljuje 8,5-odstotni delež menjav na trgu kot prelomno dinamiko, ko dobavitelji že tvegajo izgubo precejšnjega števila odjemalcev, če na trgu niso dejavni. Oddaljevanje od te vrednosti povečuje zadevna tveganja pri dobaviteljih in lahko negativno vpliva na konkurenčnost trga

⁴⁶ <https://www.zamenjajinprihrani.si/>

Povečano število menjav pri poslovnih odjemalcih v začetku leta je sicer običajno, saj večinoma potečejo sklenjene pogodbe o dobavi (slika 66). Število menjav v maju in juliju je pomembneje odstopalo od mesečnega povprečja. Podobno povečanje števila menjav pri poslovnih odjemalcih med letom, aprila in maja, smo zabeležili leta 2016.

Slika 67 prikazuje trend gibanja količine zamenjane energije v obdobju od januarja 2017 do decembra 2018.

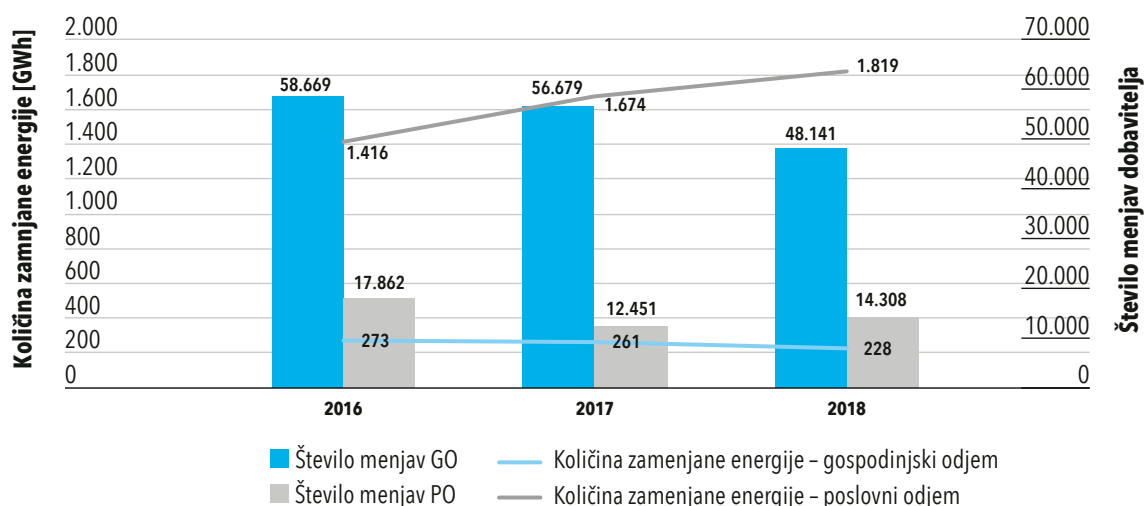
Slika 67: Količine zamenjane energije glede na tip odjema



Vira: SODO, agencija

Količina zamenjane energije je običajno tesno povezana s številom menjav dobavitelja. Slika 68 kaže, da je bila zaradi občutno večjega števila menjav v letu 2018 količina zamenjane energije na segmentu poslovnega odjema v primerjavi z letom 2017 večja. Pri gospodinjstvih je bila zaradi občutno manjšega števila menjav v letu 2018 v primerjavi z letom prej tudi zamenjana količina električne energije manjša.

Slika 68: Količine zamenjane energije glede na tip odjema v obdobju 2016–2018



Vira: SODO, agencija

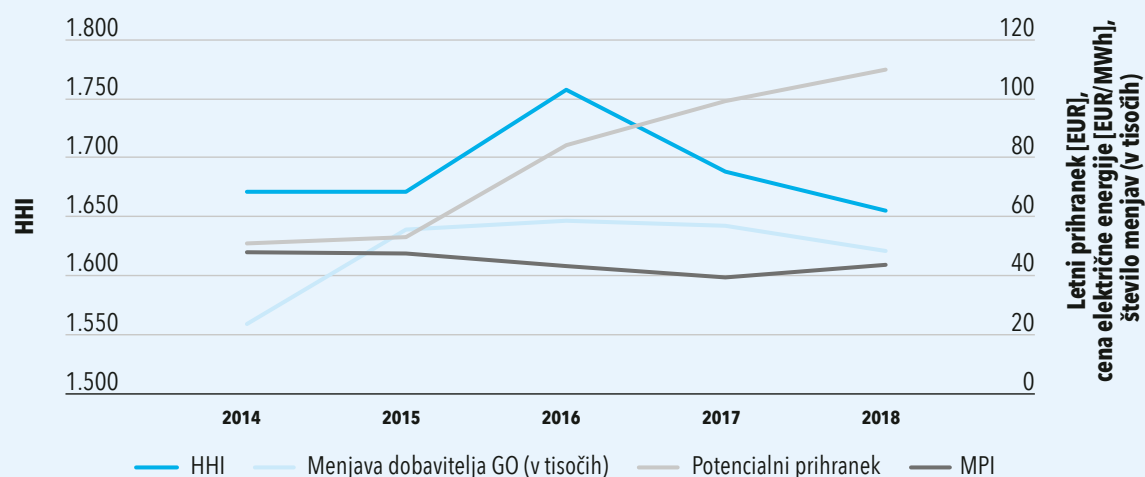
ŠTUDIJA PRIMERA: Analiza vzrokov za ohlajanje trga na segmentu gospodinjskih odjemalcev

Zmanjševanje deleža menjav dobavitelja je lahko indikator ohlajanja maloprodajnega trga. V nadaljevanju so predstavljeni rezultati analize vzrokov.

V obdobju po rekordnem deležu menjav v letu 2016 se je delež menjav dobavitelja začel zmanjševati, in to kljub povečevanju potencialnega letnega prihranka pri menjavi dobavitelja⁴⁷ in zmanjševanju koncentracije trga na segmentu gospodinjskih odjemalcev (upadanje HHI). Vse od leta 2014 se je zniževal tudi povprečni MPI⁴⁸ (izračunan za povprečnega gospodinjskega odjemalca) in se nekoliko povečal v letu 2018.

Kljub ugodnim trendom prej navedenih vplivnih kazalnikov se dinamika na trgu postopno zmanjšuje.

Slika 69: Trend kazalnikov, ki vplivajo na dinamiko maloprodajnega trga, v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Agencija ocenjuje, da na trgu obstaja strukturno in po obsegu bolj ali manj stabilen delež aktivnih odjemalcev, ki menjajo dobavitelja vsako leto in aktivno iščejo najbolj ugodne prodajne pogoje za nakup energije. Ti odjemalci so potencial prihranka v okviru izvedenih menjav že dodobra izkoristili, zato se tudi njihova aktivnost zmanjšuje.

Sklepamo lahko tudi, da se ozaveščenost odjemalcev o koristih menjave dobavitelja ne širi izven kroga teh aktivnih odjemalcev, kar je ključni vzrok za ohlajanje dinamike na zadevnem trgu, in to kljub široki in raznovrstni ponudbi, dodanih ugodnostih ob pridružitvi, različnih možnostih plačevanja in enostavnemu postopku menjave dobavitelja.

Ohlajanje trga dodatno potrjuje tudi zniževanje sestavljenega kazalnika CI (študija primera v poglavju 2.4.2.3).

⁴⁷ Potencialni letni prihranek je prihranek odjemalca pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ponudbo na trgu

⁴⁸ Povprečni MPI je povprečje vseh mesečnih MPI v opazovanem letu

Zagotavljanje učinkovite izmenjave podatkov v ključnih procesih na trgu

Skladno z nalogami iz tretjega svežnja direktiv na področjih, ki neposredno ali posredno naslavlajo učinkovito izmenjavo podatkov na trgu, agencija 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 z izvajanjem javnih posvetovanj, bilateralnim delovanjem ter v okviru sodelovanja v strokovnih platformah, kot je na primer Sekcija IPET. Novi sveženj direktiv ter vizija razvoja energetske omrežij do leta 2050⁴⁹ predvidevata popolno integracijo energetske omrežij (elektrika, plin, toplota) ter polno angažiranost odjemalcev (razvoj trga s prožnostjo) – harmonizacija procesov izmenjave podatkov na trgih z energijo s tem postaja še pomembnejša.

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. SODO je nadaljeval z aktivnostmi za zagotavljanje skladnosti elektronske izmenjave podatkov z Aktom o identifikaciji entitet v elektronski izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom. V izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu (B2B) so tako v uporabi standardizirani identifikatorji za merilna mesta (GS1-GSRN), območja distribucijskega sistema (EIC-Y), tržne udeležence (EIC-X), produkte in storitve (GS1-GTIN).

Vladna Uredba o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije ter Načrt uvedbe naprednega merilnega sistema v elektrodistribucijski sistem Slovenije⁵⁰ sta veljavni normativni podlagi za uvajanje naprednega sistema merjenja v Sloveniji. Med drugim opredeljujeta arhitekturo sistema, vloge in odgovornosti, minimalne funkcionalnosti in tudi vidike izmenjave podatkov, ki bodo temeljili na ustreznih standardih (CIM in podobno). 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 ugotavlja, da kljub svojim prizadevanjem in ob koncu leta še aktivni vključitvi pristojnega ministrstva v razreševanje problematike do nujnega napredka na področju vzpostavitve CSDMP oziroma podatkovnih storitev za odjemalca ni prišlo. Določene aktivnosti v smeri pilotne implementacije CSDMP ali dela njegove funkcionalnosti je bilo sicer zaznati pri GIZ distribucije električne energije, a SODO teh aktivnosti ni potrdil v kontekstu projekta uvedbe naprednega merilnega sistema. Prav tako je v okviru projekta po ugotovitvah agencije zelo problematično zagotavljanje lokalnega dostopa do merilnih podatkov v realnem času (na vmesniku I1 pametnega števca) predvsem zaradi neustreznega napajanja za naprave, ki so potrebne za zajem podatkov iz omenjenega vmesnika in zaradi pomanjkljive standardizacije vmesnika. Agencija je v letu 2018 intenzivno delovala na področju ureditve problematike podatkovnih storitev tako na ravni CSDMP kot tudi na lokalni ravni v okviru procesa usklajevanja in potrjevanja novih sistemskih obratovalnih navodil distribucijskega sistema električne energije (SONDSEE). Na podlagi sprejete Splošne uredbe o varstvu osebnih podatkov (Uredba 2016/679; angl. General Data Protection Regulation – GDPR), ki je postala neposredno obvezujoča v vseh članicah EU 25. maja 2018; ter mnenja Informacijskega pooblaščenca je SODO zahteval ustavitev masovne obdelave 15-minutnih merilnih podatkov na ravni merilnih centrov zaradi manjkajoče pravne podlage za obdelavo osebnih podatkov. To je bil dodaten razlog za nujen predlog spremembe EZ-1, ki ga je pristojno ministrstvo začelo pripravljati ob koncu leta 2018, pri čemer je kot izhodišče za oblikovanje končnega predloga upoštevalo predlog spremembe EZ-1 na področju obdelave osebnih podatkov v okviru naprednega merilnega sistema, ki ga je pripravila Sekcija IPET.

Odjemalcem še vedno ni zagotovljen centraliziran dostop do podatkov iz naprednega merilnega sistema

⁴⁹ <https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2018/05/ETIP-SNET-Presentation-27-June.pdf>

⁵⁰ https://www.sodo.si/_files/3320/Nacrt_uredbe_NMS_SODO_07072016.pdf

Sekcija IPET je v okviru izvedenih aktivnosti sprejela tudi nekaj zelo pomembnih sklepov glede potrebnih aktivnosti udeležencev trga v prehodnem obdobju pred skrajšanjem obračunskega intervala z ene ure na 15 minut ter glede postopnega vključevanja merjene realizacije odjemalcev s priključno močjo pod 43 kW v merjeni odjem, pri čemer se bo kot podlaga uporabil Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje, Uradni list RS, št. 46/18, 47/18 – popr., 86/18), ki ga je za regulativno obdobje 2019–2021 uveljavila agencija. Sektija je med drugim obravnavala tudi uporabo in delovanje Portala za oddajanje ugovorov na bilančni obračun, ki ga uporabljajo tudi dobavitelji; namen uvedbe portala je povečanje učinkovitosti procesa ugovora in priprave ter izmenjave popravljenih podatkov.

Elektrooperaterja sta tudi v letu 2018 izvajala dejavnosti za zagotavljanje kibernetske in informacijske varnosti, ki vplivajo na procese izmenjave podatkov na trgu, in so vključevala prilagoditev sistemov za upravljanje varovanja informacij (SUVI) zahtevam nove zakonodaje na področju varovanja osebnih podatkov in informacijske varnosti, ki jih prinašajo uredba GDPR, predlog Zakona o varstvu osebnih podatkov (ZVOP-2), predlog Zakona o informacijski varnosti (ZInfV) in Zakon o kritični infrastrukturi (ZKI).

2.4.2.4 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 agencija prek primerjalnika stroškov oskrbe uporabnikom omogoča primerjavo stroškov oskrbe na podlagi ponudb dobaviteljev, ki temeljijo na rednih cenikih.

Ker maloprodajne cene električne energije kot energenta niso regulirane, agencija priporočil glede oblikovanja teh cen ne izdaja. Izjema je cena električne energije za zasilno oskrbo, ki je regulirana na podlagi določil EZ-1. Tako mora distribucijski operater končnim odjemalcem, ki jim preneha veljavnost pogodbe o dobavi zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti njihovega dobavitelja, samodejno in brez prestopnih rokov zagotoviti zasilno oskrbo skladno s predpisi. Zasilno oskrbo zagotavlja tudi na eksplicitno zahtevo gospodinjskega 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, ne sme pa je presežati več kot 25 %. Če distribucijski operater cene ne določi ali jo določi v nasprotju s predpisi, jo določi agencija. V nasprotju s preteklimi leti, ko noben odjemalec ni bil oskrbovan pod pogoji zasilne oskrbe, je bil januarja 2018 zasilno oskrbovan en odjemalec v odjemni skupini NN ostali odjem brez merjene moči, od oktobra do decembra pa sta bila za zasilno oskrbo evidentirana dva gospodinjska odjemalca. Agencija na tem področju v letu 2018 ni izvedla nobenih korektivnih ukrepov.

Tudi v letu 2018 velika večina dobaviteljev na maloprodajnem trgu ni imela ponudb na podlagi rednih cenikov, kar je bilo predvsem posledica pomanjkljivosti in dvoumnosti definicije pojma rednega cenika, omejitev, na katerih ta definicija temelji, ter namernega preoblikovanja ponudbe določenih dobaviteljev s ciljem, da ne izpolnjujejo kriterijev rednega cenika po uveljavitvi EZ-1. V primerjavo tudi niso vključeni dobavitelji, ki še niso pridobili več kot 1000 odjemalcev. Na trgu je tako obstajalo veliko število ponudb, ki niso bile vključene v spletno primerjalno storitev agencije. To je slabo vplivalo na preglednost maloprodajnega trga za gospodinjske odjemalce, saj jim ni bila 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 2018 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 2018 odločila, da je v

letu 2017 priglášena koncentracija družb Petrol, d.d., in Megaenergija, d.o.o., skladna s pravili konkurence. V letu 2017 je bila priglášena tudi koncentracija pridobitve skupne kontrole družb HSE, d.o.o., Elektro Celje, d.d., Elektro Gorenjska, d.d., in Elektro Primorska, d.d., nad družbama ECE, d.o.o., in E 3, d.o.o., vendar Javna agencija za varstvo konkurence o tej priglasitvi v letu 2018 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. Agencija spremlja in usmerja dejavnosti distribucijskega operaterja v fazi prehodnega obdobja sočasne uporabe lastnih shem identifikacije in standardnih na podlagi sheme GS1 kot tudi vse druge vidike uporabe odprtih standardov na tem področju pri elektrooperaterjih in dobaviteljih (identifikacije tržnih udeležencev v bilančnih shemah pri operaterjih trga, identifikacija območij distribucijskega sistema, označevanje merilnih mest na računih dobaviteljev ...).

Glede ukrepov, ki jih na podlagi tretjega svežnja energetskega direktiv 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 tudi v letu 2018 veliko razvojnih dejavnosti usmerjenih v razširitev harmoniziranega modela vlog (uveljavitev novih vlog, kot je na primer 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. V njej agencija dejavno sodeluje tako pri njenem vodenju kot pri oblikovanju obravnavanih vsebin.

2.5 Zanesljivost oskrbe z električno energijo

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 sproti ocenjuje pri načrtovanju razvoja omrežja (izdelavi desetletnega načrta, študij) ob utemeljevanju vključitve novih prenosnih in proizvodnih objektov.

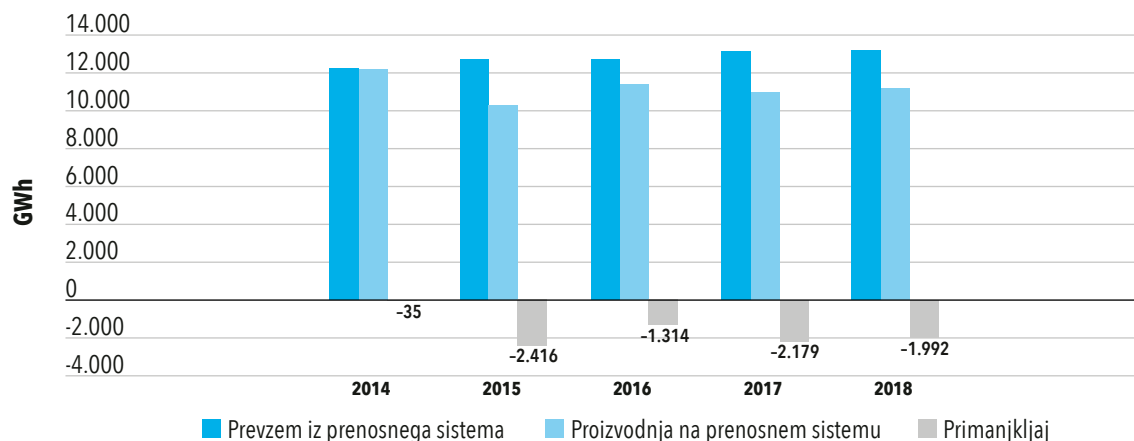
Sigurnost obratovanja je sposobnost sistema, da je v določenem obratovalnem stanju odporen na množico motenj (na primer kratki stiki v omrežju, izpadi elementov sistema in nepričakovane spremembe v odjemu v povezavi z omejitvami pri proizvodnji), tako da odjemalci posledic motnje ne čutijo in je ta odpravljena 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 zdravlje 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.

2.5.1 Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

Prevzem električne energije iz prenosnega sistema počasi narašča in se je, brez upoštevanja izgub, v letu 2018 glede na leto prej povečal za približno 0,4 %. Nekoliko večja nihanja, povezana predvsem s ciklusi remontov v jedrski elektrarni in hidrološkimi razmerami, je zaznati pri proizvodnji električne energije na prenosnem sistemu. Večletni trend porabe in proizvodnje, ki je prikazan na sliki 70 in pri katerem je upoštevana polovična proizvodnja jedrske elektrarne, kaže, da je bila proizvodnja električne energije na prenosnem sistemu v letu 2018 za skoraj 2,2 % večja kot leto prej, kar je bilo predvsem posledica bistveno večje proizvodnje v hidroelektrarnah, termoelektrarne in jedrska elektrarna pa so oddale v prenosno omrežje manj električne energije kot v letu 2017.

Slika 70: Prevzem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju v obdobju 2014–2018



Vir: ELES

2.5.2 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.

Težave pri umeščanju v prostor ovira pri naložbah v izrabo hidroenergije

Tabela 31 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 vizijo razvoja oziroma scenarij, v katerem je pričakovati, da bo naložba izvedena. Glede na aktualne 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 naložbe v obnovljive vire. Rezultati analiz sistemskega 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.

Tabela 31: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem omrežju do leta 2026

	Inštalirana moč (MW)	Predvideno leto spremembe	Scenarij
HE na Dravi			
ČE Kozjak	420	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
Suhadol	44	2025	V3,4
Renke	35	2023	V3,4
HE na Soči			
Učja	34	2022	V4
TE Brestanica			
TEB PB 1–3	–63	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

V letu 2018 je v Termoelektrarni Brestanica začel obratovati nov plinski blok z nazivno močjo 53 MW, v Termoelektrarni Šoštanj pa so zaradi dotrajanosti ter ekološke, ekonomske in tehnološke nesprejemljivosti iz obratovanja izključili blok 4, ki ga je nadomestil tehnološko revitaliziran blok 5 z nazivno močjo 305 MW.

2.5.3 Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije

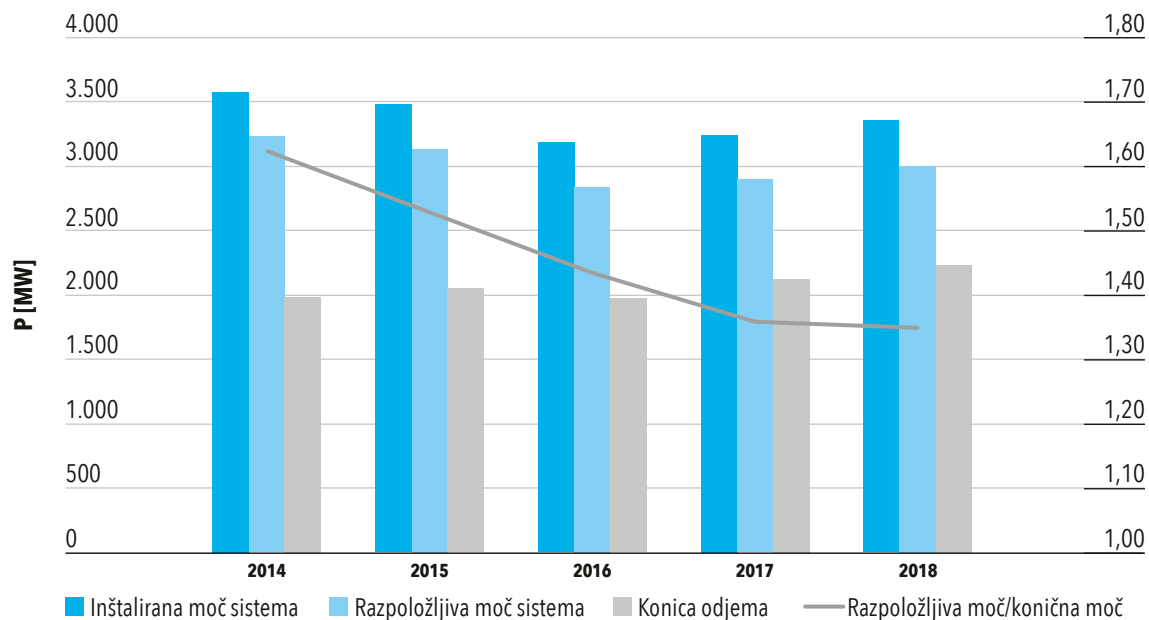
Na sliki 71 so prikazane vrednosti konične obremenitve, inštalirane moči proizvodnih objektov in razpoložljive moči ter razmerje razpoložljive in konične moči na prenosnem omrežju v obdobju 2014–2018. Razliko med inštalirano močjo proizvodnih virov in dejansko razpoložljivo močjo za slovenski trg predstavlja polovična moč jedrske elektrarne Krško, ki pripada Hrvaški.

Razmerje med inštalirano oziroma razpoložljivo močjo proizvodnih virov in konično močjo je kazalnik, ki daje informacijo o zadostnosti proizvodnih virov. Sistem mora imeti na voljo dovolj moči za pokrivanje prevzema in rezerve moči ob normalnem obratovanju in nastopu nepredvidenih razmer. Razmerje med razpoložljivo močjo in konično močjo se je v letu 2018 še poslabšalo kljub nekoliko povečani inštalirani moči proizvodnih virov, in sicer zaradi znatno višje konične obremenitve.

V obdobju 2016–2018 je bil zaznan izrazit porast koničnih obremenitev, ki so se v pred tem spreminjale brez izrazitega trenda, praviloma pa so nastopale v zimskih mesecih in v večernih urah. V letu 2018

pa je konična obremenitev nastopila 1. marca ob 13. uri, kar je mogoče povezati z obdobjem izrazito hladnega vremena za ta čas leta.

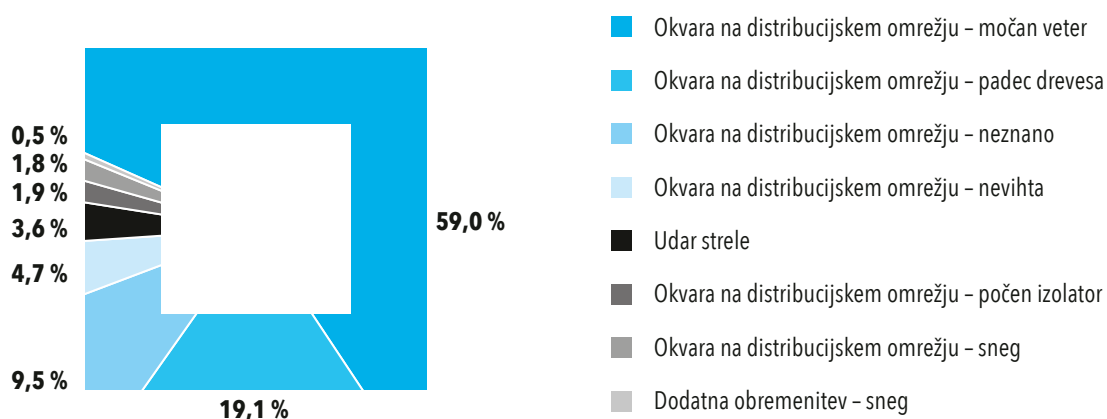
Slika 71: Inštalirane moči na pragu proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema ter razmerje razpoložljive in konične moči na prenosnem omrežju v obdobju 2014–2018



Vir: ELES

Količina nedobavljene energije na prenosnem sistemu v letu 2018 je bila neznatno večja kot leto prej in je znašala 38,25 MWh, kar je bilo povezano predvsem z okvarami na distribucijskem sistemu zaradi izrednih vremenskih vplivov. Nedobavljena energija je izračunana skladno z aktom, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo, zato je dejanska količina nedobavljene energije lahko manjša od navedene, saj je možno znaten delež odjemalcev na prizadetih območjih prenapajati po sredjenapetostnem omrežju.

Slika 72: Nedobavljena energija na prenosnem sistemu glede na vzrok



Vir: ELES

Domači viri tudi v letu 2018 niso pokrivali potreb po električni energiji, primanjkljaj električne energije je bil približno na ravni iz leta 2017, kot prikazuje slika 70. Ob povečevanju odjema električne energije iz prenosnega sistema je bila v letu 2018 manjša proizvodnja v termoelektrarnah in jedrski elektrarni zaradi rednega letnega remonta, le hidroelektrarne so proizvedle več električne energije kot leto prej. Oskrba z električno energijo pa 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 poleg obvladovanja tranzitnih pretokov električne energije omogočajo tudi zagotavljanje zanesljivosti oskrbe domačega trga.



03

ZEMELJSKI PLIN

Kljub večjemu številu odjemalcev se je poraba zemeljskega plina zmanjšala. Presežena je bila meja 150 GWh izmenjanega plina na prostem trgu, več kot 60 % plina je bilo kupljenega na podlagi kratkoročnih pogodb. Maloprodajni trg ostaja visoko koncentriran, menjav dobavitelja je bilo skoraj 30 % manj kot leta 2017.

3 Zemeljski plin

3.1 Bilanca oskrbe s plinom

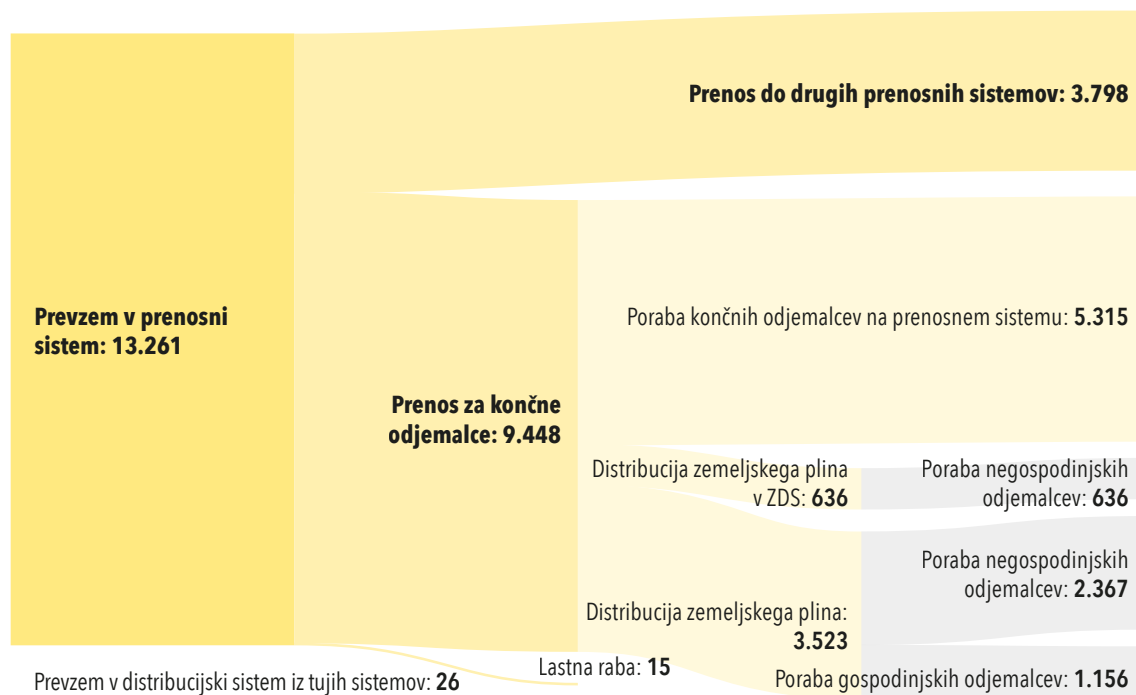
Po prenosnem sistemu zemeljskega plina je bilo v letu 2018 prenesenih 13.261 GWh zemeljskega plina. Od tega je bilo 9448 GWh prenesenih za oskrbo domačih odjemalcev, 15 GWh za lastno rabo, preostale količine pa so predstavljale čezmejni prenos plina do drugih prenosnih sistemov. Ta se je v primerjavi s predhodnim letom zmanjšal za 71 %, kar je bilo posledica manjših zakupov zmogljivosti na povezovalni izstopni točki Rogatec in povezovalni vstopni točki Ceršak.

2 %
manjša skupna poraba
domačih odjemalcev

Skupna poraba domačih odjemalcev je bila dobra 2 % manjša kot leta 2017, pri čemer se je poraba nekaterih skupin odjemalcev tudi povečala. Negospodinski odjemalci, priključeni na distribucijske sisteme, so porabili skoraj 2 % več, negospodinski odjemalci, oskrbovani prek zaprtih distribucijskih sistemov, pa skoraj 4 % več zemeljskega plina. Poraba končnih odjemalcev, priključenih na prenosni sistem, je bila manjša za 3,7 %. Gospodinjskim odjemalcem, priključenim na distribucijske sisteme, je bilo distribuirano

4,6 % manj plina kot leto prej. Na porabo posameznih skupin odjemalcev so vplivali različni dejavniki, kot so vremenski vplivi z letnimi temperaturnimi primanjkljaji, konkurenčnost cen zemeljskega plina, ugodne gospodarske razmere, gospodarska rast in drugi individualno pogojeni dejavniki.

Slika 73: Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah zemeljskega plina v GWh



Vir: agencija

Ob koncu leta 2018 je bilo na prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina priključenih 134.642 končnih odjemalcev.

Tabela 32: Število odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v letih 2017 in 2018

Število odjemalcev glede na vrsto odjema	2017	2018	Indeks
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	135	139	102,96
Poslovni odjemalci na distribucijskih sistemih	13.782	14.246	103,37
Poslovni odjemalci na zaprtih distribucijskih sistemih	35	29	82,86
Gospodinjiski odjemalci	119.678	120.228	100,46
Skupaj odjemalci	133.630	134.642	100,76

Vir: agencija

3.1.1 Prenos zemeljskega plina

Prenosni sistem je v lasti in upravljanju operaterja prenosnega sistema, družbe Plinovodi, d.o.o. Sestavlja ga 964 kilometrov visokotlačnih cevovodov z nazivnim tlakom nad 16 barov in 211 kilometrov cevovodov z nazivnim tlakom, nižjim od 16 barov. Prenosno omrežje sestavljajo še 203 merilno-regulacijske postaje, 44 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 pri Gorici) in Hrvaške (MRP Rogatec). Na mejni točki z Italijo je omogočen dvosmerni prenos zemeljskega plina, mejna točka z Avstrijo omogoča pretok plina v Slovenijo, mejna točka s Hrvaško pa pretok plina iz Slovenije. Dvosmerni prenos zemeljskega plina bo od leta 2019 mogoč tudi na mejni točki s Hrvaško. 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.

Slika 74: Prenosni sistem zemeljskega plina v decembru 2018

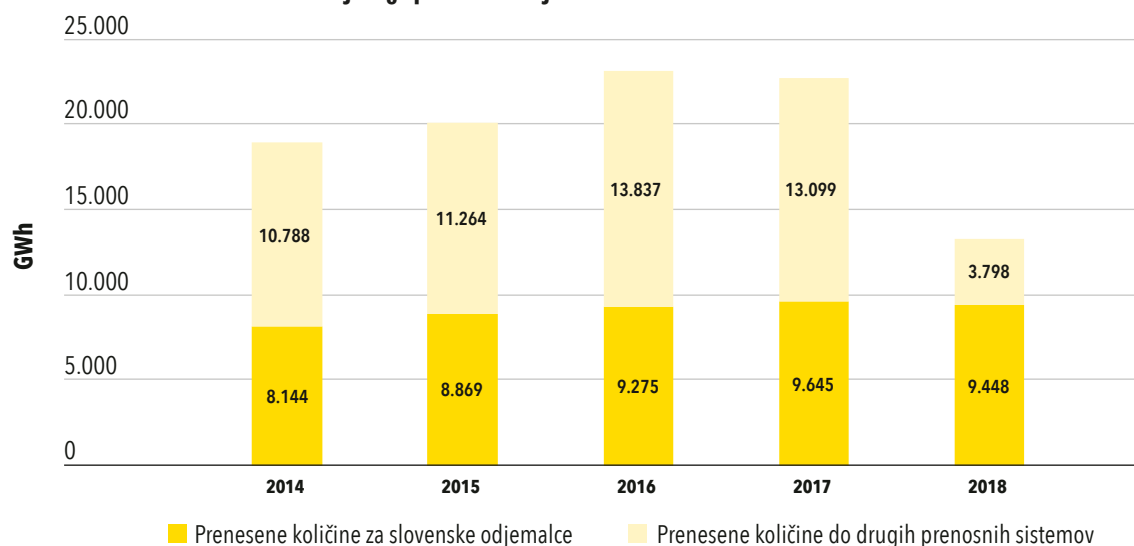


Vir: Plinovodi

71-%
upad prenosa plina do
sosednjih prenosnih
sistemov

Po treh zaporednih letih povečevanja porabe slovenskih porabnikov zemeljskega plina je v letu 2018 prišlo do 2-odstotnega upada porabljenih količin. Znatno večji upad je operator prenosnega sistema zabeležil pri prenesenih količinah do drugih prenosnih sistemov, saj je v primerjavi z letom 2017 prenesel kar 71 % manj plina. Takšen izrazit padec je posledica preusmeritve tokov plina za oskrbo Hrvaške. V zadnjih dveh letih se je namreč hrvaški trg zemeljskega plina začel oskrbovati tudi s plinom, ki se prenaša preko Madžarske.

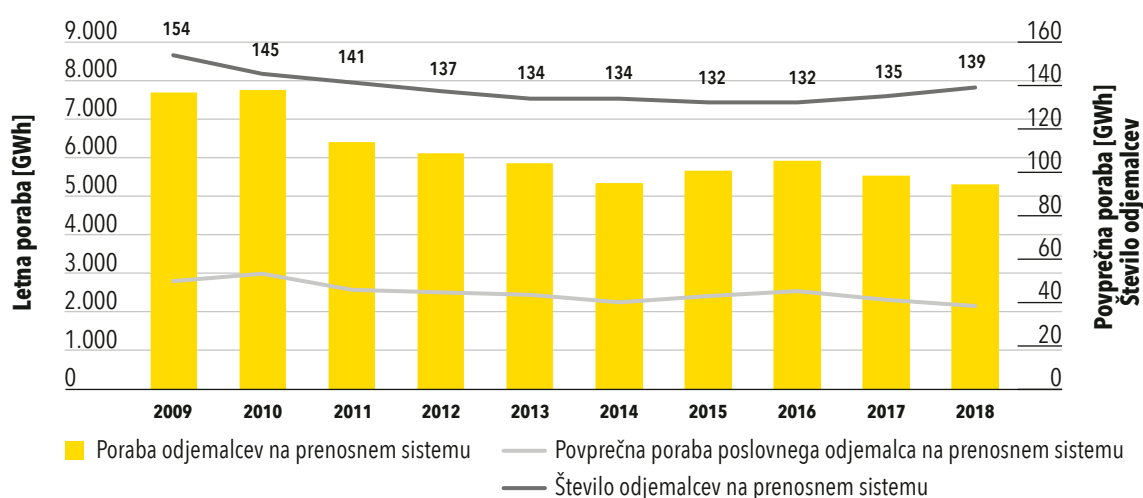
Slika 75: Prenesene količine zemeljskega plina v obdobju 2014–2018



Vira: agencija, Plinovodi

Število končnih odjemalcev na prenosnem sistemu je v zadnjih dveh letih ponovno naraščalo, v letu 2018 se je povečalo na 139.

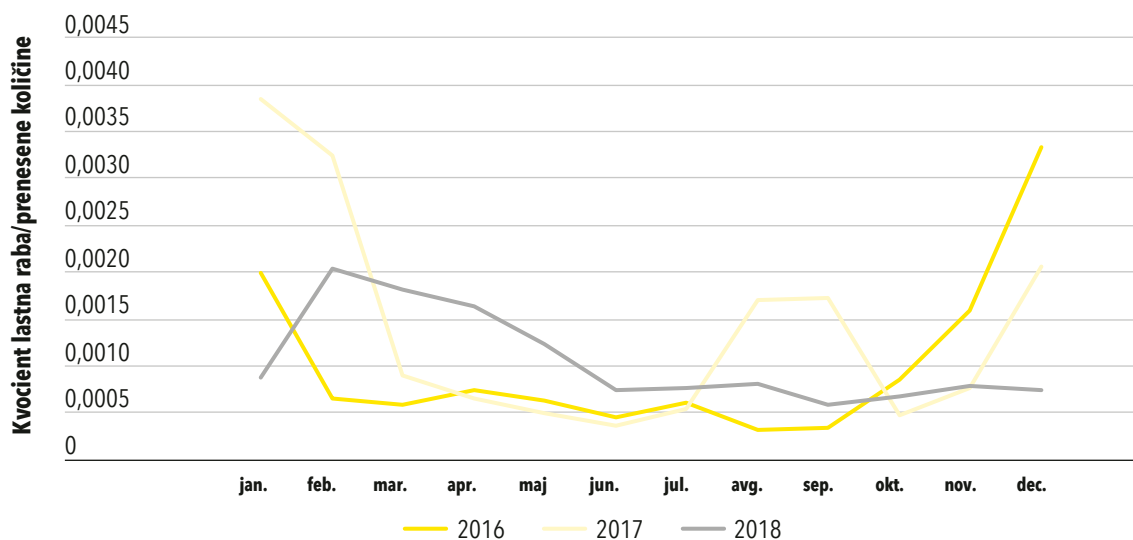
Slika 76: Skupna in povprečna poraba poslovnega odjemalca ter število odjemalcev na prenosnem sistemu zemeljskega plina v obdobju 2009–2018



Vira: operator prenosnega sistema, agencija

Operater prenosnega sistema je za pogon kompresorjev v obeh kompresorskih postajah porabil 15 GWh zemeljskega plina, kar je skoraj 60 % manj kot leto prej, manjša lastna raba pa je odraz manjših prenesenih količin. Glede na prenesene količine zemeljskega plina je količina lastne rabe v letu 2018 znašala 0,11 %, v 2017 pa 0,16 % vseh prenesenih količin.

Slika 77: Razmerje med količinami plina za lastno rabo in prenesenimi količinami v obdobju 2016–2018



Vir: agencija

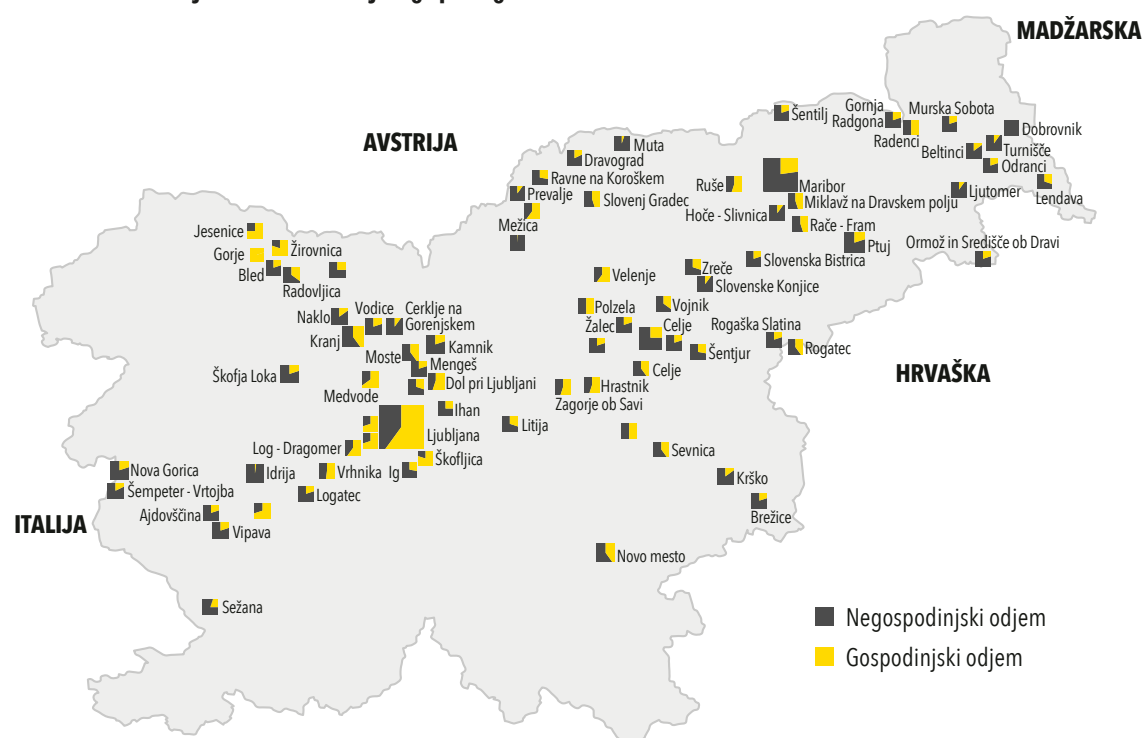
3.1.2 Distribucija zemeljskega plina

Distribucija zemeljskega plina se izvaja kot izbirna lokalna GJS dejavnost operaterja distribucijskega sistema za oskrbo odjemalcev široke potrošnje na območjih mest in naselij ter kot distribucija industrijskim in poslovnim odjemalcem na območjih zaprtih distribucijskih sistemov (ZDS).

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 2018 se je distribucija zemeljskega plina v obliki GJS izvajala v 81 občinah na večjem delu urbanih območij Slovenije z izjemo Primorske. Število operaterjev distribucijskih sistemov se je zaradi pripojitve dveh družb znižalo na 13. V 66 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 na podlagi sklenjenih koncesijskih pogodb z občino dejavnost GJS na štirih območjih izvajala dva operaterja distribucijskih sistemov. V nekaterih občinah z že podeljeno koncesijo za izvajanje distribucije zemeljskega plina oskrba še ni omogočena, ker distribucijsko omrežje še ni zgrajeno oziroma usposobljeno za uporabo.

134.474
odjemalcev
v 81 občinah

Slika 78: Distribucijski sistemi zemeljskega plina glede na distribuirano količino



Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

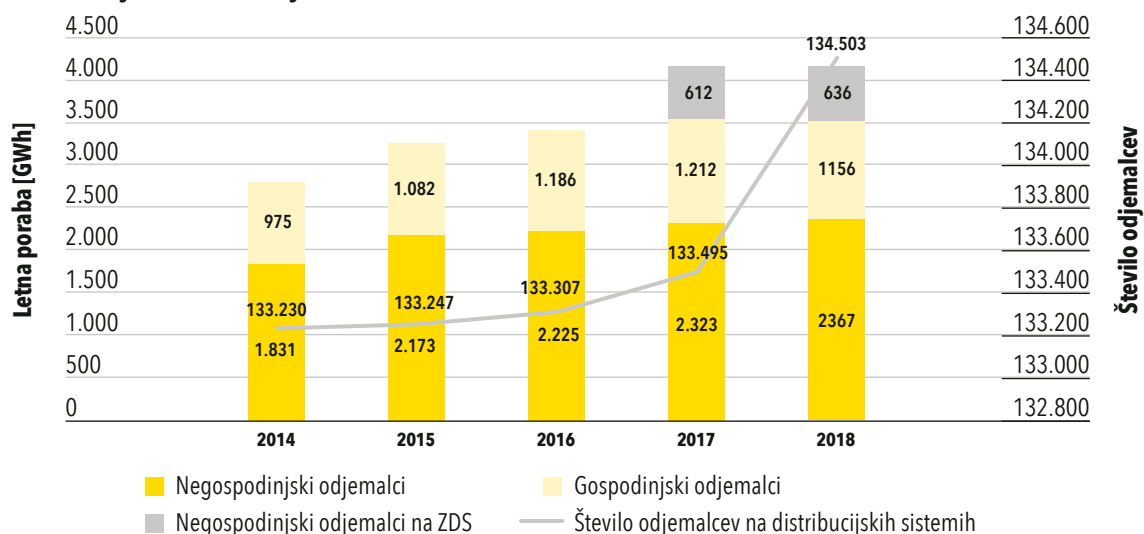
Operaterji distribucijskih sistemov so v letu 2018 distribuirali 3523 GWh zemeljskega plina, kar je nekoliko manj kot v predhodnem letu, vendar slabih 9 % več od povprečja predhodnega petletnega obdobja. Odjem gospodinskih odjemalcev se je zmanjšal za 4,6 %, negospodinski odjemalci pa so porabili slaba 2 % več zemeljskega plina kot leto prej. Del večje porabe negospodinskih odjemalcev lahko pripišemo zvišanju števila teh odjemalcev, in sicer za 3,4 %. V letu 2018 se je ponovno povečalo število gospodinskih odjemalcev. Prirastek je bil največji v odjemnih skupinah C_{DK3} in C_{DK4} , največji upad pa je bil v odjemni skupini C_{DK5} . Pri negospodinskih odjemalcih je bilo zvišanje števila odjemalcev evidentirano v večini odjemnih skupin z letnim odjemom nad 5000 kWh, pri manjših pa je bil zabeležen upad v višini od 7 do 11 %.

25 %
več distribuiranih količin
zemeljskega plina kot
v letu 2014

Na območjih treh ZDS, na Jesenicah, v Kranju in Kidričevem, je bilo v letu 2018 evidentiranih 29 odjemalcev, ki so jim operaterji ZDS distribuirali 636 GWh zemeljskega plina. Na teh zaokroženih distribucijskih območjih se distribucija zemeljskega plina ne izvaja kot GJS. Dostop do ZDS je omogočen le odjemalcem znotraj zaokroženega geografskega območja teh sistemov.

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 79.

Slika 79: Poraba odjemalcev na distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih glede na tip odjema in število aktivnih odjemalcev v obdobju 2014–2018



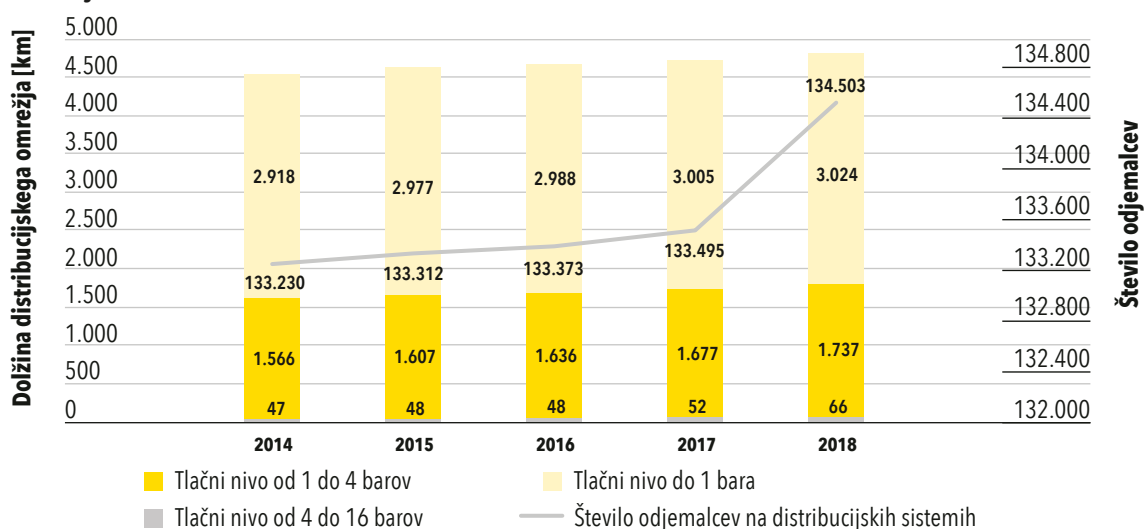
Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Dolžina distribucijskega omrežja se je nekoliko povečala. Ob koncu leta je evidentirana skupna dolžina aktivnih vodov v distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih znašala 4827 kilometrov, kar je slaba 2 % več kot v predhodnem letu. Distribucijski vodi s pripadajočo infrastrukturo so pretežno v lasti operaterjev sistemov.

Na območjih treh ZDS je bilo aktiviranih 8,1 kilometra plinovodov, od tega 3,7 kilometra plinovodov tlačnega nivoja od 4 do 16 barov, približno 2,4 kilometra s tlačnim nivojem od 1 do 4 bare ter 2,1 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 2014–2018 prikazuje slika 80.

Slika 80: Dolžina omrežja distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov ter število aktivnih odjemalcev v obdobju 2014–2018



Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

2016
novih priključitev,
največ v zadnjem
petletnem obdobju

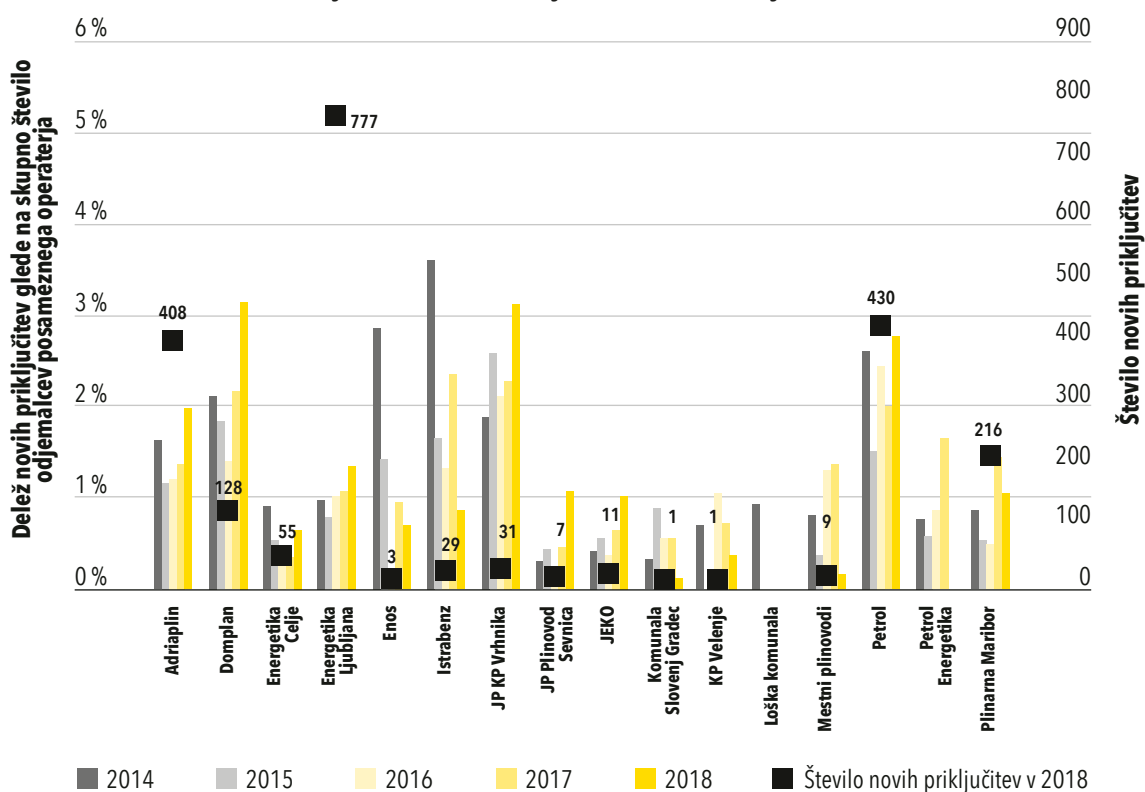
Operaterji distribucijskih sistemov so na distribucijska omrežja na novo priključili 2106 odjemalcev. Število priključitev se je zvišalo že tretje leto zapored in je bilo v primerjavi s predhodnim letom večje za dobrih 22 %. Skupno število odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme, se je ob upoštevanju sočasnih odklopov povečalo za 1014. Ob koncu leta 2018 je bilo na distribucijske sisteme priključenih 134.474 končnih odjemalcev.

Rast števila priključitev je bila verjetno posledica konkurenčnih cen zemeljskega plina in tudi konkurenčnosti oskrbe s tem energentom. Delež novih priključitev glede na skupno število odjemalcev posameznega operaterja in število novih priključitev na distribucijskih sistemih posameznega operaterja prikazuje slika 81.

Na zaprtih distribucijskih sistemih je bila v letu 2018 evidentirana ena nova priključitev.

Nobeden od distribucijskih sistemov ni imel priključenega proizvodnega vira zemeljskega plina, biometana ali sintetičnega metana.

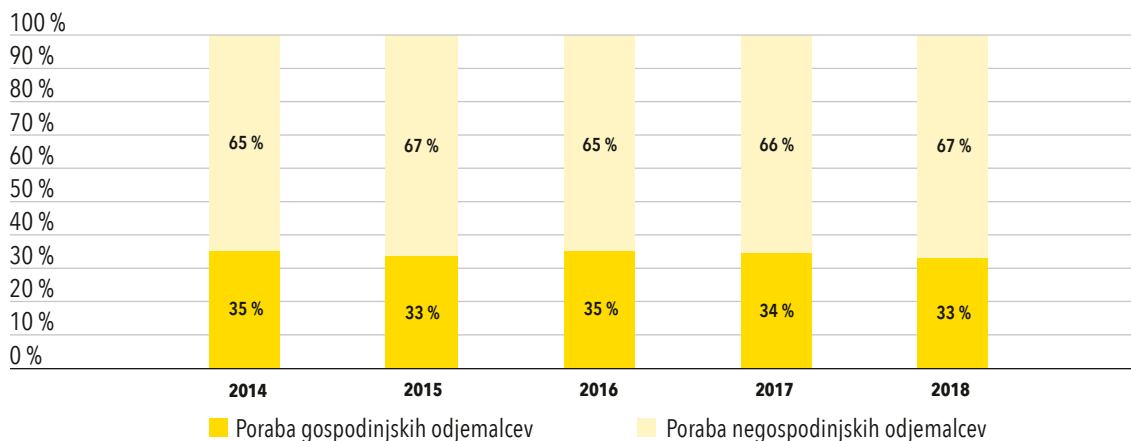
Slika 81: Delež in število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2014–2018



Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

V strukturi odjemalcev ni bilo večjih sprememb. V zadnjem petletnem obdobju predstavljajo gospodinjiski odjemalci na letni ravni po številu približno 90-odstotni delež vseh odjemalcev na distribucijskih sistemih. Tudi podatki o distribuiranih količinah zemeljskega plina v letu 2018 ne kažejo bistvene spremembe v razmerjih deležev med gospodinjiskim in negospodinjiskim odjemom. Delež gospodinjiskega odjema se je zmanjšal na 33 %, preostalih 67 % količin je bilo distribuirano negospodinjiskim odjemalcem.

Slika 82: Delež porabljenega zemeljskega plina iz distribucijskih sistemov za gospodinske in negospodinske odjemalce v obdobju 2014–2018

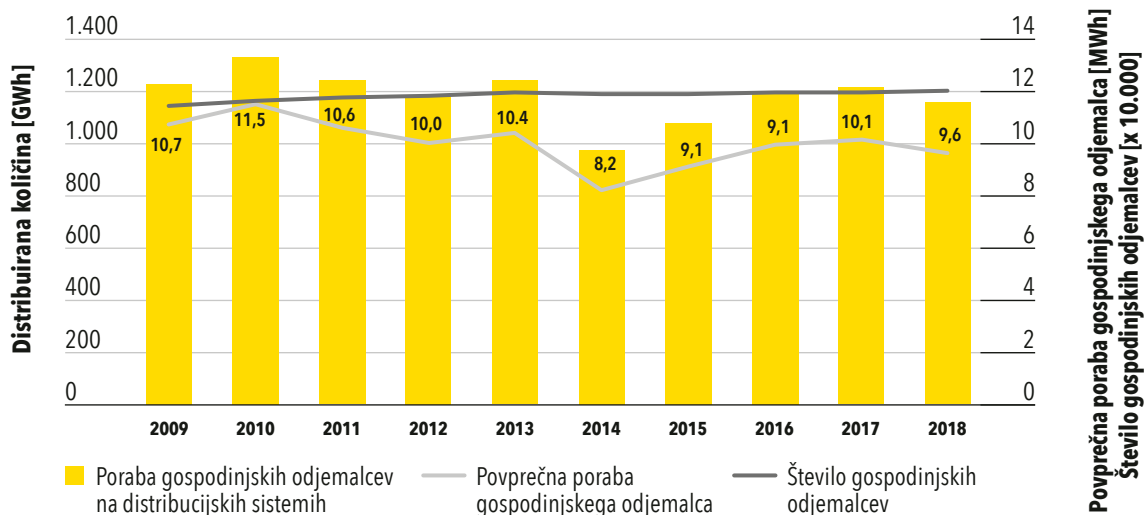


Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Gospodinski odjemalci uporabljajo zemeljski plin predvsem za kuhanje, pripravo tople sanitarne vode in ogrevanje. Podobno kot v preteklih letih je tudi v letu 2018 več kot 96 % vseh odjemalcev letno porabilo do 50.000 kWh zemeljskega plina. Več kot 91 % odjemalcev je v letu dni porabilo manj kot 25.000 kWh zemeljskega plina. Delež odjemalcev z letno porabo zemeljskega plina nad 50.000 kWh je znašal 3,8 % vseh odjemalcev, njihova poraba pa je predstavljala kar 67,8 % celotne porabe vseh odjemalcev, priključenih na distribucijska omrežja.

Število odjemalcev v odjemnih skupinah od C_{DK1} in C_{DK4} se je povečalo, v višjih odjemnih skupinah pa zmanjšalo, za kar je poleg vremenskih dejavnikov najbolj verjetni vzrok znižanje povprečne porabe gospodinskih odjemalcev v letu 2018 glede na predhodno leto. Skupno in povprečno porabo zemeljskega plina gospodinskih odjemalcev ter število odjemalcev v posameznem letu obdobja 2009–2018 prikazuje slika 83.

Slika 83: Skupna in povprečna poraba gospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2009–2018

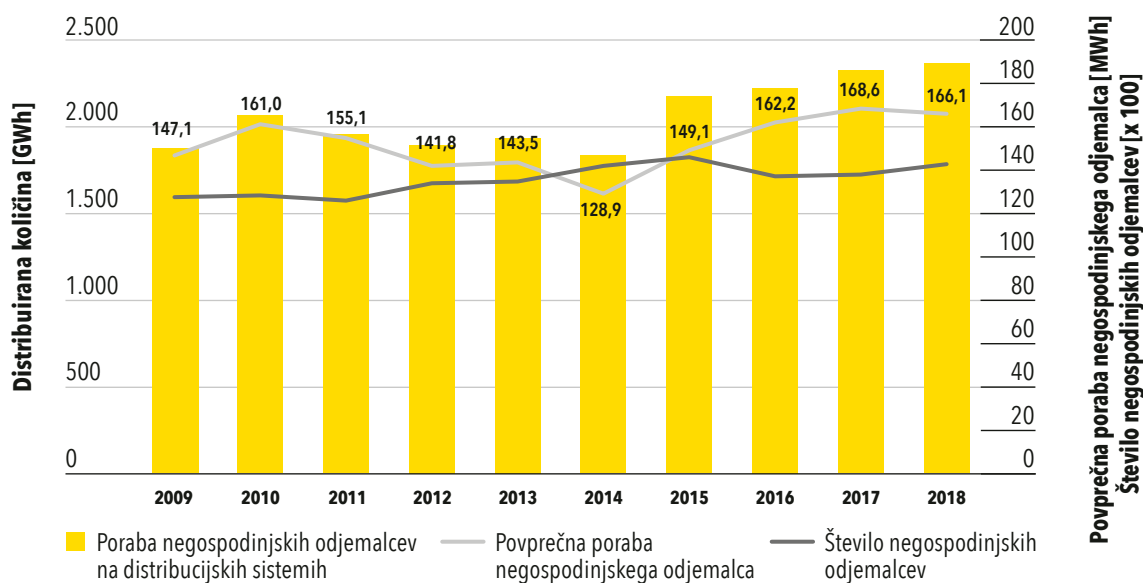


Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Dosežen največji odjem negospodinskih odjemalcev

Negospodinski odjemalci so zemeljski plin uporabljali tudi za hlajenje, tehnološke in proizvodne procese ter za druge dejavnosti. Pri negospodinskem odjemu se je število odjemalcev povečalo za 3,4 %, letni odjem teh odjemalcev pa se je povečal za skoraj 2 %, s čimer je bil dosežen nov največji odjem negospodinskih odjemalcev v Sloveniji, hkrati pa se je povprečna poraba teh odjemalcev v primerjavi s predhodnim letom zmanjšala za dober odstotek. Gibanje porabe in števila negospodinskih odjemalcev prikazuje slika 84.

Slika 84: Skupna in povprečna poraba negospodinskih odjemalcev na distribucijskih omrežjih v obdobju 2009–2018



Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Na območjih ZDS ni bilo evidentiranih količin za oskrbo gospodinskih odjemalcev. Za odjemalce, priključene na ZDS, 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 22 GWh predstavljal približno 57 % povprečne porabe odjemalcev na prenosnem sistemu. Večina odjema na območjih ZDS je namenjena tehnološkim in proizvodnim procesom industrijskih odjemalcev.

3.1.3 Uporaba stisnjenega in utekočinjenega zemeljskega plina ter drugih energetskega plinov iz distribucijskih sistemov

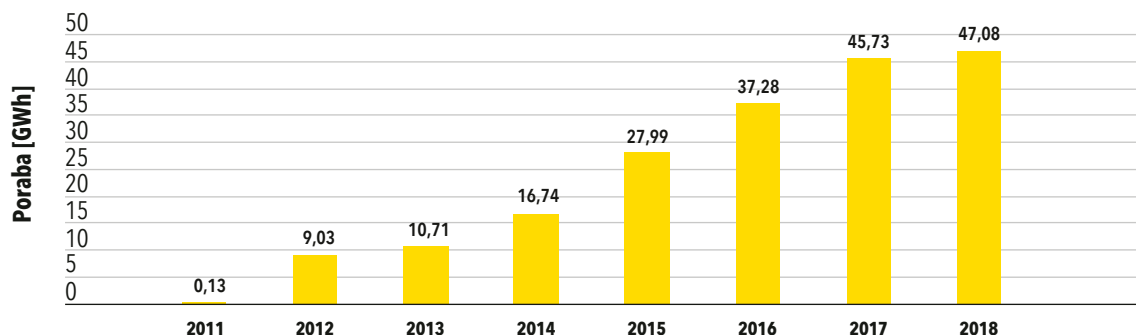
3.1.3.1 Stisnjen zemeljski plin v prometu

Stisnjen zemeljski plin (SZP) je primeren za pogon osebnih, dostavnih in tovornih vozil ter vozil javnega avtobusnega prometa, predvsem za krajše in srednje razdalje. V letu 2018 je bila v Sloveniji omogočena oskrba na štirih polnilnicah, in sicer je ena na Jesenicah, dve sta v Ljubljani in še ena v Mariboru. Navedene polnilnice so zagotavljale možnost oskrbe do 4000 vozil. Ob koncu leta je bila zgrajena peta polnilnica v Celju, ki pa v letu 2018 še ni začela obratovati. Širitev ustrezne infrastrukture javnih polnilnic je eden izmed ključnih dejavnikov za povečevanje števila uporabnikov.

Skupna poraba stisnjenega zemeljskega plina v prometu se je v letu 2018 v primerjavi s predhodnim letom povečala za 1,35 GWh, skupna letna poraba pa je dosegla 47,1 GWh. Rast porabe je bila zabeležena na vseh območjih z vzpostavljenjo oskrbe. Povečanje porabe stisnjenega zemeljskega plina 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 stisnjenega plina v Ljubljani, ki je ob koncu leta 2018 znašala 0,92 evra, in podatkov proizvajalca vozil o povprečni porabi, je v letu 2018 strošek za 100 kilometrov prevožene poti z osebnim vozilom, na primer Škoda octavia G-TEC, v mestnem režimu vožnje

znašal med 4 in 4,5 evra. Za vožnjo izven mest pa je strošek na 100 kilometrov poti znašal manj kot 3 evre, kar uporabnikom z večjim številom prevoženih kilometrov zagotavlja visoko stroškovno učinkovitost. Letno porabo stisnjenega zemeljskega plina na slovenskih javnih polnilnicah prikazuje slika 85.

Slika 85: Poraba stisnjenega zemeljskega plina v prometu v obdobju 2011–2018



Viri: operaterji polnilnic za stisnjen zemeljski plin, agencija

3.1.3.2 Utekočinjen zemeljski plin

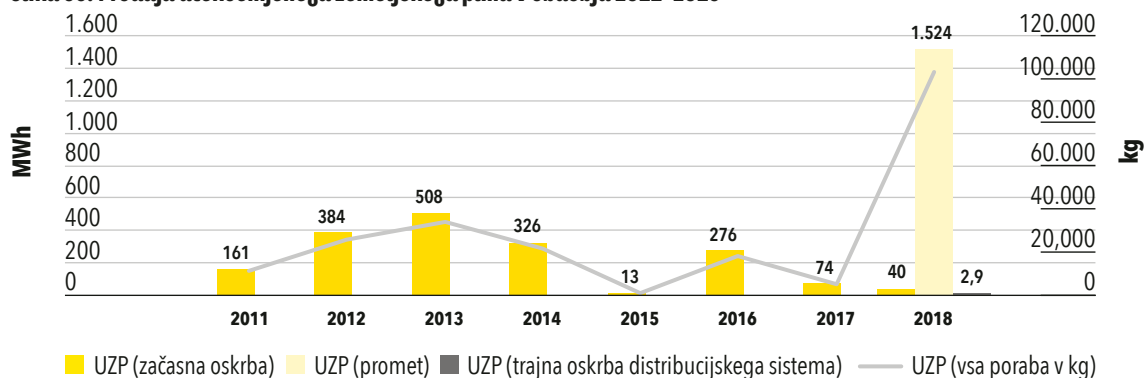
Utekočinjen zemeljski plin (UZP) se uporablja za začasno oskrbo plinskih sistemov v primerih prekinitve prenosa ali distribucije zemeljskega plina zaradi okvar oziroma izvajanja vzdrževalnih del. Decembra je bil prvič uporabljen za izvajanje trajne oskrbe distribucijskega sistema zemeljskega plina na območju Grosuplja, do katerega prenosno oziroma distribucijsko omrežje zemeljskega plina še ni zgrajeno. Sistem oskrbe iz začasnega skladišča UZP bo predvidoma v uporabi do izgradnje dela plinskega omrežja, ki bo omogočilo priključitev distribucijskega sistema v Grosupljo na obstoječi distribucijski sistem v Škofljici.

V prometu je UZP predviden kot alternativno gorivo za oskrbo težjih cestnih motornih vozil na daljših razdaljah in za ladijski promet. V začetku leta 2018 sta začeli obratovati prvi dve javni polnilnici za UZP v Sežani in Ljubljani, ki omogočata oskrbo tovornih vozil z alternativnim gorivom po zelo konkurenčnih cenah.

Količine v letu 2018 prodanega UZP so se v primerjavi s preteklimi leti precej povečale, kar je predvsem posledica deleža prodaje UZP za pogon tovornih vozil. Tovrstna poraba je predstavljala več kot 97 % celotne porabe. Glede na povprečno število letno prevoženih kilometrov težkih motornih vozil, potencial prihranka pri stroških goriva na prevoženi kilometer ter glede na načrtovane spodbujevalne ukrepe lahko pričakujemo, da bodo potencialni uporabniki v tovornem prometu v prihodnje hitreje prepoznavali koristi, ki jih omogoča uporaba tega alternativnega goriva. Prodane količine po posameznih letih prikazuje slika 86.

Količine prodanega UZP so se občutno povečale

Slika 86: Prodaja utekočinjenega zemeljskega plina v obdobju 2011–2018



Vir: agencija

3.1.3.3 Drugi energetske plini iz distribucijskih sistemov

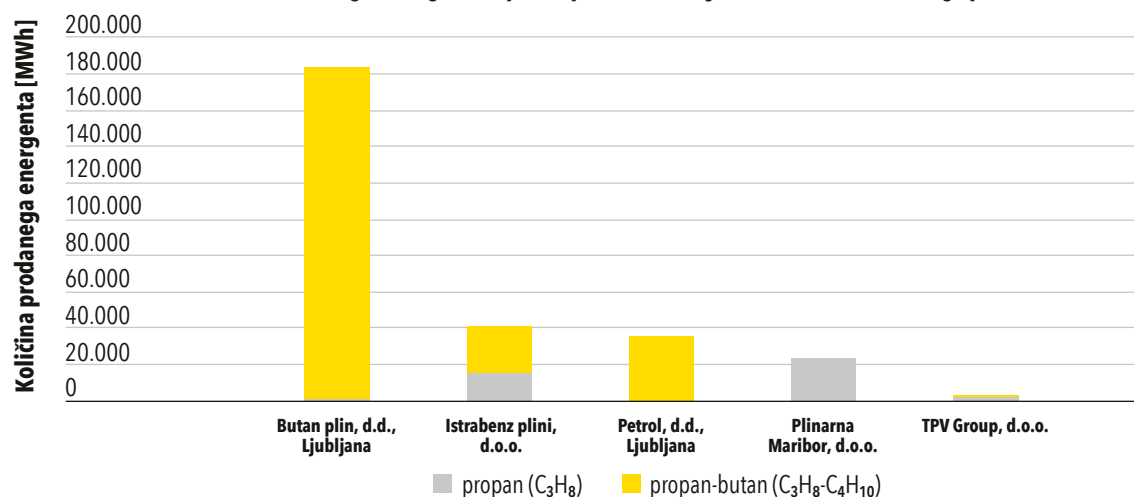
Distribucijo drugih energetskih plinov (energetski plini, ki se uporabljajo kot energent, razen zemeljskega plina) iz zaključenih distribucijskih sistemov je v letu 2018 na območju Slovenije izvajalo pet evidentiranih distribucijskih podjetij. Primarno sta se kot energetska plina distribuirala propan (C_3H_8) ter mešanica propana in butana ($C_3H_8-C_4H_{10}$). Dejavnost distribucije drugih energetskih plinov se je izvajala iz 622 distribucijskih sistemov v 121 slovenskih občinah. V 117 občinah so distributerji iz 570 distribucijskih sistemov izvajali oskrbo kot tržno dejavnost, v preostalih 52 distribucijskih sistemih v devetih občinah pa v obliki gospodarske javne službe.

Za **46 %**
večja poraba drugih
energetskih plinov
iz distribucijskih
sistemov

V letu 2018 je bilo iz distribucijskih sistemov drugih energetskih plinov oskrbovanih 8094 odjemalcev, kar je 6 % manj kot leto prej, distribuirana energetska vrednost plinov pa je dosegla vrednost 288 GWh, kar je glede na leto prej 46-odstotno zvišanje. Glavni razlog za to je povečana poraba iz zaključenega distribucijskega sistema propan-butana na območju Grosuplja (224 %), ki ga upravlja distributer Butan plin, d.d., Ljubljana. Število odjemalcev na distribucijskih sistemih se je gibalo od 2 do 1821, povprečno število odjemalcev na distribucijski sistem pa je znašalo 54,6 odjemalca.

Skupna dolžina distribucijskih sistemov se je glede na leto 2017 povečala za dober odstotek in je znašala 159 kilometrov. Na sliki 87 so distributerji prikazani glede na vrsto plina in količino prodanega drugega energetskega plina.

Slika 87: Distribuirane količine drugih energetskih plinov po distributerjih in vrsti distribuiranega plina



Vir: agencija

3.2 Reguliranje omrežnih dejavnosti

3.2.1 Ločitev dejavnosti

V Sloveniji je v letu 2018 opravljal obvezno GJS dejavnost operaterja prenosnega sistema zemeljskega plina en izvajalec, število izvajalcev izbirne lokalne GJS dejavnosti operaterja distribucijskega sistema pa se je zmanjšalo na 13. V tem letu sta bili namreč izvedeni dve pripojitvi: družbe Petrol Energetika, d.o.o., k družbi Petrol, d.d., in družbe Mestni Plinovodi, d.o.o., k družbi Adriaplin, d.o.o.

Operater prenosnega sistema, družba Plinovodi, je lastnica sredstev, s katerimi izvaja svojo dejavnost, ter je certificirana in imenovana kot neodvisni operater prenosnega sistema. Lastnik operaterja prenosnega sistema pa je družba Plinhold, d.o.o., katerega večinski lastnik je Republika Slovenija. Država je v letu 2018 pridobila dodatni 7,84-odstotni lastniški delež, ki zdaj znaša 60,10 %.

Operaterji distribucijskih sistemov niso pravno ločeni, saj na posamezni distribucijski sistem ni priključenih več kot 100.000 odjemalcev. Glede na to, da so operaterji distribucijskih sistemov opravljali tudi druge energetske in tržne dejavnosti, so skladno z 235. členom EZ-1 pripravili ločene računovodske izkaze. Operaterji sistemov morajo pripraviti letne računovodske izkaze, kot to za velike družbe zahteva Zakon o gospodarskih družbah.

V pojasnilih k revidiranim letnim računovodskim izkazom morajo podjetja plinskega gospodarstva v celoti razkriti sodila za razporejanje po dejavnostih. Ustreznost sodil in pravilnost njihove uporabe mora letno revidirati revizor, ki o tem poda posebno poročilo.

3.2.2 Tehnične storitve operaterjev

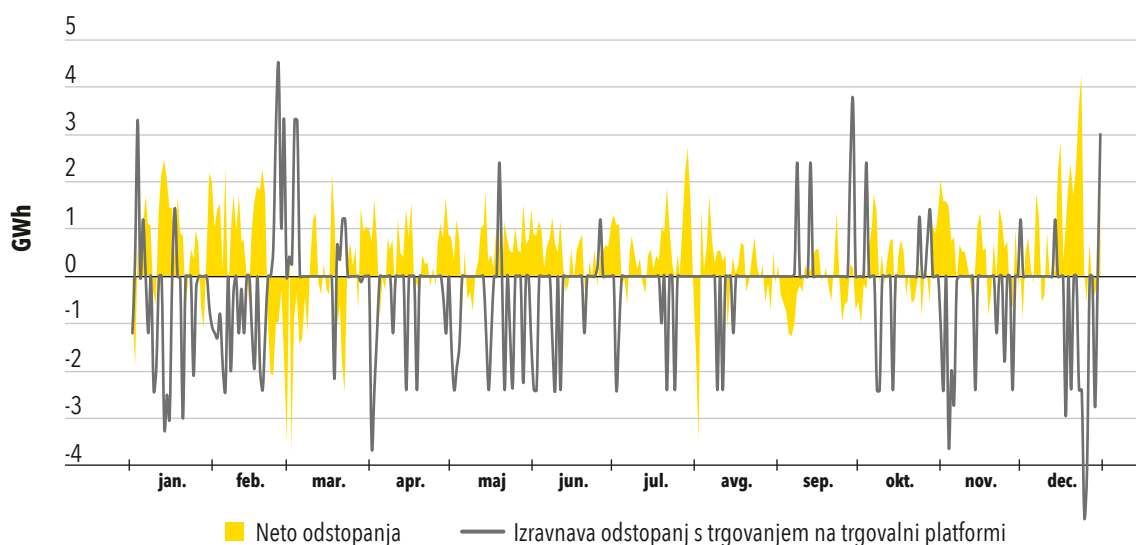
3.2.2.1 Izravnava odstopanj

V letu 2018 je bilo pri dobavi slovenskim odjemalcem aktivnih devet nosilcev bilančnih skupin in šest nosilcev bilančnih podskupin. Pri prenosu plina do sosednjih prenosnih sistemov je bilo aktivnih 12 nosilcev bilančnih skupin. Od skupno 26 registriranih nosilcev bilančnih skupin jih je bilo sedem neaktivnih.

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.

Slovenski izravnalni trg sta v letu 2018 zaznamovala hladen marec z neobičajnim skokom borznega indeksa CEGHIX in napovedana popolna redukcija zmogljivosti na povezovalni točki Ceršak/Murfeld v avgustu. Delno kot posledica hladnega vremena in delno kot posledica spleta okoliščin je borzni indeks CEGHIX v začetku marca dosegel rekordno visoko vrednost (podrobnejši opis je v študiji primera na koncu tega poglavja). Posledično je večina nosilcev bilančnih skupin beležila visoka negativna odstopanja (2. marca so neto negativna odstopanja znašala slabih 8 % dnevne porabe slovenskih odjemalcev). Še večja odstopanja, celo do 21,5 % vseh predanih količin na izstopni točki v Republiki Sloveniji, so neto negativna odstopanja dosegla v začetku avgusta, ko je zaradi napovedanih vzdrževalnih del na avstrijskem prenosnem sistemu prišlo do dvodnevne popolne redukcije prenosnih zmogljivosti. To je bilo največje negativno odstopanje po nesreči v Baumgartnu decembra 2017, ko je odstopanje znašalo kar 33 % vseh predanih količin znotraj Slovenije.

Slika 88: Neto odstopanja nosilcev bilančnih skupin in trgovane količine na trgovalni platformi



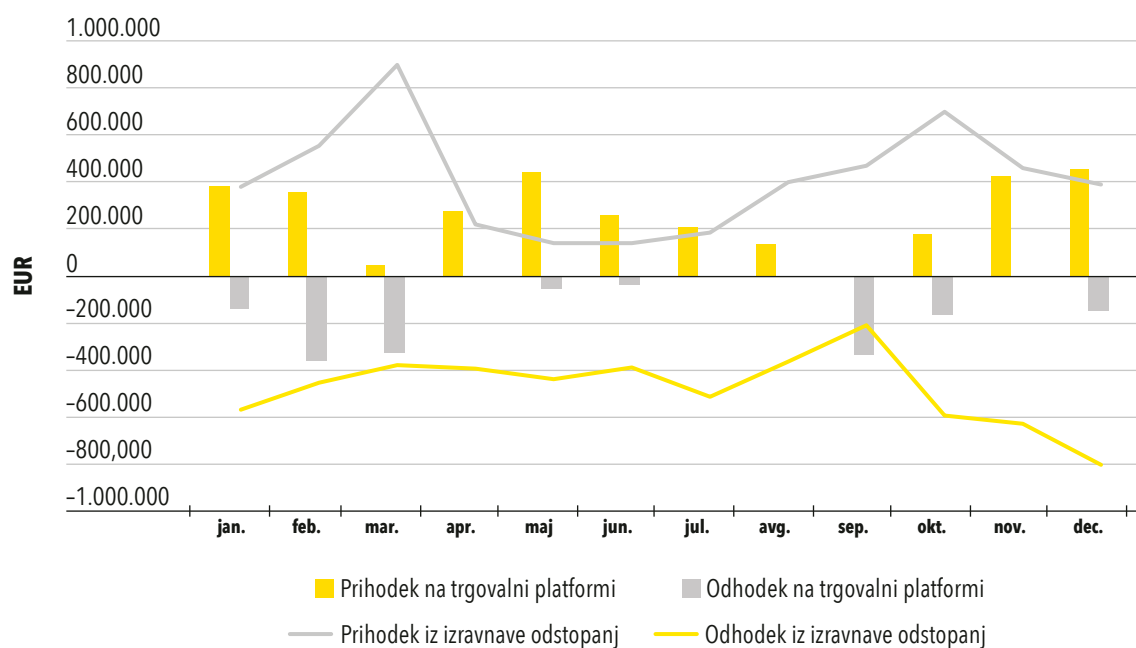
Vira: agencija, Plinovodi

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 5 % porabljenih količin slovenskih odjemalcev zemeljskega plina.

Operater prenosnega sistema je s trgovanjem na trgovalni platformi in z dinamičnim uravnavanjem tlačnih razmer uspel zagotoviti normalno obratovanje prenosnega sistema, pri tem pa ni uporabil sistemske storitve izravnave za uravnoteženja prenosnega sistema. Leto 2018 je tako prvo leto po uvedbi trgovanja na trgovalni platformi, ko je operater vse dni v letu uspel izravnati odstopanja brez uporabe sistemske storitve izravnave za uravnoteženje prenosnega sistema. Še v letu 2015 je sistemsko storitev izravnave dnevno uporabljal, ob tem pa so količine plina v okviru sistemske storitve znašale slabih 10 % predanih količin znotraj Slovenije. Podatki iz leta 2018 tako kažejo na uspešno implementacijo evropske uredbe iz leta 2015 in uspešen prehod na tržno izvajanje izravnave odstopanj.

V letu 2018 je imel operater prenosnega sistema s trgovanjem na trgovalni platformi 3,2 milijona evrov prihodkov in 1,6 milijona evrov odhodkov. Z obračunavanjem odstopanj je imel 4,9 milijona evrov prihodkov in 5,7 milijona evrov odhodkov. Skupni prihodki so tako za 0,78 milijona evrov presegli skupne odhodke. Operater prenosnega sistema je pri obračunu odstopanj, nakupu in prodaji plina za uravnoteženje prenosnega sistema ter pri trgovanju na trgovalni platformi stroškovno nevtralen, kar pomeni, da presežke oziroma primanjkljaje sorazmerno porazdeli med nosilce bilančnih skupin.

Slika 89: Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na izravnalnem trgu



Vira: agencija, Plinovodi

Bilančne razlike so v letu 2018 znašale 35,8 GWh in so bile v vseh mesecih negativne.

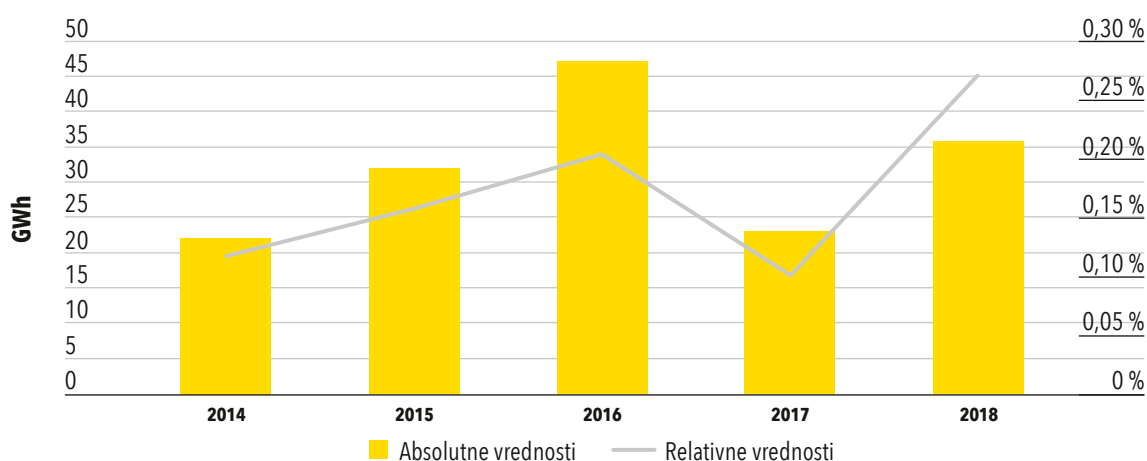
Slika 90: Bilančne razlike po mesecih



Vira: agencija, Plinovodi

Po zmanjšanju bilančnih razlik v letu 2017 so se te v letu 2018 ponovno povečale, in sicer kar za 56 %. Relativno so bilančne razlike predstavljale 0,27 % predanih količin iz prenosnega sistema.

Slika 91: Absolutna vrednost bilančnih razlik v GWh in relativna vrednost v odstotkih v obdobju 2014–2018

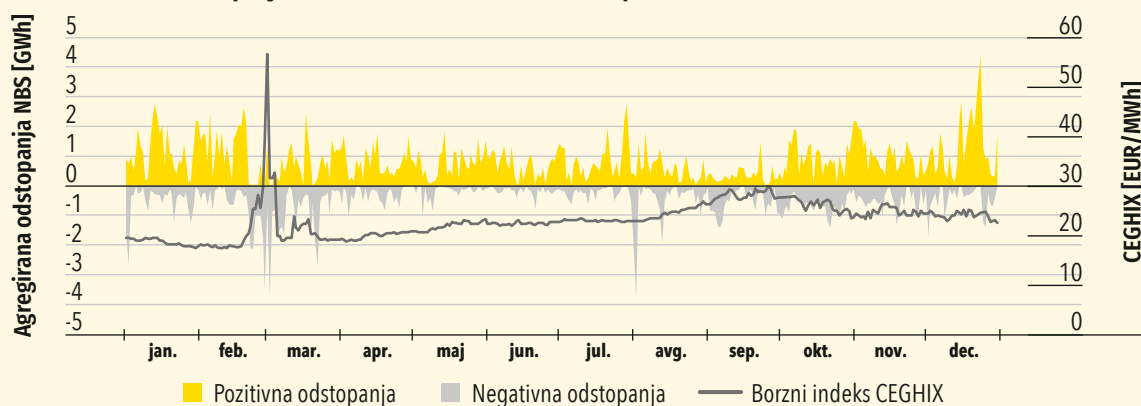


Vira: agencija, Plinovodi

ŠTUDIJA PRIMERA: Velik skok cen zemeljskega plina na borzi 2. marca 2018

V začetku marca so bile temperature v Sloveniji ponekod tudi več kot 10 °C nižje od dolgoletnega povprečja, v povprečju pa je bil marec do 2 °C hladnejši od dolgoletnega povprečja. Zaradi nizkih temperatur in posledično večje porabe plina so nosilci bilančnih skupin v zadnjih dneh februarja in prvih dneh marca beležili visoka negativna odstopanja. Dodaten pomemben razlog za visoka negativna odstopanja je bil neobičajno visok skok borznega indeksa CEGHIX, ki odraža prodajno ceno plina za dan vnaprej na najbolj likvidni borzi plina v regiji Jugovzhodna Evropa. Zadnji dan februarja je CEGHIX dosegel 39 EUR/MWh, dan pozneje pa se je povzpela na najvišjo vrednost od začetka obratovanja plinske borze CEGH v avstrijskem Baumgartnu (56,7 EUR/MWh).

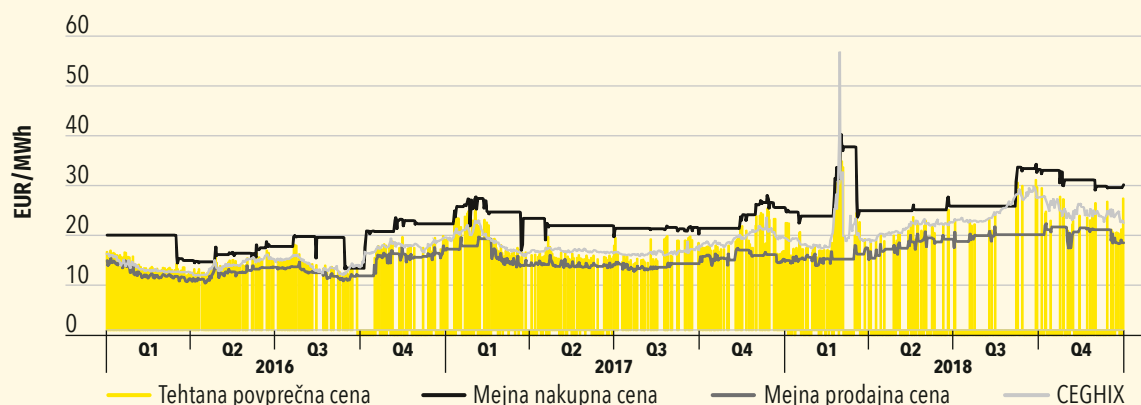
Slika 92: Dnevna odstopanja slovenskih nosilcev bilančnih skupin in borzni indeks CEGHIX



Vira: agencija, Plinovodi

Podrobnejša analiza je pokazala, da se je borzni indeks CEGHIX odzval na nepričakovan skok borznega indeksa na najbolj likvidni evropski plinski borzi TTF, kjer so cene presegle 70 EUR/MWh, urne cene pa so se povzpele celo do 150 EUR/MWh. Zanimiv fenomen so podrobneje analizirali evropski borzni analitiki, ki so ugotovili, da je k izrazitemu skoku cen prispevalo več dejavnikov: ledeno mrzlo vreme v Veliki Britaniji in severozahodni Evropi, tridnevni izpad treh glavnih norveških proizvajalcev plina, majhne zaloge plina v nizozemskih skladiščih in zmanjšana proizvodnja plina iz usihajočih plinskih polj v nizozemskem Groningenu. Utekočinjen zemeljski plin iz obmorskih terminalov se je v tem primeru izkazal kot neprimeren za reševanje kratkoročnih primanjkljajev plina (omejene količine, predolg intervencijski čas).

Slika 93: Cene trgovanja na trgovalni platformi, cene za odstopanja in indeks CEGHIX od začetka obratovanja slovenske virtualne trgovalne točke



Vira: agencija, Plinovodi

Na slovenski trgovalni platformi se je skok cen na evropskih borzah odrazil na mejni nakupni ceni, ki se zaračuna za negativna odstopanja in se je z običajnih 25 povzpela na 40 EUR/MWh.

3.2.2.2 Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi

Trgovanje na sekundarnem trgu je potekalo na vstopni točki Ceršak in izstopni točki Rogatec. Trgovanje na vstopni točki Ceršak je predstavljalo 63 % vseh podzakupljenih zmogljivosti in 46 % vseh sklenjenih pogodb o podzakupu zmogljivosti.

Tabela 33: Trgovanje s prenosnimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu

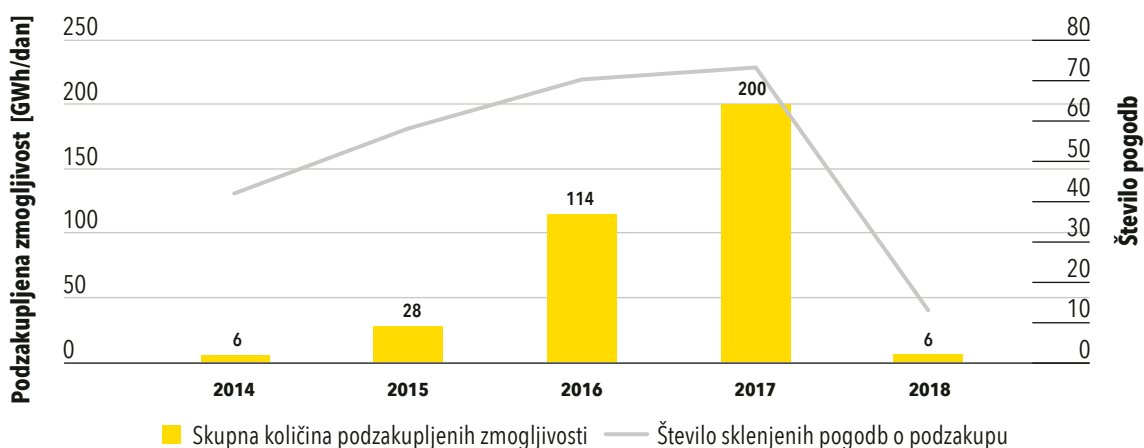
	Mejne vstopne točke	Mejne izstopne točke
Število ponudnikov prenosnih zmogljivosti	4	2
Število ponudb	11	8
Skupna količina ponujenih zmogljivosti v kWh/dan	7.368.000	2.832.000
Število povpraševalcev po zmogljivostih	3	2
Število povpraševanj	6	7
Skupna količina povpraševanih zmogljivosti v kWh/dan	3.864.000	2.280.000
Število ponudnikov, ki so prodali prenosno zmogljivost	3	2
Število povpraševalcev, ki so zakupili prenosno zmogljivost	3	2
Število sklenjenih pogodb o podzakupu	6	7
Skupna količina podzakupljenih zmogljivosti v kWh/dan	3.864.000	2.280.000
Število zavrženih podzakupov	0	0

Vira: agencija, Plinovodi

Po treh zaporednih letih naraščanja zakupljenih količin in sklenjenih poslov na sekundarnem trgu je v letu 2018 prišlo do strmega upada. Sklenjenih je bilo samo 13 pogodb o podzakupu ali 82 % manj kot leto prej. Količina podzakupljenih zmogljivosti je dosegla le 3 % vrednosti količin leta 2017.

97-%
upad podzakupljenih zmogljivosti
na sekundarnem trgu

Slika 94: Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi v obdobju 2014–2018



Vira: agencija, Plinovodi

Zaradi izteka dolgoročnih pogodb o prenosu in močno zmanjšanih novih zakupov zmogljivosti na mejnih točkah je na sekundarnem trgu prišlo do upada trgovanja, prav tako pa tudi vse močnejši trend zakupa kratkoročnih zmogljivosti in boljše optimiranje zakupa zmanjšujejo pomen sekundarnega trga prenosnih zmogljivosti.

3.2.2.3 Prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov zemeljskega plina

Odjemna mesta končnih odjemalcev na prenosnem sistemu in 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, ob tem pa morajo imeti operaterji vzpostavljen dostop do dnevnih vrednosti meritev.

Nov način določanja nednevno merjenih prevzemov uporabnikov zemeljskega plina

Za odjemna mesta, katerih merilne naprave ne omogočajo dnevnega merjenja in predstavljajo večino odjemnih mest na distribucijskih sistemih, se je s 1. oktobrom 2018 začela dnevno določati poraba zemeljskega plina na podlagi posodobljenih obremenitvenih profilov odjemalcev, ki upoštevajo namen rabe plina, obdobje ogrevalne sezone, v primeru temperaturno odvisnih odjemnih mest pa tudi zunanjo temperaturo in dan v tednu.

Nov način določanja nednevno merjenih prevzemov uporabnikov zemeljskega plina je nadomestil obstoječi način določanja porabe, ki pri temperaturno odvisnih odjemnih mestih ni omogočal določanja količin dnevne oziroma urne porabe ter količin odjema ni pogojeval z zunanjo temperaturo oziroma temperaturnim primanjkljajem v obdobju, za katero se določa odjem. Uporaba nove metodologije omogoča procesiranje dnevnih napovedi odjema s tremi posodobitvami znotraj dneva za nednevno merjena odjemna mesta, priključena na distribucijski sistem zemeljskega plina.

Na podlagi metodologije za prognoziranje se po novem načinu določanja porabe za vsako nednevno merjeno odjemno mesto glede na vrsto odjema dodeli profil obremenitve, katerega uporaba z največjo verjetnostjo odraža dejanski odjem in tako zagotavlja čim bolj kakovostne podatke za dodelitev odjema po odjemnih mestih oziroma dodelitev količin plina po bilančnih skupinah. Podatki nosilec bilančnih skupin zagotavljajo boljši nadzor in učinkovitejšo izravnano odstopanj.

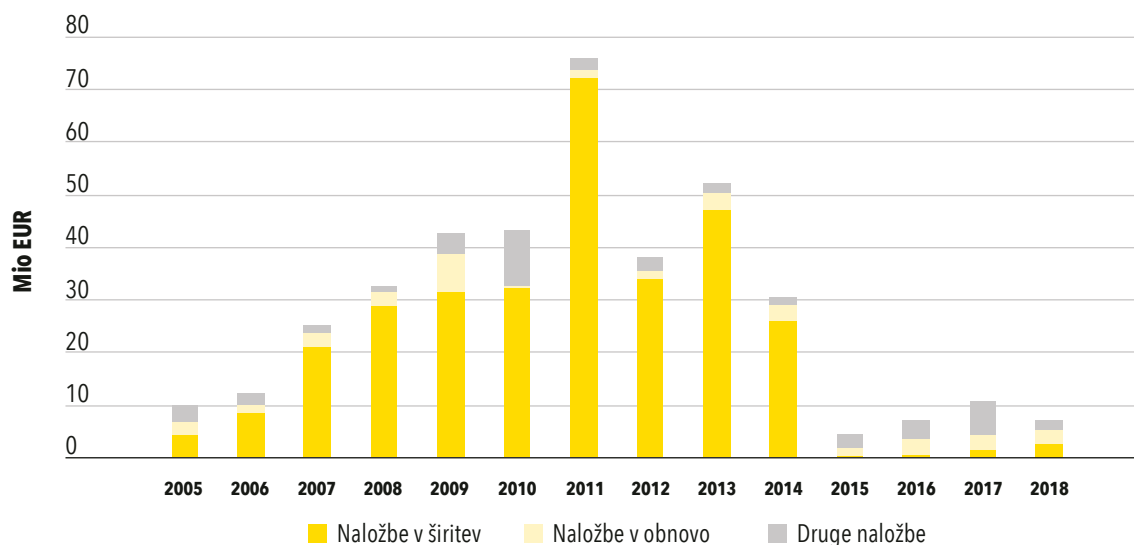
3.2.2.4 Večletni razvoj plinovodnega omrežja

Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina

7,1 mio €
naložb v prenosni sistem
zemeljskega plina

Operater prenosnega sistema je v letu 2018 za naložbe v prenosni sistem namenil 7,1 milijona evrov, kar je 34 % manj kot leto prej. Naložbe v širitev in obnovo so znašale 5,4 milijona evrov, druge naložbe pa 1,7 milijona evrov. Velika večina naložb je bila financirana iz amortizacije osnovnih sredstev, le dobri 3 % pa z nepovratnimi sredstvi v okviru programa CEF-E.

Slika 95: Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina v obdobju 2005–2018



Vira: agencija, Plinovodi

Pomembnejše naložbene aktivnosti v letu 2018 so zajemale zaključek gradnje prenosnega plinovoda R38 Kalce-Godovič in MRP Godovič, zaključek izvajanja del za dvosmerni pretok na mejni MRP Rogatec, zaključek gradnje prenosnega plinovoda R13c Miklavž-Hoče in MRP IC Hoče, zaključek gradnje MRP Šobec ter zaključek gradnje prenosnega plinovoda in merilne postaje MP SZP Celje.

Agencija je operaterju prenosnega sistema izdala soglasje k Desetletnemu razvojnemu načrtu prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2019-2028. Razvojni načrt je vsebinsko usklajen z desetletnim načrtom ENTSG TYNDP 2017. Hkrati z razvojnimi načrtom je agencija potrdila tudi Naložbeni načrt za obdobje 2019-2021, v katerem so podrobneje predstavljene naložbe, ki jih bo operater prenosnega sistema izvedel v naslednjih treh letih.

Najpomembnejše naložbene dejavnosti v letu 2019 zajemajo izgradnjo priključnih plinovodov M5 Vodice-Jarše in R51 Jarše-TE-TOL, ki bosta omogočila novo priključitev termoelektrarnega objekta. Nadaljevala se bodo dela za izgradnjo plinovoda M6 Ajdovščina-Lucija, s katerim bo omogočena plinifikacija Obalno-kraške regije in dela za izgradnjo sistemske zanke R51c Kozarje-Vevče, ki bo izboljšala zanesljivost oskrbe Ljubljane z okolico. Predvidena so še pripravljajna dela za izgradnjo prve etape plinovoda R29 Jesenice-Kranjska Gora. Nadaljevala se bo tudi priprava dokumentacije za morebitno plinovodno povezavo Slovenije z madžarskim plinskim trgom.

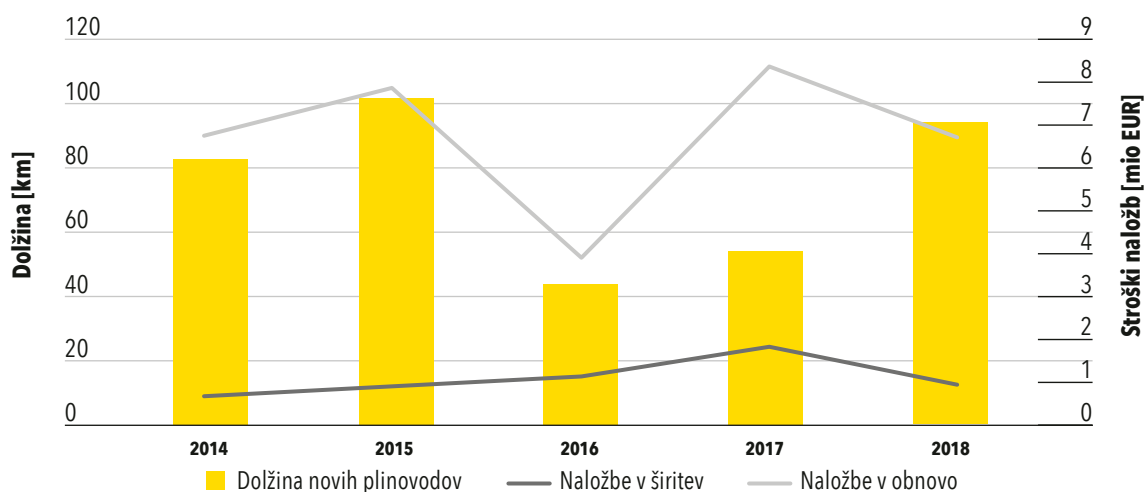
Naložbe v distribucijska omrežja zemeljskega plina

Operaterji distribucijskih sistemov so zgradili 94 kilometrov novih plinovodov, skupna dolžina distribucijskih plinovodov se je tako povečala za 1,8 % in je konec leta znašala 4827 kilometrov. Obnovljenih je bilo 2,6 kilometra distribucijskih plinovodov.

Skupna vrednost naložb v distribucijske sisteme je znašala 8,4 milijona evrov. Naložbe v širitev omrežja so znašale 6,7 milijona evrov, naložbe v obnovo distribucijskih sistemov pa 0,9 milijona evrov. Druge naložbe so znašale 0,8 milijona evrov.

94 km
novih distribucijskih
plinovodov

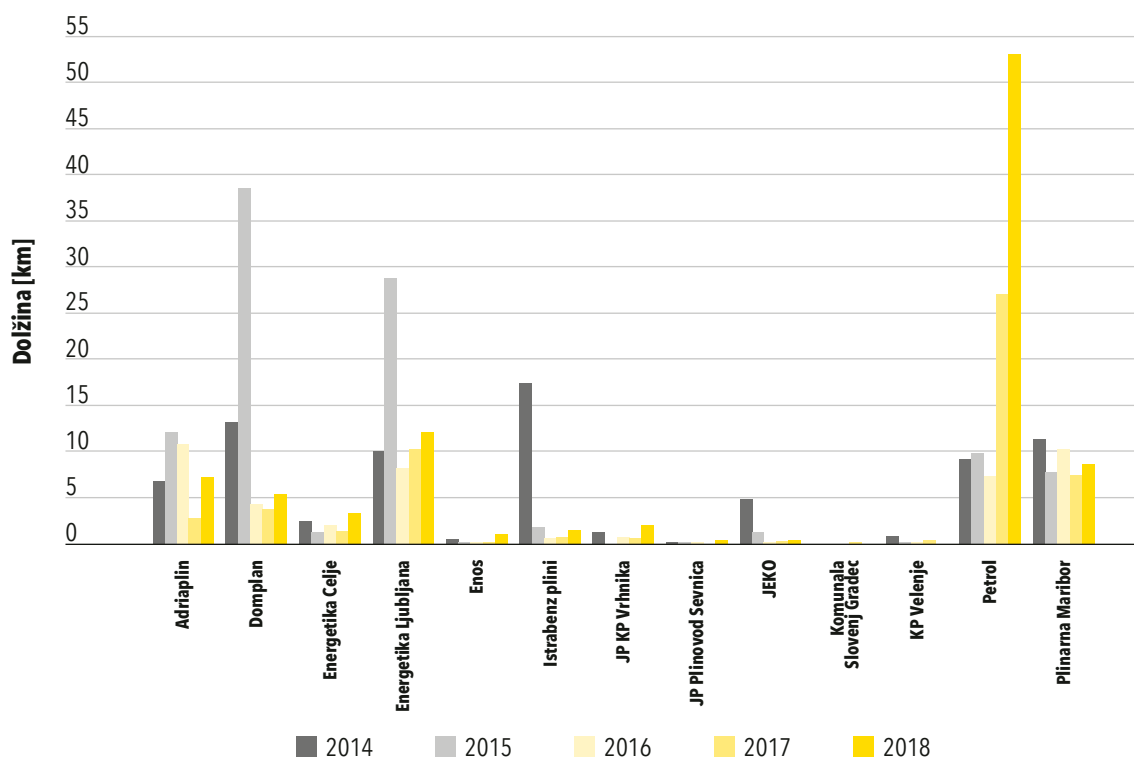
Slika 96: Trend izgradnje novih plinovodov in stroški naložb v obdobju 2014-2018



Vir: agencija

Slika 97 prikazuje intenzivnost izgradnje novih plinovodov posameznih operaterjev distribucijskih sistemov. Trije operaterji so zgradili skupaj 78 % novih plinovodov, osem operaterjev pa v zadnjih treh letih skoraj ni širilo svojih distribucijskih sistemov. Največ zgrajenih plinovodov je na območjih, kjer so na novo pridobili koncesije.

Slika 97: Dolžina novih distribucijskih omrežij v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

3.2.2.5 Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost oskrbe

Največja dnevna konična obremenitev prenosnega omrežja je bila zabeležena 28. februarja 2018 in je znašala 2.427.255 kWh/h. Zmogljivosti na mejnih vstopno-izstopnih točkah so bile zadostne, saj do pogodbene ali fizične prezasedenosti ni prišlo.

Operator prenosnega sistema je izdal 18 soglasij za priključitev, kar je eno več kot leto prej. Izvedene so bile tri fizične priključitve na prenosni sistem, leto pred tem jih je bilo osem. Povprečni čas trajanja fizične priključitve je znašal 311 dni, kar je dobrih trikrat več kot leta 2017. Povprečni čas celotnega postopka skupaj z upravnim postopkom je trajal 355 dni, kar je več kot dvakrat več kot leto prej.

Operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina so prejeli 2226 vlog za izdajo soglasja za priključitev in izdali enako število soglasij. Število izdanih soglasij se je v primerjavi s predhodnim letom povečalo za slabih 7 %. Operaterji so v tem letu izvedli priključitve 2106 odjemnih mest.

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 60 oziroma 79 dni. Fizična priključitev na omrežje je bila pri večini operaterjev povprečno izvedena v obdobju od 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 47 dni.

V letu 2018 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 302 nenačrtovanih del. Zaradi načrtovanih del je prišlo do prekinitev dobave zemeljskega plina v trajanju 116 ur. V decembru je prišlo do nenačrtovane prekinitve prenosa zemeljskega plina, ki je trajala 13 ur.

Na distribucijskih sistemih so izvedli 2962 načrtovanih del. Njihovo število se je v primerjavi z letom prej precej zmanjšalo, skupni čas trajanja del pa se je podaljšal za 20 %. Izvajanje načrtovanih del je odjemalcem povzročilo 672 ur prekinitev dobave zemeljskega plina. Štirje operaterji so izvedli načrtovana dela brez motenj oziroma prekinitev oskrbe, pri štirih je bil skupni čas prekinitev manj kot osem ur, pri operaterju z največ odjemalci pa je skupni čas prekinitev znašal 288 ur. Zabeleženi čas posamezne prekinitve je znašal najmanj eno in največ 60 ur. Pri 10 od 13 operaterjev čas posamezne prekinitve ni presegel osmih ur.

Nenačrtovanih posegov na distribucijskih sistemih je bilo 479 in so povzročili 103 prekinitev oskrbe. Skupni čas nenačrtovanih prekinitev je znašal 639 ur. Pri petih operaterjih tovrstnih prekinitev ni bilo, pri dveh je čas prekinitev trajal do sedem ur, pri preostalih šestih pa je skupni čas nenačrtovanih prekinitev znašal med 28 in 150 urami.

Na distribucijskih sistemih je bilo izvedenih tudi 508 del na zahtevo in za potrebe tretjih oseb; skupni čas izvajanja teh del je znašal 4809 ur.

Na območjih dveh operaterjev zaprtih distribucijskih sistemov so bila izvedena načrtovana vzdrževalna dela, ki so pri enem operaterju trajala 472 ur brez prekinitev oskrbe, v primeru drugega operaterja pa 263 ur, prav tako brez prekinitev oskrbe.

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 2016–2018 vsebuje tabela 34.

Tabela 34: Parametri priključevanja in izvedenih vzdrževalnih del v obdobju 2016–2018

	Operater prenosnega sistema			Operaterji distribucijskega sistema		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Priključevanje na sistem						
Število izdanih soglasij	7	17	18	1.761	2.082	2.226
Povprečni čas trajanja upravnega postopka [dni]	9	63	44	15	14	10
Najdaljši čas trajanja upravnega postopka [dni]	–	–	–	80	60	45
Najkrajši čas trajanja upravnega postopka [dni]	–	–	–	1	1	1
Število izvedenih priključitev	1	8	3	1.446	1.720	2.106
Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	58	155	355	22	26	21
Najdaljši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	–	–	–	60	104	79
Najkrajši čas trajanja celotnega postopka priključitve [dni]	–	–	–	4	4	4
Vzdrževalna dela na sistemu						
Število izvedenih načrtovanih del	12	12	12	5.108	5.118	2.962
Skupni čas izvajanja načrtovanih del [ure]	107.144	105.728	102.144	105.905	95.206	117.528
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi načrtovanih del [ure]	0	0	116	608	1.360	672
Najdaljši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	0	0	35	88	96	60
Najkrajši čas posamezne načrtovane prekinitve [ure]	0	0	10	7	1	1
Število izvedenih nenačrtovanih del	264	267	302	486	436	479
Skupni čas izvajanja nenačrtovanih del [ure]	502	559	711	1.761	2.858	2.478
Število prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del	0	0	1	71	111	103
Skupni čas prekinitev oskrbe zaradi nenačrtovanih del [ure]	0	0	13	7.939	10.696	639

Vir: agencija

3.2.3 Omrežnine za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina

3.2.3.1 Določitev omrežnine

Omrežnino za prenosni in distribucijske sisteme določijo operaterji sistema v regulativnem okviru s soglasjem agencije. Podlagi za določitev omrežnine za leto 2018 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 agencija pripravila in sprejela 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.

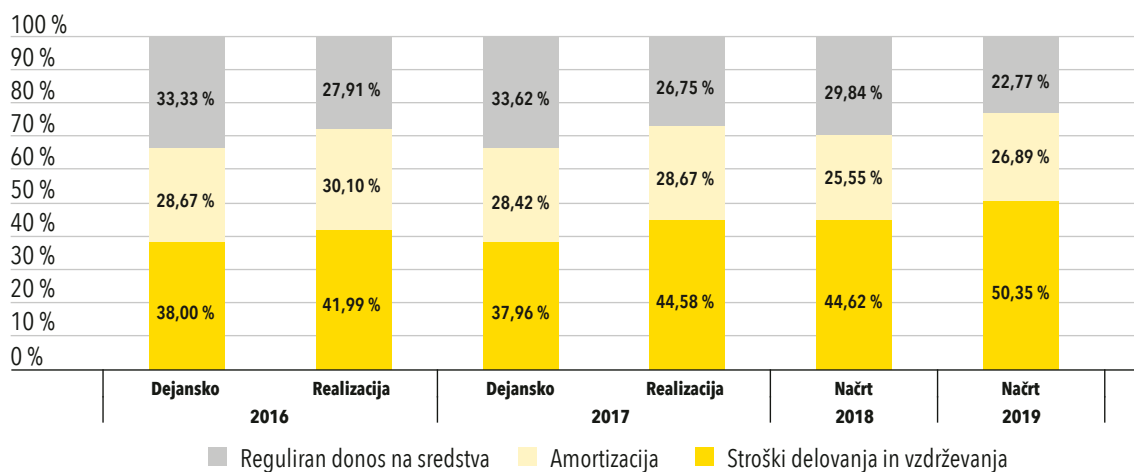
Operaterji sistema za regulativno obdobje, ki je določeno na podlagi metodologije za določitev omrežnine, določijo regulativni okvir tako, da se z omrežnino zagotavlja pokrivanje stroškov, ki so nujno potrebni za opravljanje tovrstne dejavnosti. Sem sodijo stroški delovanja in vzdrževanja, stroški amortizacije 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.

Po preteku posameznega leta regulativnega obdobja se ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira kot razlika med dejanskimi upravičenimi stroški operaterja sistema in dejanskimi viri za pokrivanje upravičenih stroškov. Dejanski upravičeni stroški operaterja sistema in dejanski viri za pokrivanje upravičenih stroškov so izračunani na podlagi kriterijev za njihovo določitev. Odstopanja od regulativnega okvira se odražajo v primanjkljaju ali presežku omrežnine in se upoštevajo pri določitvi omrežnine v naslednjih letih.

S 1. januarjem 2016 je začelo veljati triletno regulativno obdobje, ki je trajalo do 31. decembra 2018. V letu 2018 so operaterji sistema na podlagi kriterijev iz akta preračunali načrtovane upravičene stroške leta 2017 v dejanske, torej priznane z regulacijo. Preračune je agencija preverila in na podlagi podatkov iz poslovnih knjig operaterjev sistema izračunala realizirane upravičene stroške.

Iz primerjave struktur dejanskih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema v letih 2016 in 2017 (slika 98) izhaja, da se v letu 2017 glede na leto 2016 struktura upravičenih stroškov ni bistveno spremenila.

Slika 98: Struktura upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema v obdobju 2016–2019

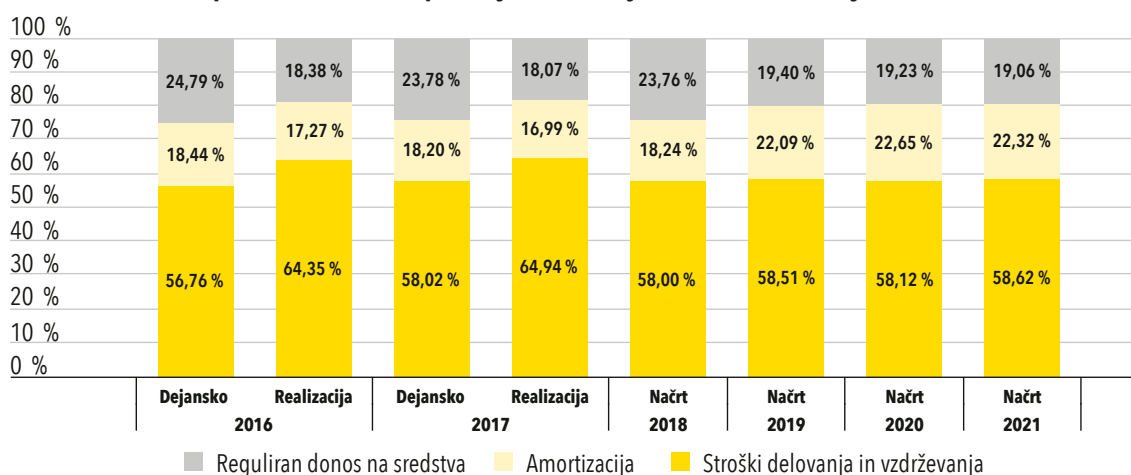


Iz primerjave struktur dejanskih in realiziranih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema (slika 98) tudi izhaja, da so se večje razlike tako v letu 2016 kot tudi v letu 2017 pojavljale pri stroških delovanja in vzdrževanja ter pri reguliranem donosu na sredstva. Odstotek realiziranih stroškov delovanja in vzdrževanja v letu 2017 je v celotnih realiziranih upravičenih stroških, tako kot že v letu 2016, višji kot odstotek dejanskih stroškov delovanja in vzdrževanja v celotnih dejanskih upravičenih stroških. To pomeni, da je operater prenosnega sistema posloval stroškovno neučinkovito, zato je njegov realizirani reguliran donos na sredstva nižji, kot je priznan z regulacijo.

Slika 99 prikazuje strukturo upravičenih stroškov vseh operaterjev distribucijskih sistemov. Iz primerjave struktur dejanskih upravičenih stroškov operaterjev distribucijskega sistema v letih 2016 in 2017 izhaja, da se v letu 2017 glede na leto 2016 struktura upravičenih stroškov ni bistveno spremenila.

Primerjava struktur dejanskih in realiziranih upravičenih stroškov za leto 2017 pokaže podobne ugotovitve kot pri operaterju prenosnega sistema, in sicer največje razlike v delu stroškov delovanja in vzdrževanja ter reguliranega donosa na sredstva. Prav tako lahko povzamemo, da je bila tudi dejavnost operaterjev distribucijskega sistema v tem delu stroškovno neučinkovita, kar se kaže v nižjem realiziranem reguliranem donosu na sredstva, kot je priznan z regulacijo.

Slika 99: Struktura upravičenih stroškov operaterjev distribucijskih sistemov v obdobju 2016–2021



Vir: agencija

Leto 2018 je bilo zadnje leto regulativnega obdobja 2016–2018, zato je agencija v tem letu izdala Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira operaterja sistema zemeljskega plina za naslednje regulativno obdobje, Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina in Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina. Na podlagi teh aktov je v letu 2018 izdala soglasja k regulativnemu okviru, tarifnim postavkam omrežnine in tarifnim postavkam za ostale storitve za leto 2019 operaterju prenosnega sistema⁵² in za obdobje 2019–2021 operaterjem distribucijskega sistema. Za navedeno obdobje je operater prenosnega sistema zemeljskega plina določil 57 milijonov evrov upravičenih stroškov, operaterji distribucijskega sistema pa skupno 155,7 milijona evrov upravičenih stroškov.

Strukture načrtovanih upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema in operaterjev distribucijskih sistemov prikazujeta sliki 98 in 99. Iz primerjav struktur načrtovanih upravičenih stroškov za leto 2019 pri operaterju prenosnega sistema ter za obdobje 2019–2021 pri operaterjih distribucijskega sistema z načrtom leta 2018 izhaja, da se je struktura upravičenih stroškov spremenila zaradi znižanja načrtovanega reguliranega donosa na sredstva kot posledica nižje določene stopnje donosa kot v regulativnem okviru 2016–2018.

57 mio €

načrtovanih virov za delovanje prenosnega sistema v letu 2019

155,7 mio €

načrtovanih virov za delovanje distribucijskih sistemov v obdobju 2019–2021

⁵² Operater prenosnega sistema je v letu 2018 določil regulativni okvir, tarifne postavke za omrežnine in tarifne postavke za druge storitve samo za leto 2019, saj bo moral tarifne postavke za leto 2020 in dalje uskladiti z Uredbo 2017/460 o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin

3.2.3.2 Obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina

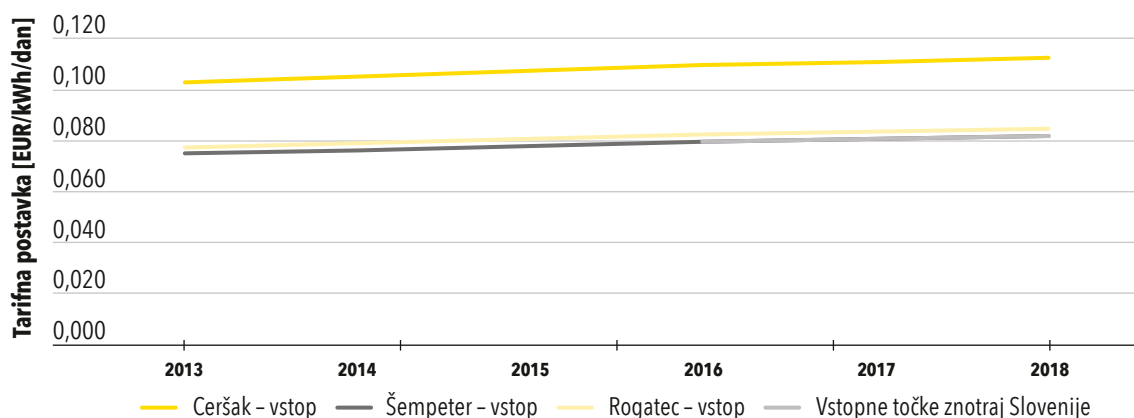
Operater prenosnega sistema obračunava uporabnikom prenosnega sistema omrežnino za vstopne in izstopne točke glede na zakupljeno zmogljivost posamezne vstopne ali izstopne točke. Uporabniki sistema zakupijo zmogljivosti povezovalnih točk prek spletne rezervacijske platforme Prisma, in sicer kot letni, četrletni, mesečni, dnevni ali znotrajdnevni standardni produkt zmogljivosti. Uporabniki sistema, ki zakupijo zmogljivosti znotraj Slovenije, pa lahko zakupijo letni, mesečni, dnevni standardni produkt zmogljivosti in standardni produkt zmogljivosti za dan vnaprej. Glede na pogoje dodeljevanja zmogljivosti se lahko zakup zmogljivosti izvede kot zakup zagotovljene ali prekinljive zmogljivosti.

Omrežnina za posamezno vstopno oziroma izstopno točko je odvisna od produkta zmogljivosti in točke zakupa. Na izstopnih točkah znotraj Slovenije je omrežnina odvisna tudi od uvrstitve uporabnika sistema v odjemno skupino glede na višino zakupa zmogljivosti.

Uporabnikom prenosnega sistema, ki zakupijo izstopno zmogljivost, se obračunata tudi omrežnina za lastno rabo in omrežnina za meritve. Omrežnina za lastno rabo je odvisna od prenesene količine zemeljskega plina na posamezni izstopni točki, omrežnina za meritve pa od velikosti merilne naprave in števila tlačnih redukcij.

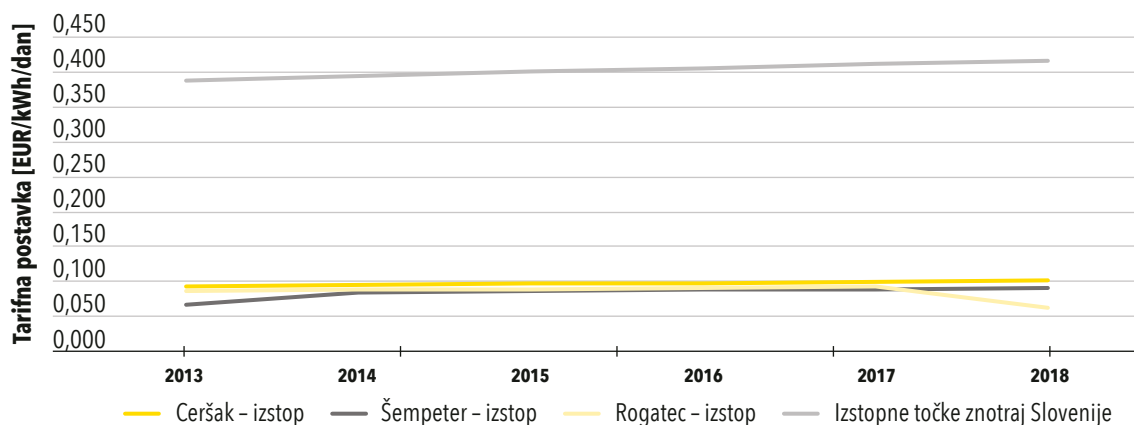
Tarifne postavke omrežnine za posamezno leto regulativnega obdobja določi operater prenosnega sistema, potrdi pa jih agencija z izdajo soglasja k regulativnemu okviru. Tarifne postavke omrežnine za leto 2018 so bile določene že z regulativnim okvirom za obdobje 2016–2018.

Slika 100: Gibanje tarifnih postavk omrežnine za vstopne točke v obdobju 2013–2018



Vir: agencija

Slika 101: Gibanje tarifnih postavk omrežnine za izstopne točke v obdobju 2013–2018



Vir: agencija

Mesec dni pred izvedbo dražbe letnih zmogljivosti so bile določene tarifne postavke omrežnine za leto 2019. V letu 2018 je potekalo precej dejavnosti, povezanih z izpolnjevanjem zahtev Uredbe Komisije (EU) 2017/460 o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin. Izvedeno je bilo posvetovanje o oblikovanju stopenj multiplikatorjev, sezonskih faktorjev in popustov za določitev prenosnih tarif skladno z 28. členom uredbe 2017/460. Hkrati s tem posvetovalnim dokumentom je tudi operater prenosnega sistema objavil posvetovalni dokument, ki ga zahteva 26. člen te uredbe in se nanaša na redno posvetovanje glede določitve referenčnih cen. Po prejetih pripombah zainteresirane javnosti je ACER decembra 2018 podal svoje mnenje, agencija pa je do konca marca 2019 sprejela in objavila utemeljeno odločitev o vseh navedbah iz člena 26(1).

3.2.3.3 Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina

Odjemalci na distribucijskih sistemih operaterjem teh sistemov 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 in za posamezna geografska območja. V 81 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 pogodbenne distribucijske zmogljivosti ali moči, distribuirane količine zemeljskega plina, velikosti in tipa uporabljene merilne naprave in upoštevanja preostalih parametrov iz metodologije za obračunavanje omrežnine.

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

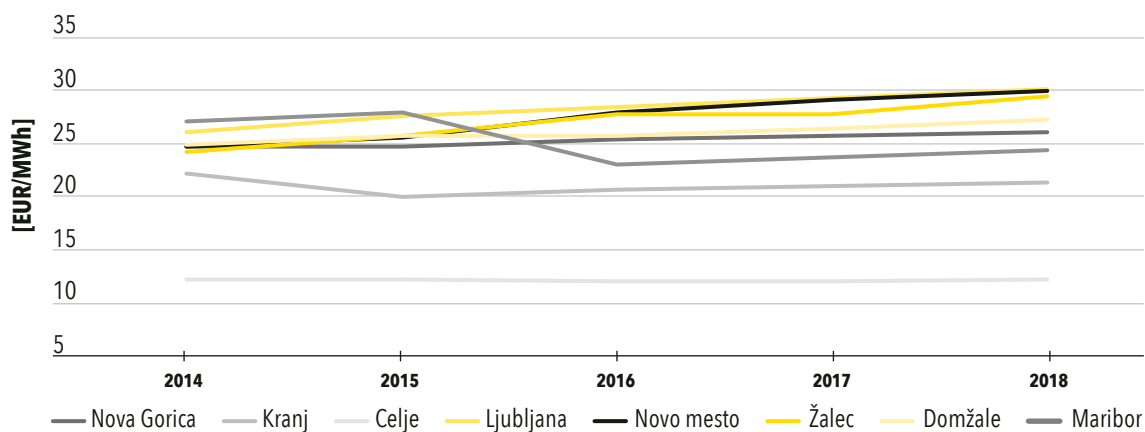
- znesek za distribucijo zemeljskega plina in
- znesek za izvajanje meritev.

Gibanje višine omrežnine za distribucijo na MWh porabljenega zemeljskega plina za značilne gospodinske odjemalce in srednje velike industrijske odjemalce v posameznih letih obdobja 2014–2018 za osem večjih občin prikazujejo slike 102, 103, 104 in 105. V teh občinah je oskrbovanih več kot 71 % vseh odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme.

Značilnim manjšim gospodinjstvom odjemalcem (odjemna skupina D1 z letno porabo 3765 kWh), srednje velikim gospodinjstvom odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 32 MWh) in velikim gospodinjstvom odjemalcem (odjemna skupina D3 z letno porabo 215 MWh) se je na sedmih od obravnavanih osmih geografskih območij letni znesek omrežnine v letu 2018 glede na predhodno leto nekoliko zvišal. Povprečni dvig omrežnine za značilni odjem gospodinjstvom odjemalcev glede na leto 2017 je znašal dobra 2 %. Posamične vrednosti zvišanj so znašale do 6 % pri najmanjših odjemalcih, do 5 % pri srednje velikih in 4 % pri večjih gospodinjstvom odjemalcih. V posameznih primerih so bili letni zneski za omrežnino celo nižji kot pred petimi leti.

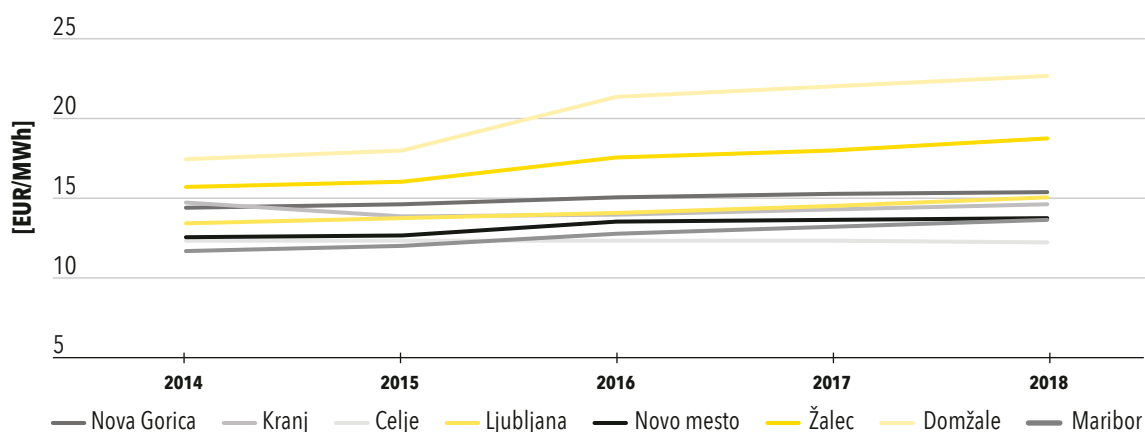
Pri srednje velikih industrijskih odjemalcih (odjemna skupina I3 z letno porabo 8608 MWh) na območju osmih večjih občin se je povprečni letni strošek omrežnine glede na predhodno leto zvišal za slaba 2 %. Povprečna letna rast stroškov omrežnine pri tovrstnih odjemalcih je v zadnjem petletnem obdobju znašala 2,4 %. Razlike v višini letnih zneskov omrežnine v posameznih občinah so odraz različnih struktur odjemalcev in njihovega odjema ter tudi starosti in obsega distribucijskih sistemov.

Slika 102: Gibanje omrežnine za distribucijo za manjše gospodinske odjemalce – D1 (3.765 kWh) v obdobju 2014–2018



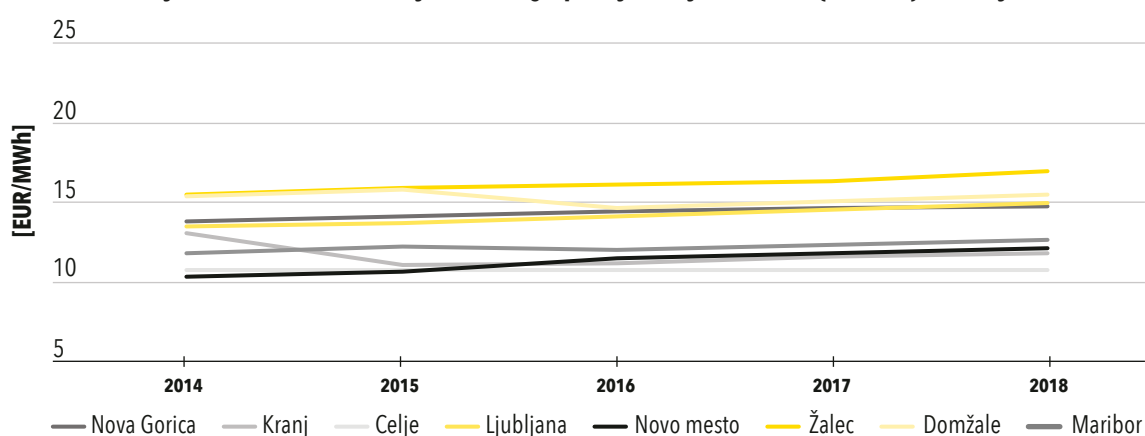
Vir: agencija

Slika 103: Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (32 MWh) v obdobju 2014–2018



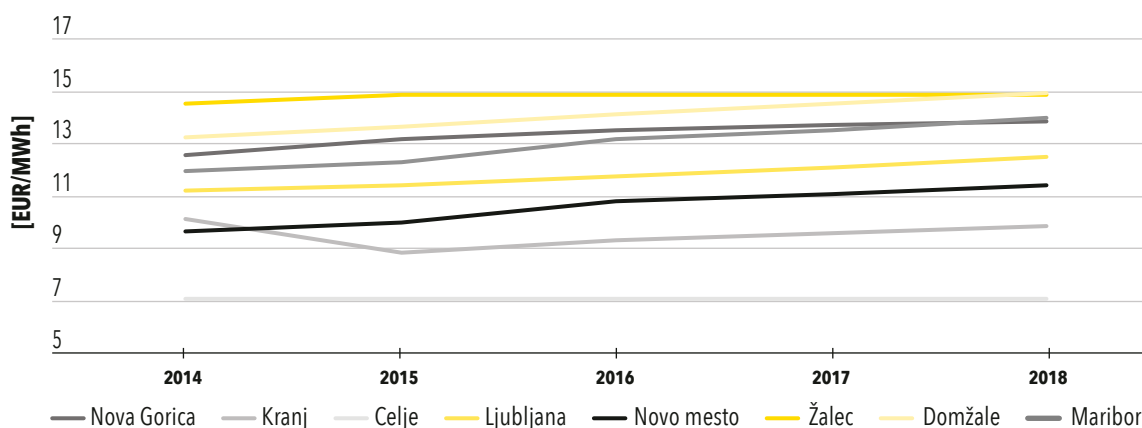
Vir: agencija

Slika 104: Gibanje omrežnine za distribucijo za velike gospodinske odjemalce – D3 (215 MWh) v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Slika 105: Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 (8.608 MWh) v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

3.2.4 Zmogljivosti na mejnih točkah

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 51.249 dražb, na katerih so bile ponujene posamezne in združene zmogljivosti. Uspešnih dražb zagotovljenih zmogljivosti je bilo 380, od tega je bilo tri četrtine dražb združenih zmogljivosti. Uspešne dražbe prekinljivih zmogljivosti so bile štiri, vse so bile za posamezne zmogljivosti. Vseh uspešnih dražb je bilo 0,75 %. Dražb razširitvenih zmogljivosti v letu 2018 ni bilo.

Tabela 35: Število uspešno izvedenih dražb zagotovljenih zmogljivosti

	Ceršak, vstop	Rogatec, izstop	Šempeter, vstop	Šempeter, izstop
Dražbe letnih zmogljivosti	3	2	0	0
Dražbe četrtnih zmogljivosti	6	1	0	0
Dražbe mesečnih zmogljivosti	14	6	0	0
Dražbe zmogljivosti za dan vnaprej	182	21	3	10
Dražbe zmogljivosti znotraj dneva	84	13	0	35
Dražbe združenih zmogljivosti	205	29	3	45
Dražbe posameznih zmogljivosti	84	14	0	0

Vira: agencija, Plinovodi

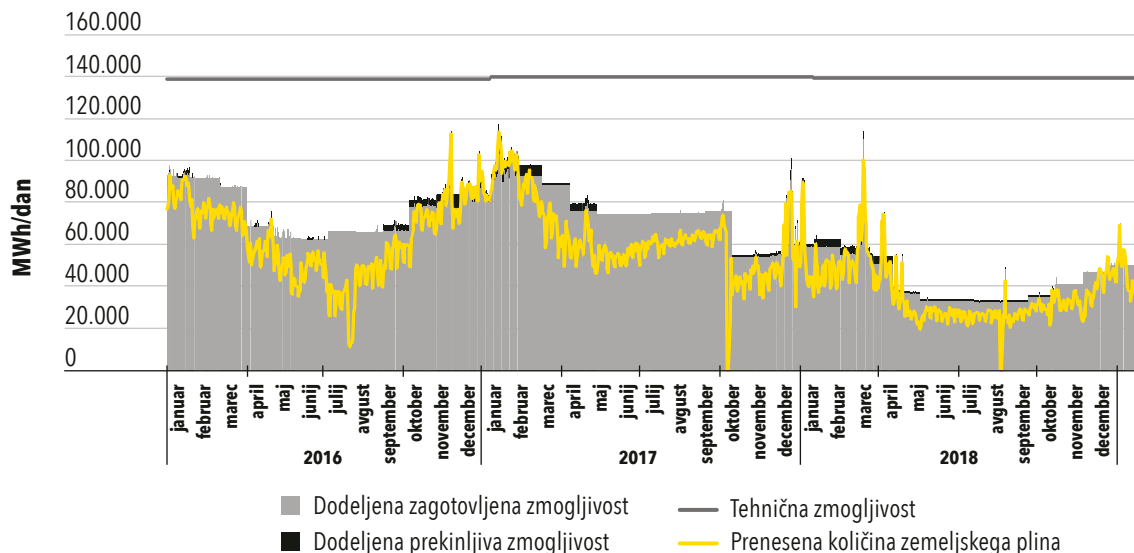
Operater prenosnega sistema je v sodelovanju z operaterjem prenosnega sistema Madžarske izvedel oceno povpraševanja za zakup zmogljivosti na načrtovani povezovalni točki Pince. Prejeli so sedem nezavezujočih ponudb za zakup zmogljivosti v smeri Madžarska-Italija za plinska leta od 2024 do 2033. V sodelovanju s sosednjim operaterjem prenosnega sistema je bilo pripravljeno in v javno obravnavano dano tudi skupno poročilo o prejetih ponudbah.

Tehnične zmogljivosti na povezovalnih točkah se v obdobju 2016–2018 niso spreminjale, do krajših obdobj zmanjšanja tehničnih zmogljivosti je prišlo le v dneh, ko so se izvajala vzdrževalna dela na prenosnem sistemu.

Z novim plinskim letom je v oktobru 2017 prišlo do zmanjšanja zakupa zmogljivosti na največji slovenski mejni vstopni točki Ceršak, v večji meri zaradi povečanja oskrbe Hrvaške s plinom preko Madžarske, v manjši meri pa tudi zaradi vse večjega optimiziranja zakupa zmogljivosti, tudi s kratkoročnimi

zmogljivostmi. Tako je bilo v letu 2018 na vstopni točki Ceršak zakupljenih 42 % manj zmogljivosti kot leto prej. Skladno z manjšim zakupom zmogljivosti so bile v letu 2018 za enak odstotek manjše tudi transportirane količine plina.

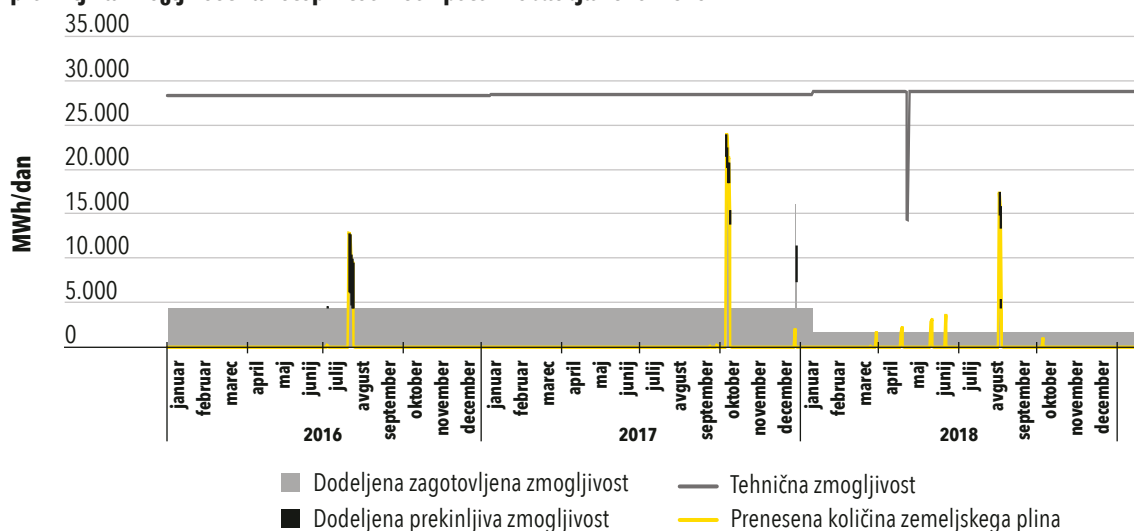
Slika 106: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na mejni vstopni točki Ceršak v obdobju 2016–2018



Vira: agencija, Plinovodi

Na vstopni točki Šempeter je z januarjem 2018 prišlo do zmanjšanja zakupa že tako nizko zakupljenih zmogljivosti. Transport plina se je skozi to vstopno točko izvajal le izjemoma, še največ v avgustu, ko je prišlo do popolne redukcije zmogljivosti na mejni vstopni točki Ceršak.

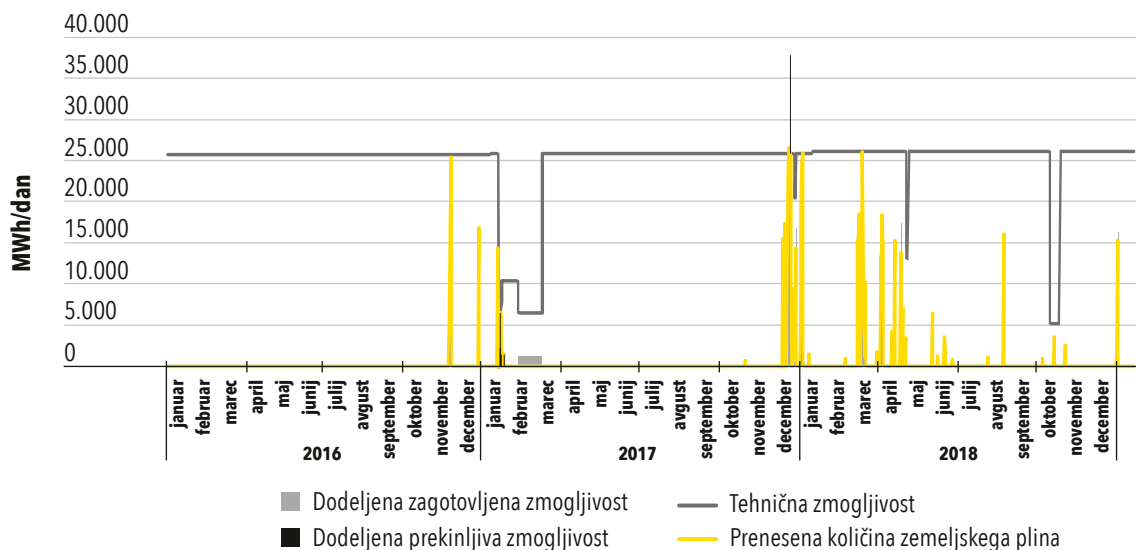
Slika 107: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Šempeter v obdobju 2016–2018



Vira: agencija, Plinovodi

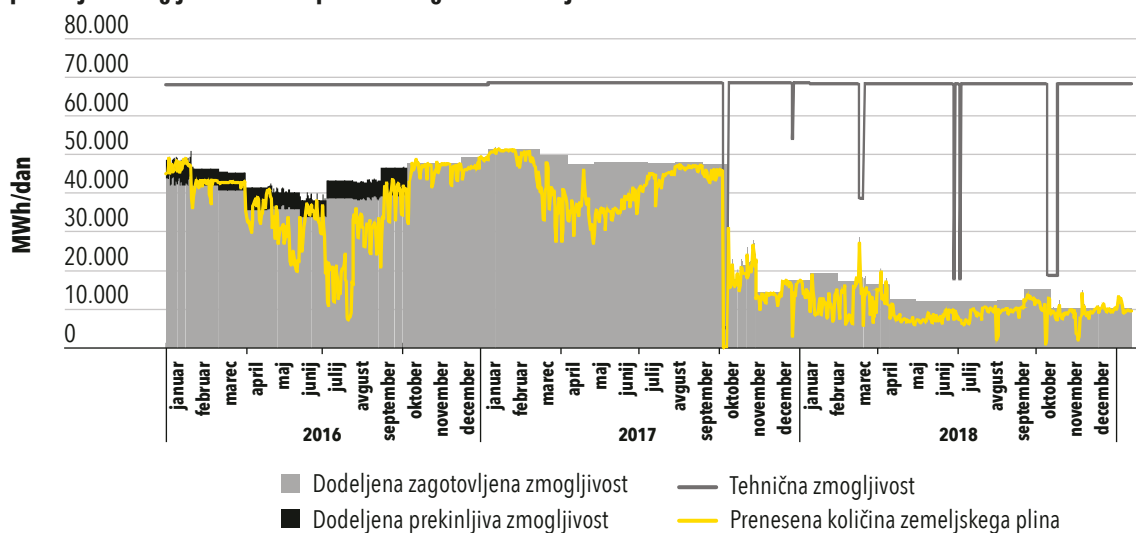
Nekoliko več prenosa plina je bilo na izstopni točki Šempeter, kjer je bila februarja en dan tehnična zmogljivosti stoddostno zakupljena in tudi izkoriščena. Na splošno pa se ta izstopna točka zadnjih nekaj let uporablja samo kot rezervna vstopna točka v italijanski prenosni sistem v primeru vzdrževalnih del, motenj ali fizične prezasedenosti povezovalne točke med Avstrijo in Italijo (Podklošter/Trbiž).

Slika 108: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Šempeter v obdobju 2016–2018



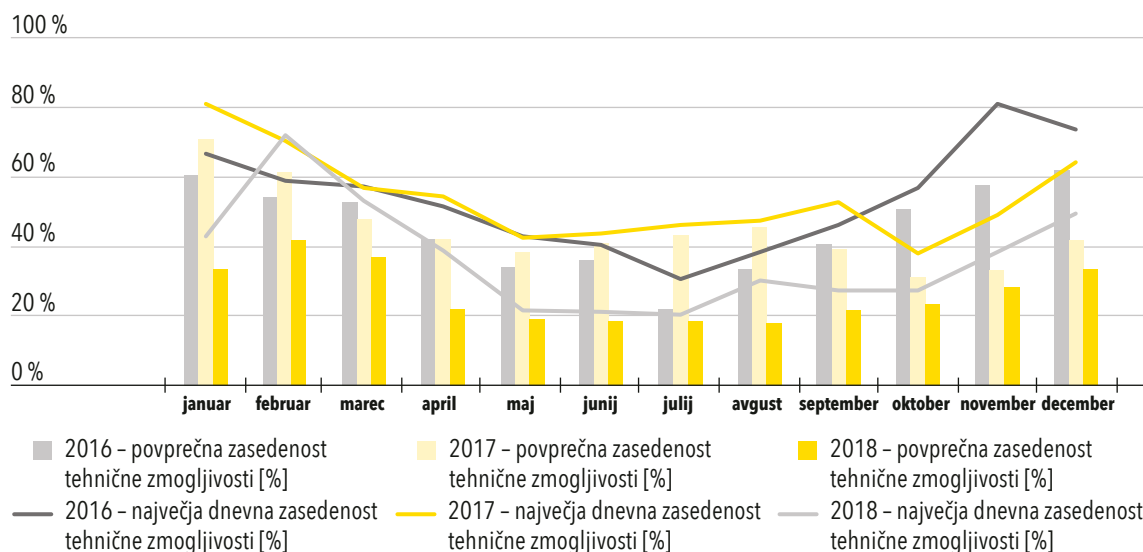
Še izraziteje kot na vstopni točki Ceršak je z oktobrom 2017 prišlo do zmanjšanja zakupa zmogljivosti na izstopni točki Rogatec. Letni upad pretoka plina iz Slovenije v Hrvaško je v letu 2018 znašal 72 %, v primerjavi z letom 2017 pa je bila zakupljena samo tretjina zmogljivosti.

Slika 109: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Rogatec v obdobju 2016–2018



Skladno z manjšim zakupom zmogljivosti so bile nižje tudi letne povprečne zasedenosti tehničnih zmogljivosti, kar je bilo najbolj očitno na največji mejni vstopni in izstopni točki. Na vstopni točki Ceršak je letna povprečna zasedenost tehnične zmogljivosti znašala 26 %, na izstopni točki Rogatec pa samo 16 %.

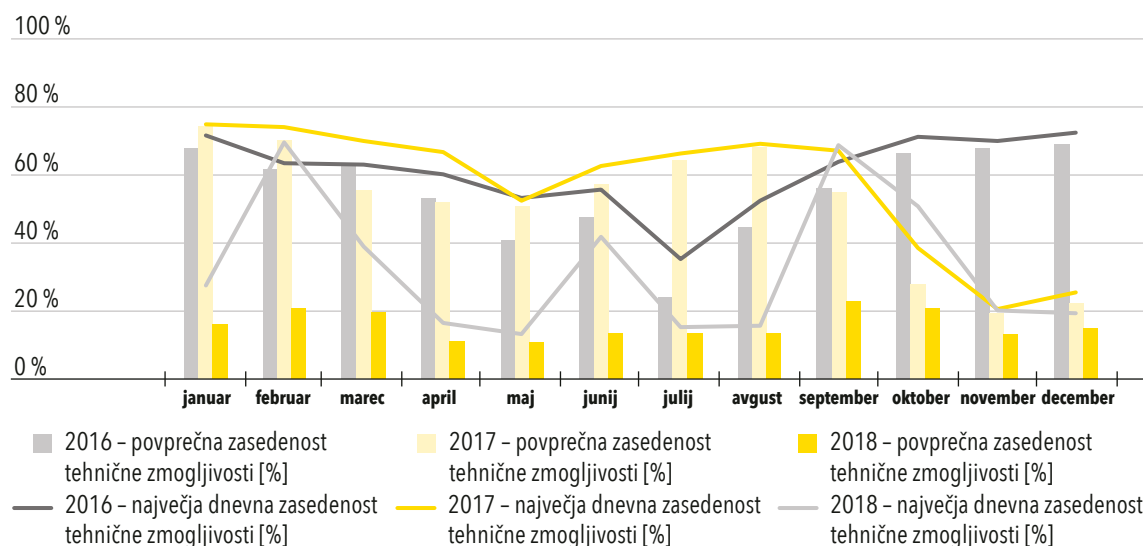
Slika 110: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni vstopni točki Ceršak v obdobju 2016–2018



Vira: agencija, Plinovodi

Tudi največje dnevne zasedenosti tehnične zmogljivosti so bile v 2018 večinoma nižje kot v predhodnih letih. Na obeh največjih povezovalnih točkah sta bili zabeleženi največji dnevni zasedenosti tehnične zmogljivosti v februarju, na Ceršaku je znašala 69 %, na Rogatcu pa 70 %. Razlog za visoko dnevno izkoriščenost tehnične zmogljivosti na Rogatcu je bila petdnevna redukcija zmogljivosti na 56 % tehnične zmogljivosti zaradi gradbenih oziroma vzdrževalnih del. Ob normalnih pogojih pa je bila na Rogatcu dosežena največja dnevna izkoriščenost tehnične zmogljivosti v septembru, ko je znašala 69 %.

Slika 111: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni izstopni točki Rogatec v obdobju 2016–2018



Vira: agencija, Plinovodi

3.2.5 Skladnost z zakonodajo

Agencija mora skladno z Direktivo 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.

Operaterju prenosnega sistema je agencija izdala soglasje k Desetletnemu razvojnemu načrtu prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2019-2028, v nadzornem postopku pa je presojala skladnost sestave nadzornega sveta operaterja prenosnega sistema.

Uredba Komisije (EU) 2017/460 z dne 16. marca 2017 o oblikovanju kodeksa omrežja o usklajenih tarifnih strukturah za plin, 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 ter objavo informacij za povezovalne točke pred dražbo letne zmogljivosti pred posameznim regulativnim letom v skladu z 29. členom te uredbe. Operater prenosnega sistema je posvetovanje izvedel pravočasno.

Na področju zanesljive oskrbe s plinom so bile izdelane regionalne ocene tveganj v rizičnih skupinah, v katerih sodeluje tudi Slovenija. Priprava sporazumov o solidarnostni pomoči v primerih krize pri oskrbi s plinom še poteka. Uredba (EU) št. 2017/1938 zahteva posodobitev nacionalne ocene tveganj, načrtov za izredne razmere in preventivnih ukrepov. Za vsakega od teh aktov navedena uredba predpisuje tudi vsebino in strukturo, kar pomeni vsebinsko širitev veljavnih aktov, na primer z regionalnimi poglavji, in njihovo celovito prenovu. Zaradi zamud pri pripravi regionalnih ocen tveganj, katerih rezultati so pomembni vhodni podatki za nacionalno oceno tveganj, se je njena priprava začela pozneje. Rok, ki ga za pripravo navedenih aktov in sporazumov postavlja navedena uredba, je zamujen v Sloveniji in veliki večini držav članic EU.

V začetku leta 2018 je agencija uveljavila manjše spremembe in dopolnitve Akta o načrtu za izredne razmere pri oskrbi z zemeljskim plinom in Akta o preventivnem načrtu ukrepov pri oskrbi z zemeljskim plinom. S tem je izpolnila poziv Evropske komisije iz leta 2017, da odpravi neskladja s tedaj še veljavno Uredbo (EU) št. 994/2010. Do neskladij bi lahko prišlo zlasti pri razumevanju Akta o načrtu za izredne razmere v delu, ki se nanaša na vlogo krizne skupine in njene aktivnosti ter ukrepe, ki niso bili dovolj jasno določeni.

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 so se odpravljale.

Posebnih kršitev evropske zakonodaje agencija ni ugotovila, zato podjetjem plinskega gospodarstva tudi v letu 2018 ni izrekla ukrepov oziroma kazni.

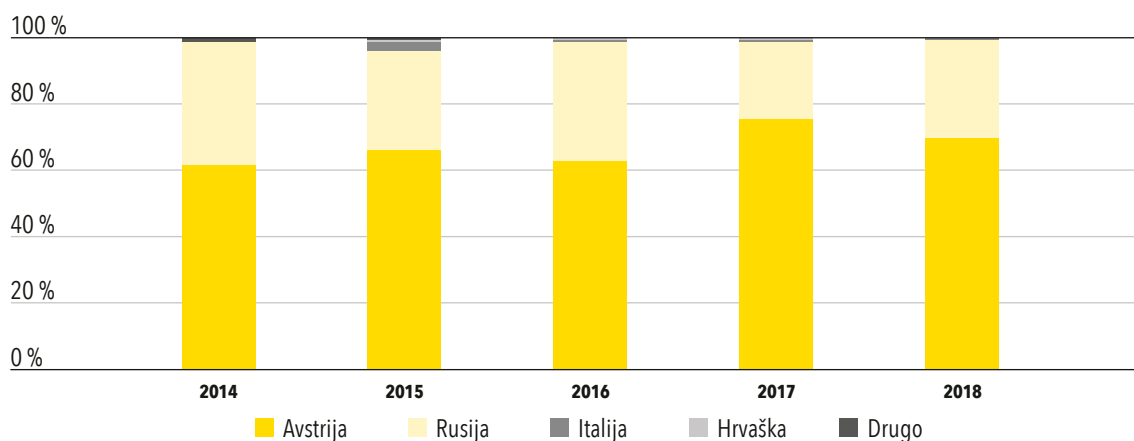
3.3 Spodbujanje konkurence

3.3.1 Veleprodajni trg

Slovenija nima lastnih virov zemeljskega plina, skladišč zemeljskega plina ali terminalov za utekočinjen zemeljski plin, zato je veleprodajni trg z zemeljskim plinom v Sloveniji omejen z uvozom. Zemeljski plin, s katerim se trguje na veleprodajnem trgu, uvozijo trgovci po prenosnih sistemih iz sosednjih držav, ki imajo svoje vire zemeljskega plina. Slovenski veleprodajni trg se lahko oskrbuje s plinom iz Avstrije, Italije in Hrvaške. S slike 112 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 avstrijskih skladiščih tudi nabavijo največje količine plina. Preostali del uvozijo iz Rusije, le še pol odstotka pa iz Italije. Uvoz iz Avstrije je v letu 2018 predstavljal 70 % celotnega uvoza zemeljskega plina v Slovenijo.

61,2 %
zemeljskega plina iz
kratkoročnih pogodb

Slika 112: Viri zemeljskega plina v obdobju 2014–2018

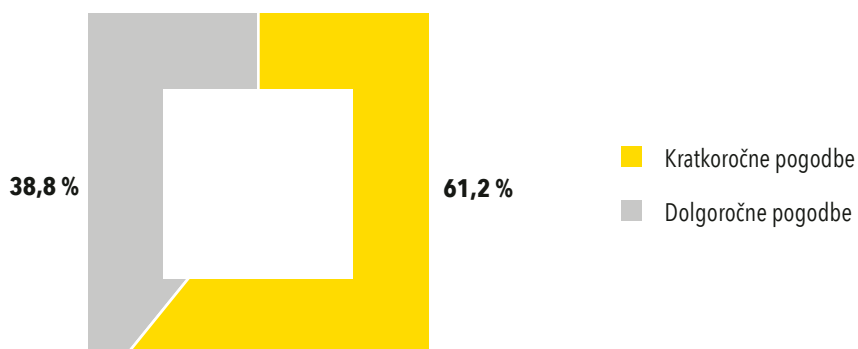


Vir: agencija

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. Kot je razvidno s slike 113, je bilo v letu 2018, podobno kot leto prej, več kot 60 % 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 113: Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb



Vir: agencija

V količine zemeljskega plina, s katerim se trguje na slovenskem veleprodajnem trgu, štejemo le tiste, 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 36. Največji tržni delež v višini 80 % je v letu 2018 ponovno imelo podjetje Geoplin, d.o.o., več kot 15 % pa Petrol, d.d. 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.

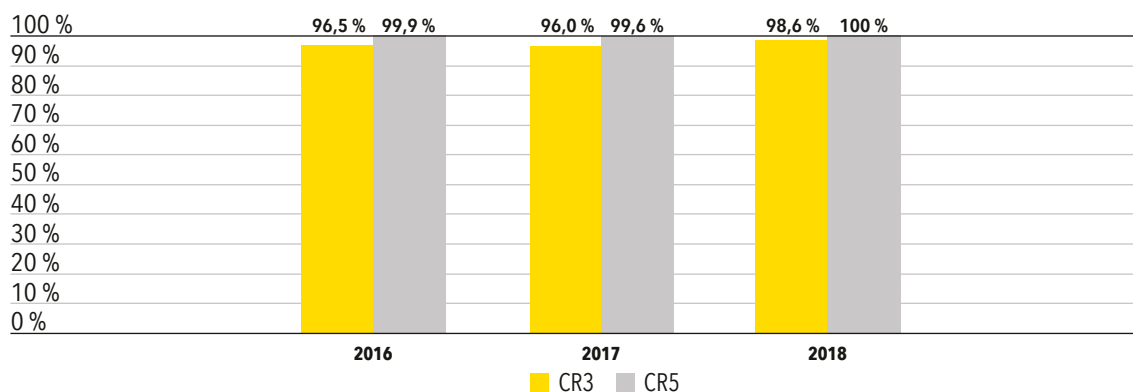
Tabela 36: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom

Podjetje	Tržni delež
Geoplin	80,33 %
Petrol	15,57 %
Plinarna Maribor	2,71 %
GEN-I	1,31 %
Adriaplin	0,09 %
Skupaj	100 %
HHI veleprodajnega trga	6.704

Vir: agencija

Visoko stopnjo koncentracije kažeta tudi indeksa CR3 in CR5, ki sta prikazana na sliki 114. Indeks CR3 podaja tržne deleže treh največjih, indeks CR5 pa petih največjih dobaviteljev. Trije največji dobavitelji so v letu 2018 obvladovali 98,6 % veleprodajnega trga, pet največjih pa celoten slovenski trg.

Slika 114: Koncentracija veleprodajnega trga z zemeljskim plinom



Vir: agencija

3.3.1.1 Preglednost trga

Uredba REMIT (Uredba EU št. 1227/2011), izvedbena uredba (Uredba EU št. 1348/2014) in 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 2.4.1.2, ki se nanaša na preglednost trga z električno energijo.

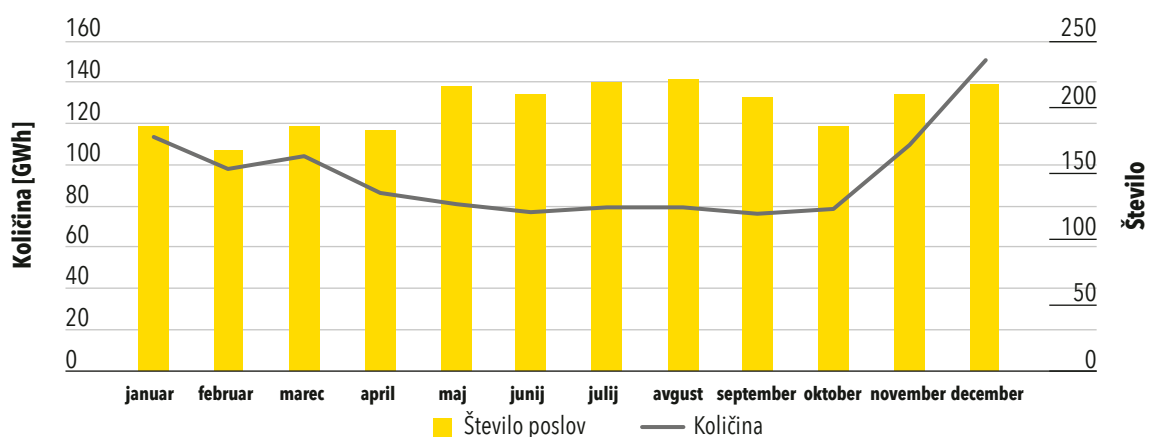
3.3.1.2 Učinkovitost trga

Virtualna točka je namenjena izvajanju transakcij z zemeljskim plinom, delovanju trgovalne platforme za izravnavo odstopanj nosilcev bilančnih skupin in izvajanju storitev oglasne deske. V okviru trgovanja na prostem trgu člani virtualne točke izvajajo transakcije z zemeljskim plinom. Pri tem je transakcija vsak pravni posel, ki predstavlja spremembo pravice do razpolaganja z določeno količino zemeljskega plina v slovenskem prenosnem sistemu.

**Rekordna količina
izmenjanega zemeljskega
plina na prostem trgu**

Kot je razvidno s slike 115, je bilo v letu 2018 število izvedenih transakcij največje v poletnih mesecih, izmenjana količina pa je v primerjavi s preostalimi meseci nekoliko upadla. Po manjšem obsegu trgovanja v poletnih mesecih je bila novembra in decembra zabeležena ponovna rast izmenjanih količin. Leto 2018 se je tako kot leto pred tem zaključilo z rekordno količino izmenjanega zemeljskega plina na prostem trgu. V letu 2017 je bilo na prostem trgu prvič izmenjano več kot 100 GWh zemeljskega plina, v letu 2018 pa je bila prvič presežena meja 150 GWh izmenjanih količin; decembra je namreč na prostem trgu lastnika zamenjalo 150,9 GWh zemeljskega plina. Skupno je bilo v letu 2018 izvedenih rekordnih 2408 transakcij oziroma poslov na prostem trgu, v katerih je bilo izmenjanih prav tako rekordnih 1133,8 GWh zemeljskega plina. Od vseh transakcij jih je bilo 2399 izvedenih na podlagi produkta za dan vnaprej, preostalih devet pa za produkt znotraj dneva.

Slika 115: Trgovanje v virtualni točki (prosti trg)

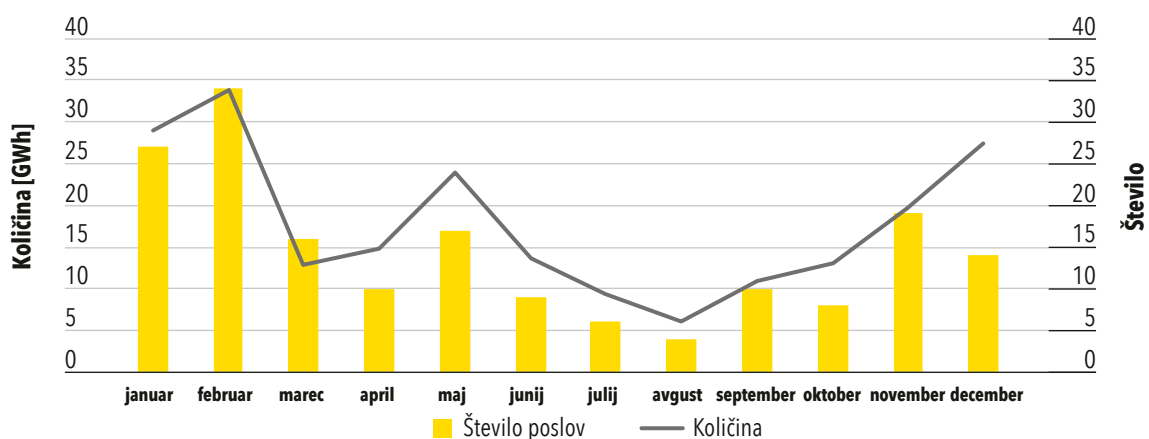


Vir: Plinovodi

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 sistemsko storitev izravnave za uravnoveženje prenosnega sistema, ki temelji na letni pogodbi z izbranim najugodnejšim ponudnikom.

Na podlagi izvedenih poslov na trgovalni platformi je bilo kupljenih oziroma prodanih 214,9 GWh zemeljskega plina za uravnoveženje prenosnega sistema. V primerjavi z letom 2017, ko je količina znašala 262,7 GWh, zmanjšanje količine izvedenih transakcij v letu 2018 pomeni upad za 18,2 %. Skupaj je bilo v letu 2018 sklenjenih 174 poslov, od tega je bilo 76 poslov izvedenih za potrebe uravnoveženja s kratkoročnim standardiziranim produktom znotraj dneva in 98 za uravnoveženje na podlagi kratkoročnega standardnega produkta za dan vnaprej. V letu 2017 je bilo na trgovalni platformi skupno sklenjenih 348 poslov. Izmenjane količine zemeljskega plina in število izvedenih poslov na trgovalni platformi za leto 2018 po mesecih prikazuje slika 116.

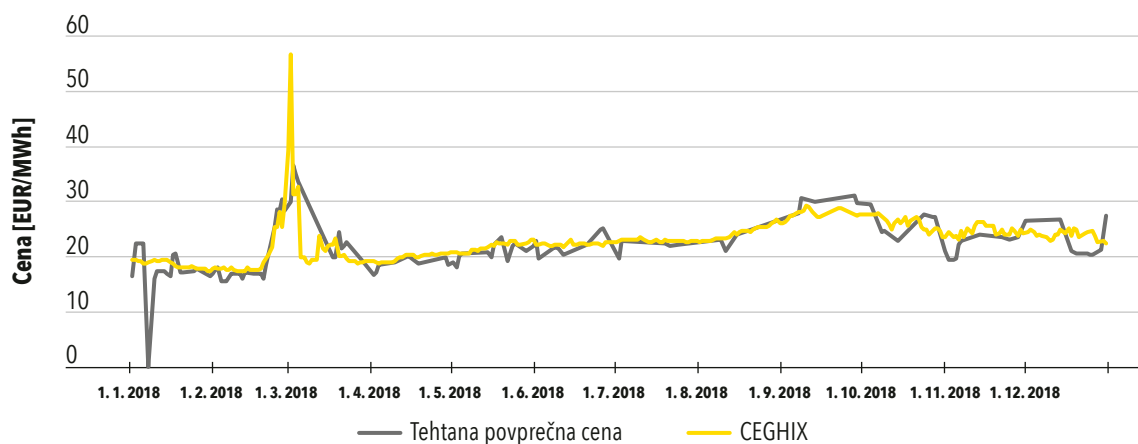
Slika 116: Trgovanje na trgovalni platformi (izravnalni trg)



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 117. Med indeksoma še vedno obstaja močna korelacija, kar kaže, da sta trga močno povezana. Zaradi manjše likvidnosti na trgovalni platformi so bili v letu 2018 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 takšne dneve zato določile z metodo linearne interpolacije.

Slika 117: 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 2018 je bilo na oglasno desko oddanih 58 ponudb in 26 povpraševanj. Povprečna oglaševana zmogljivost ponudbe je znašala 90.086 kWh/h, povprečna zmogljivost povpraševanja pa 81.423 kWh/h.

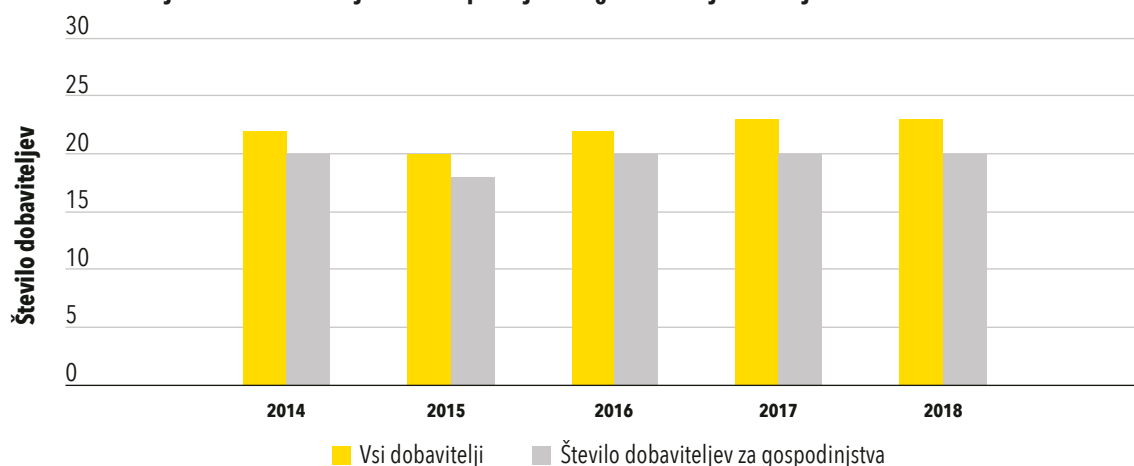
3.3.2 Maloprodajni trg

23 dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom

Na maloprodajnem trgu v Sloveniji je bilo dejavnih 23⁵³ dobaviteljev zemeljskega plina, ki so na podlagi sklenjenih dobavnih pogodb dobavljali zemeljski plin 134.642 odjemalcem. Po podatkih dobaviteljev je bilo v letu 2018 vsem odjemalcem dobavljenih 9.452.896 MWh zemeljskega plina.

V letu 2018 sta dva dobavitelja prenehala z dejavnostjo dobave. Maja je dobavitelj Petrol, d.d., pripojil dobavitelja Petrol Energetika, d.o.o., prav tako je družba Adriaplin, d.o.o., izvedla pripojitev družbe Mestni plinovodi, d.o.o., ter s tem prevzela tudi vse odgovornosti in obveznosti te družbe.

Slika 118: Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Odjemalci lahko na maloprodajnem trgu izbirajo med ponudbami dobaviteljev, ki ponujajo zemeljski plin v njihovi lokalni skupnosti. Na trgu namreč nastopajo tudi dobavitelji zemeljskega plina, ki odjemalcem ne dobavljajo plina v vseh lokalnih skupnostih. Odjemalci plačajo dobavljeni zemeljski plin na podlagi dejansko porabljene količine, merjene z ustreznimi števci.

Dobavitelji ponujajo zemeljski plin v obliki različnih produktov. Poleg ponudbe na podlagi rednih cenikov dobavitelji ponujajo tudi akcijske ponudbe (akcijska cena, ki velja za določeno obdobje), 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 pogodbene kazni, če odjemalec predčasno odstopi od pogodbe. Redne ponudbe za posamezen tip odjemalca temeljijo na rednem ceniku⁵⁴ in so dostopne vsem odjemalcem zemeljskega plina tega tipa v Sloveniji ter jim omogočajo, da kadarkoli 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. Na spletni strani agencije je uporabnikom v okviru primerjalnih storitev skupne kontaktne točke omogočena primerjava stroškov oskrbe z zemeljskim plinom le za redne ponudbe.

3.3.2.1 Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu

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

⁵³ Agencija je kot dobavitelje upoštevala tiste družbe, ki so člani bilančne skupine ali podskupine

⁵⁴ Ponudba dobave zemeljskega plina brez posebnih pogojev glede časovne vezave ali pogodbenih kazni skladno s 33. točko 36. člena EZ-1

Cene plina na slovenskem maloprodajnem trgu so se od začetka leta 2014 do poletja 2017 zniževale, nato pa se je trend obrnil. V letu 2018 se je najnižja cena v primerjavi z letom 2017 zvišala za 54 % in konec leta dosegla vrednost 0,02260 EUR/kWh. Razlogov za zvišanje cen je bilo več, najpomembnejši pa je zvišanje cene na sosednjih veleprodajnih trgih zemeljskega plina, zlasti v Avstriji. Na to so posredno ali neposredno vplivale negotove razmere na energetskih trgih (električna energija) in zvišanje cen nafte na svetovnih borzah, kar je vplivalo na cene v EU. Dobavitelji so se zato z zvišanjem cen zavarovali pred morebitnimi negativnimi finančnimi posledicami, kar bi lahko ogrozilo njihovo poslovno in finančno uspešnost.

Zvišanje cen
zemeljskega plina na
maloprodajnem trgu

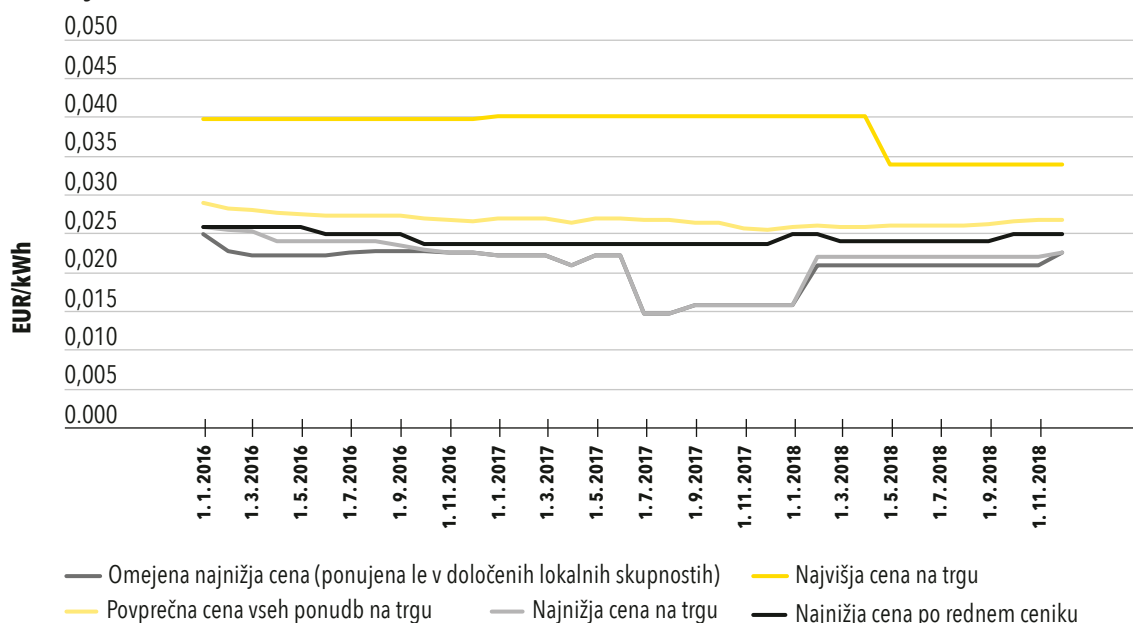
Maloprodajni indeks cen

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

Slika 119 prikazuje trend gibanja naslednjih cen za značilnega gospodinjstvega odjemalca:

- 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 119: Maloprodajni indeks cen in nekatere značilne cene zemeljskega plina brez omrežnine, dajatev in DDV v obdobju 2016–2018



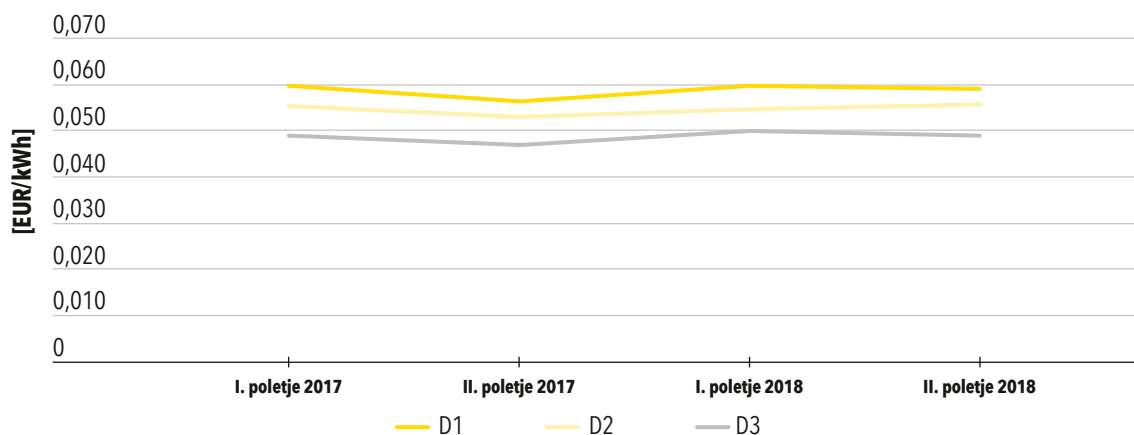
Vir: agencija

Po letih zniževanja cen zemeljskega plina in rekordno nizkih cen v letu 2017 je leto 2018 zaznamovalo zvišanje posameznih cen za odjemalce na trgu. Od januarja do oktobra 2018 je najnižjo ceno na trgu, ki je bila dostopna v vseh lokalnih skupnostih, ponujal dobavitelj GEN-I, oktobra Adriaplin, od novembra do konca leta pa RWE Ljubljana. Od februarja do decembra 2018 pa je bila še nekoliko nižja omejena najnižja cena (ponujena le v določeni lokalni skupnosti), ki jo je v tem času ponujal dobavitelj Javno podjetje Komunala Slovenj Gradec. Povprečna cena se v letu 2018 ni pomembno spremenila zaradi znižanja najvišje cene na trgu, kar je ohranilo povprečno ceno na skoraj enaki vrednosti, kot je bila leta 2017. Najvišja cena na trgu se je v začetku maja 2018 znižala, saj je dobavitelja Mestni plinovodi pripojila družba Adriaplin, ki je vsem odjemalcem ponudila možnost pristopa k osnovnim in akcijskim ponudbam Adriaplina.

Primerjalna analiza cen za značilne vrste odjema v Sloveniji in v sosednjih državah

Slika 120 prikazuje gibanje cene zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za gospodinske odjemalce v letih 2017 in 2018. Cene so se od začetka leta 2018 zvišale v vseh porabniških skupinah, in sicer med 4 in 5 %. Največje zvišanje cen v primerjavi s cenami konec leta 2017 je bilo v skupini D2, kjer je bila cena konec leta 2018 za skoraj 5 % višja kot konec leta 2017.

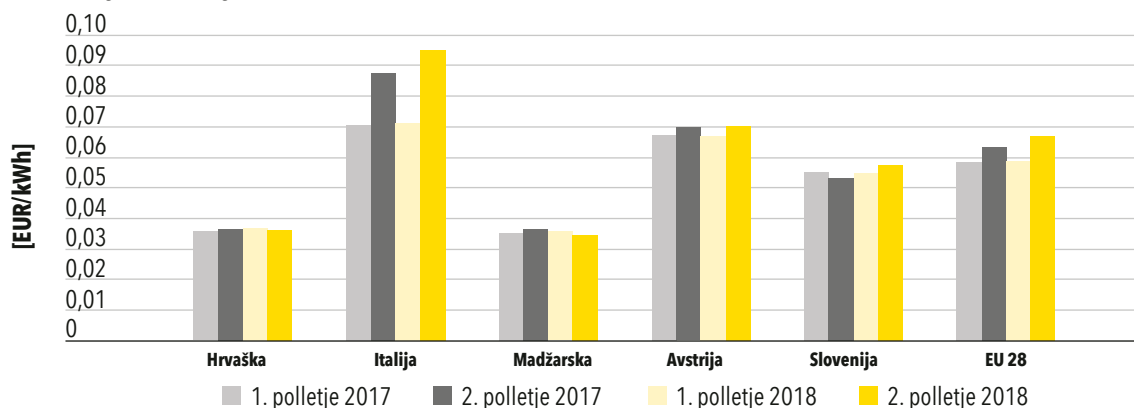
Slika 120: Končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2017 in 2018



Viri: podatki dobaviteljev

Slika 121 prikazuje gibanje cen zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami v letih 2017 in 2018 za značilne gospodinske odjemalce zemeljskega plina D2 z letno porabo od 5556 do 55.556 kWh v Sloveniji in sosednjih državah. Kot lahko vidimo, so bile cene na Hrvaškem in Madžarske nižje v primerjavi z drugimi državami. Hrvaška v zadnjem obdobju večino zemeljskega plina uvozi iz sosednje Madžarske, kjer je cena plina nižja, kar potrjujejo tudi nizke cene plina na Hrvaškem. Cena zemeljskega plina v Sloveniji je tudi v letu 2018 ostajala pod povprečjem cen EU-28.

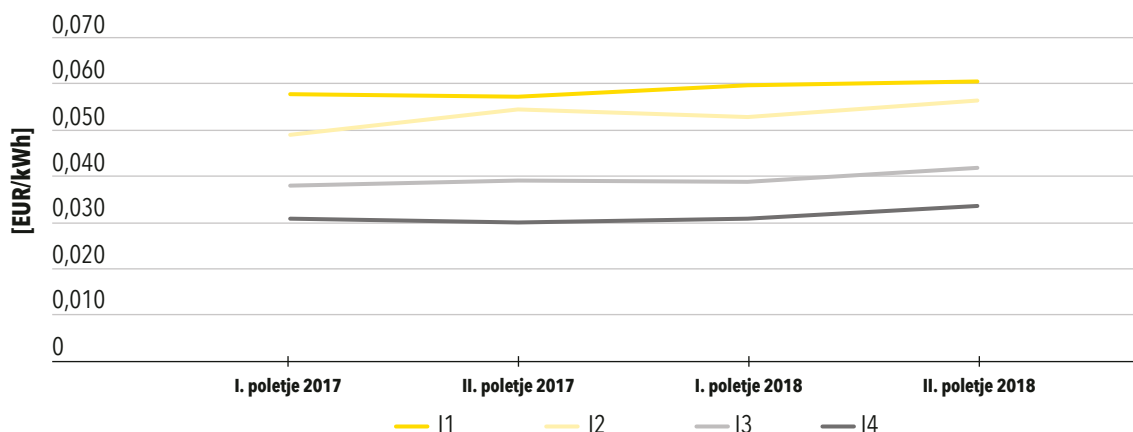
Slika 121: Končne cene zemeljskega plina za značilnega gospodinskega odjemalca D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v letih 2017 in 2018



Vir: Eurostat

Slika 122 prikazuje, da so se končne cene zemeljskega plina za poslovni odjem v primerjavi z letom 2017 zvišale v vseh odjemnih skupinah. Zvišanje cen v teh odjemnih skupinah je bilo posebej izrazito v drugem polletju 2018. Največje zvišanje cen v primerjavi z letom 2017 je bilo v skupini I4. Zvišanja končnih cen lahko pripišemo pomembnemu zvišanju cen zemeljskega plina na veleprodajnih trgih v drugem polletju.

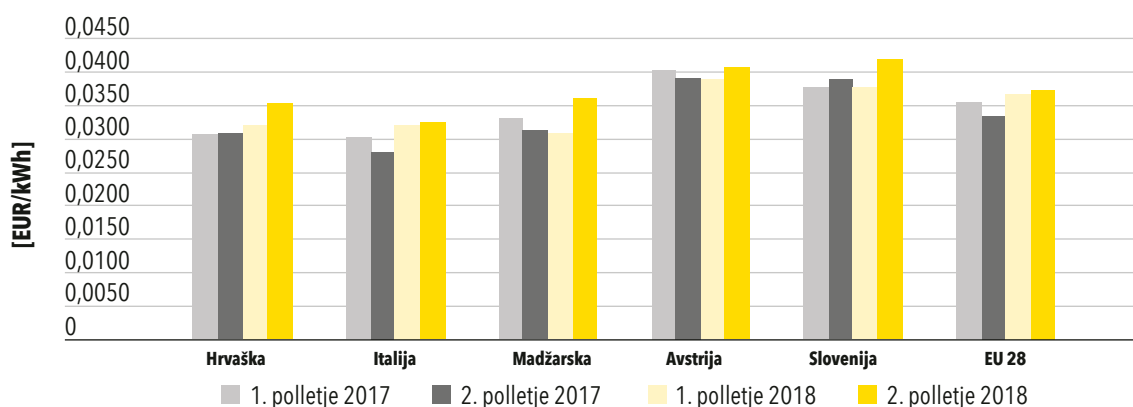
Slika 122: Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2017 in 2018



Viri: podatki dobaviteljev

Slika 123 prikazuje gibanje cen zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami v letih 2017 in 2018 v Sloveniji in sosednjih državah za velike industrijske odjemalce zemeljskega plina I3 z letno porabo od 2778 do 27.778 MWh. Občutno se je zvišala končna cena zemeljskega plina v Sloveniji, kar je posledica zvišanja omrežnine in cene energenta. Dvig končne cene podrobno prikazuje slika 125. Cena zemeljskega plina v Sloveniji za to odjemno skupino je tudi v letu 2018 ostala nad povprečjem cen EU-28.

Slika 123: Končna cena zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilnega industrijskega odjemalca I3 za Slovenijo in sosednje države v letih 2017 in 2018

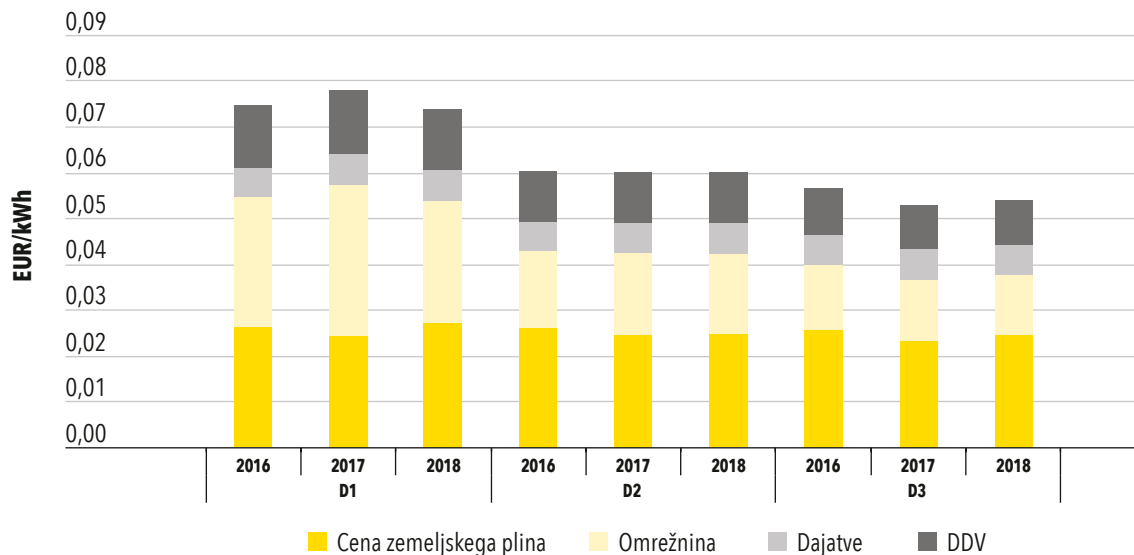


Vira: Eurostat, CEGHIX

Struktura končne cene oskrbe z zemeljskim plinom

Na slikah 124 in 125 je prikazana struktura končne cene za značilne gospodinske in poslovne odjemalce, priključene na distribucijske sisteme v obdobju 2016–2018.

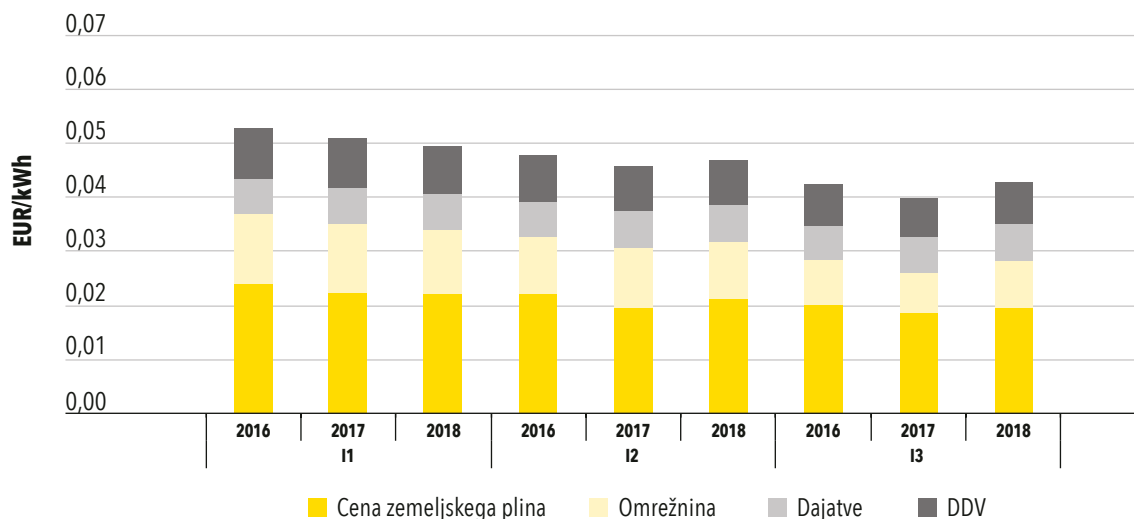
Slika 124: Struktura končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v obdobju 2016–2018



Viri: podatki dobaviteljev

Deleži prispevkov cen posameznih komponent cene h končni ceni zemeljskega plina za gospodinske odjemalce se v opazovanem obdobju niso bistveno spremenili. Zaradi spremenjenih razmer na trgih z zemeljskim plinom (dvig cen na borzi v Avstriji) pa se zvišuje končna cena zemeljskega plina v posameznih odjemnih skupinah, kar je posledica povečanja deleža cene energenta v končni ceni. Izjema je skupina D1, za katero se je končna cena plina zaradi znižanja omrežnine znižala.

Slika 125: Struktura končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v obdobju 2016–2018



Viri: podatki dobaviteljev

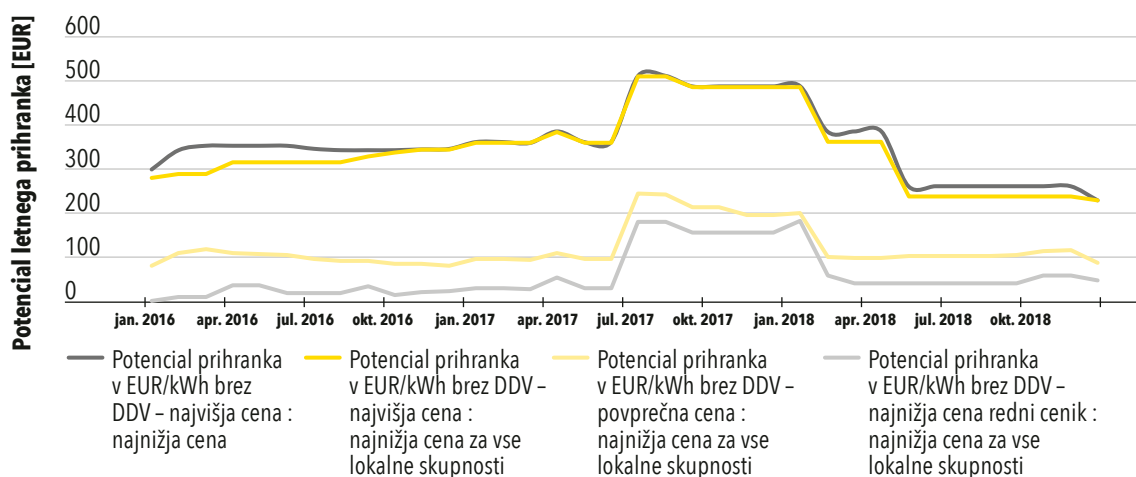
Deleži prispevkov posameznih komponent cene h končnim cenam zemeljskega plina za poslovne odjemalce se v opazovanem obdobju niso bistveno spremenili. Cena energenta ima v strukturi končne cene prevladujoč vpliv, zato posamezno minimalno zvišanje dajatev ali omrežnine ne vpliva na končno ceno plina. Za skupino I1 se je končna cena plina znižala zaradi znižanja omrežnine.

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 poraba zemeljskega plina povezana z obdobjem kurilne sezone, lahko odjemalci v mesecih z največjo porabo dosegajo visoke prihranke, če so oskrbovani na podlagi cenovno ugodnejše ponudbe.

Slika 126 prikazuje gibanje potencialnih prihrankov za odjemalca z letnim odjemom 20.000 kWh.

Slika 126: Potencialni prihranki stroškov oskrbe v primeru zamenjave produkta dobave pri značilnem gospodinjstvem odjemalcu v obdobju 2016–2018



Razlika med najnižjo in najvišjo ceno se je v letu 2018 zmanjšala, največja razlika je bila v januarju. Potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja s produktom dobave z najvišjo ceno z dobaviteljem s produktom dobave z najnižjo ceno, ki je dostopna v vseh lokalnih skupnostih, se je v letu 2018 gibal med 228 in 486 evri. Sicer je bila najnižja cena na trgu v letu 2018 dostopna samo do 6. januarja, pozneje se je zvišala, zato se je potencialni prihranek zmanjšal.

Potencialni prihranek pri menjavi produkta z najnižjo ceno po rednem ceniku s produktom z najnižjo ceno na trgu je bil v začetku občuten (skoraj 180 evrov na letni ravni), ob zvišanju najnižje cene pa se je močno zmanjšal in je nihajal med 40 in 60 evri. Pri zamenjavi ponudbe na osnovi povprečne cene je potencialni prihranek znašal med 86 in 200 evri.

180 €
potencialnega prihranka
pri menjavi dobavitelja

3.3.2.2 Preglednost trga

Finančna preglednost dobaviteljev in preglednost računov

Agencija v okviru monitoringa trga analizira letna poročila dobaviteljev, ki so izdelana na podlagi Zakona o gospodarskih družbah (ZGD-1), vzorčne račune dobaviteljev in pripravlja ustrezna interna poročila za potrebe odločanja.

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 za CO₂), trošarina in DDV.

Agencija na podlagi analize stanja ocenjuje, da je krovna zakonodaja tudi v letu 2018 zagotavljala dovolj visoko raven preglednosti.

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 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 zavezanci 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 posamezni profil odjema na podlagi ponudb, ki jih v spletno aplikacijo vnašajo dobavitelji.

Agencija zagotavlja tudi e-storitev Preveri račun, s katero lahko uporabniki preverijo pravilnost izstavljenega računa za dobavljeni plin glede na izbrano ponudbo in profil odjema. Izračun na mesečni ravni je prikazan ločeno po 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.

Za zagotavljanje 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 (več o tem v poglavju Varstvo odjemalcev).

3.3.2.3 Učinkovitost trga

Monitoring učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga z zemeljskim plinom se izvaja na podlagi kontinuiranega zbiranja podatkov, ki jih zavezanci za poročanje (dobavitelji) pošiljajo agenciji. V nadaljevanju so prikazani določeni kazalniki učinkovitosti in konkurenčnosti trga. Tabela 37 prikazuje tržne deleže dobaviteljev vsem končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom v Sloveniji.

Tabela 37: Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom

Dobavitelj	Tržni delež
Geoplin	43,7 %
Adriaplin	13,3 %
JP Energetika Ljubljana	10,3 %
GEN-I	10,2 %
Petrol	7,2 %
Plinarna Mribor	6,0 %
Talum	2,3 %
Domplan	1,7 %
Energetika Celje	1,4 %
Drugi manjši dobavitelji ⁵⁵	3,8 %
Skupaj	100 %
HHI maloprodajnega trga	2.410

Vir: agencija

HHI kaže, da gre za visoko koncentriran maloprodajni trg (HHI je več kot 1800). V primerjavi z letom 2017 se je indeks HHI nekoliko znižal, konec leta 2017 je znašal 2487.

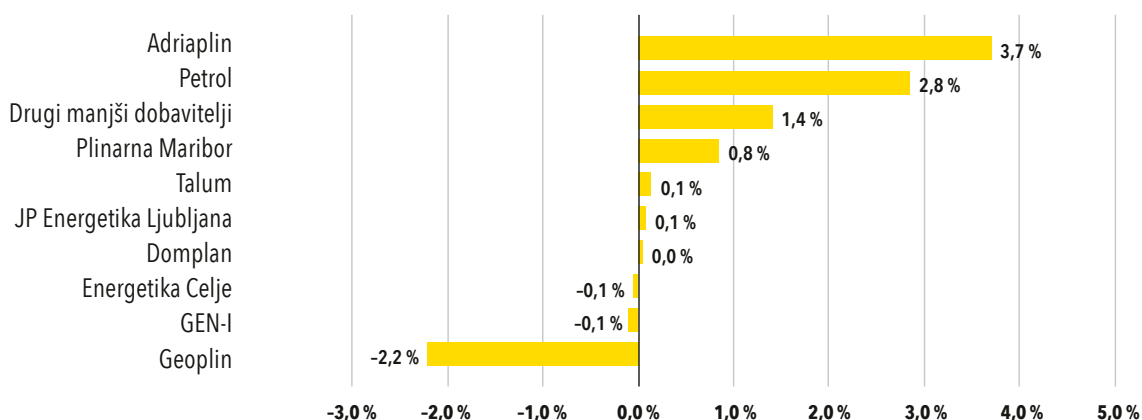
V obdobju 2014–2018 se je vrednost HHI na maloprodajnem trgu zmanjšala za več kot 1000 točk, kar kaže na postopno krepitev konkurence. Visoka koncentracija zahteva od pristojnih organov podrobno spremljanje trga zaradi morebitnih zlorab tržne moči.

Maloprodajni trg
zemeljskega plina ostaja
visoko koncentriran

V letu 2018 se je glede na predhodno leto najbolj povečal tržni delež dobaviteljev Adriaplin in Petrol zaradi prej navedenih pripojitev dobaviteljev. Največji tržni delež je ponovno izgubil Geoplin.

Spremembe tržnih deležev v primerjavi z letom 2017 prikazuje slika 127.

Slika 127: Spremembe tržnih deležev na trgu končnim odjemalcem v letu 2018 glede na leto 2017

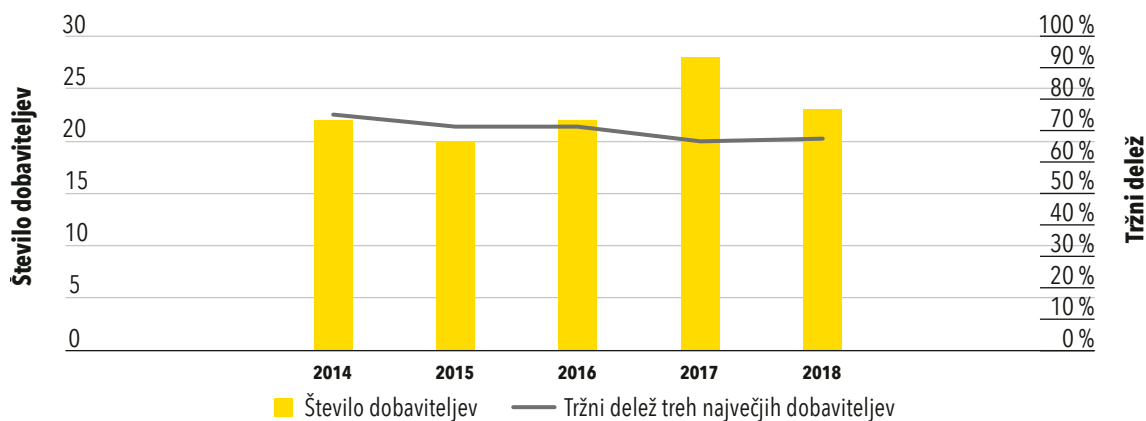


Vir: agencija

⁵⁵ Kot drugi dobavitelji so upoštevani: ECE, Energija plus, Istrabenz plini, Elektro energija, JP Komunala Slovenj Gradec, Komunalno podjetje Vrhnika, RWE Ljubljana, JEKO, ENOS, JP Plinovod Sevnica, Komunalno podjetje Velenje, M-Energetika

Slika 128 prikazuje gibanje števila dobaviteljev v obdobju 2014–2018 in skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji (CR3). Skupni tržni delež treh največjih dobaviteljev se je v primerjavi z letom 2017 nekoliko povečal in je znašal 67,3 %. Leta 2017 je skupni tržni delež znašal 66,4 %.

Slika 128: Tržni deleži treh največjih dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom in število vseh dobaviteljev v obdobju 2014–2018⁵⁶



Vir: agencija

Tržne deleže dobaviteljev zemeljskega plina na maloprodajnem trgu za gospodinske odjemalce v letu 2018 prikazuje tabela 38.

Tabela 38: Tržni deleži in HHI dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh gospodinskih odjemalcev

Dobavitelj	Tržni delež
JP Energetika Ljubljana	29,2 %
GEN-I	23,1 %
Plinarna Maribor	11,4 %
Adriaplin	10,7 %
Petrol	9,4 %
Energetika Celje	4,5 %
Domplan	3,2 %
Istrabenz plini	1,8 %
ECE	1,3 %
Energija plus	1,1 %
Drugi manjši dobavitelji ⁵⁷	4,3 %
Skupaj	100 %
HHI maloprodajnega trga gospodinskih odjemalcev	1.775

Vir: agencija

⁵⁶ Upoštevani so le člani bilačne sheme

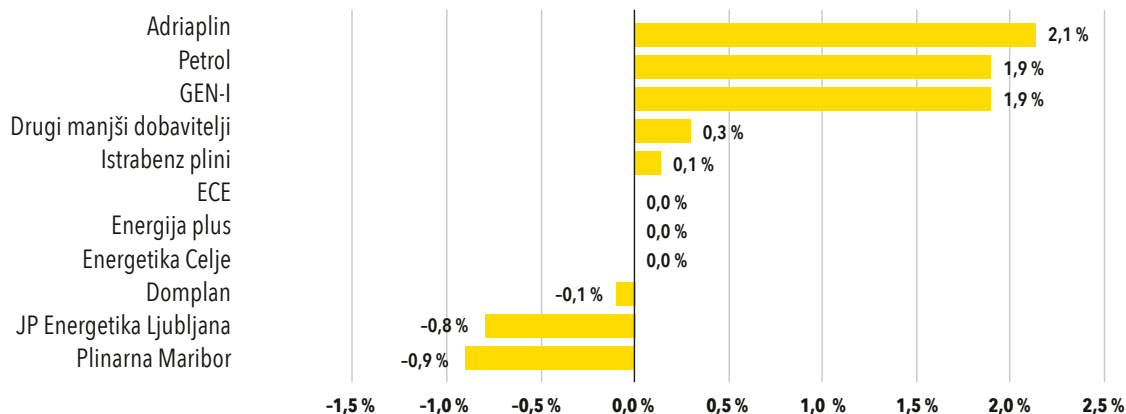
⁵⁷ Kot drugi dobavitelji so upoštevani: Elektro energija, JP Komunala Slovenj Gradec, Komunalno podjetje Vrhnika, RWE Ljubljana, JEKO, ENOS, JP Plinovod Sevnica, Komunalno podjetje Velenje

Maloprodajni trg za gospodinske odjemalce je bil v letu 2018 srednje koncentriran. HHI se je v primerjavi z letom 2017, ko je znašal 1698, povečal na 1775. Zadevni trg je bil tako na meji visoke tržne koncentracije (HHI več kot 1800), kar bo od pristojnih organov zahtevalo pozornejše spremljanje razmer na njem.

Tržni delež dveh največjih dobaviteljev (CR2) je znašal več kot 50 %. Največji tržni delež na tem segmentu je imel dobavitelj JP Energetika Ljubljana, sledita GEN-I in Plinarna Maribor.

Tržni delež so v letu 2018 v primerjavi s predhodnim letom najbolj povečale družbe Adriaplin, Petrol in GEN-I, največji delež pa sta izgubili družbi Plinarna Maribor in JP Energetika Ljubljana.

Slika 129: Sprememba tržnih deležev na trgu gospodinskih odjemalcev v letu 2018 glede na leto 2017



Vir: agencija

Tržne deleže dobaviteljev zemeljskega plina na tržnem segmentu maloprodajnega trga poslovnih odjemalcev v letu 2018 prikazuje tabela 39.

Tabela 39: Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh poslovnih odjemalcev

Dobavitelj	Tržni delež
Geoplin	49,5 %
Adriaplin	13,7 %
GEN-I	8,4 %
JP Energetika Ljubljana	7,7 %
Petrol	6,9 %
Plinarna Maribor	5,3 %
Talum	2,6 %
Domplan	1,5 %
Energija plus	1,2 %
Drugi manjši dobavitelji ⁵⁸	3,1 %
Skupaj	100 %
HHI maloprodajnega trga	2.865

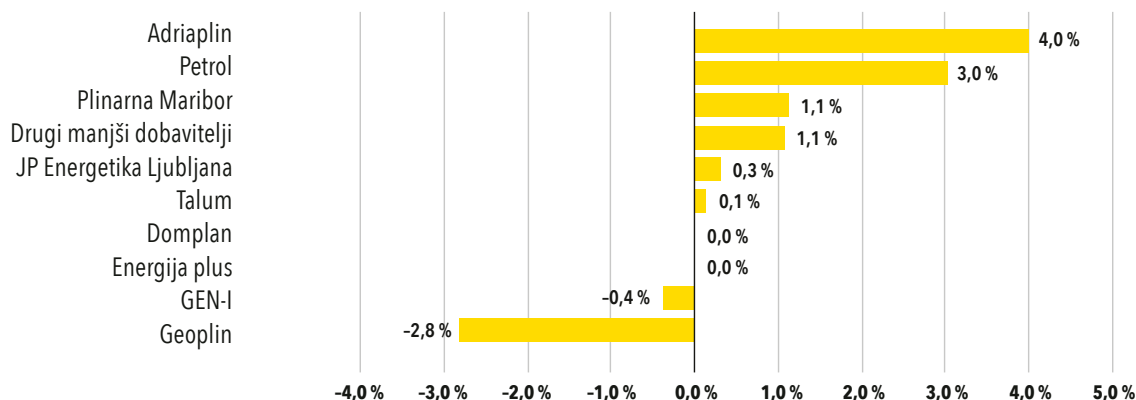
Vir: agencija

⁵⁸ Kot drugi dobavitelji so upoštevani: ECE, Istrabenz plini, Elektro energija, JP Komunala Slovenj Gradec, Komunalno podjetje Vrtnika, RWE Ljubljana, JEKO, ENOS, JP Plinovod Sevnica, Komunalno podjetje Velenje, Energetika Celje, M-Energetika

HHI izkazuje visoko koncentriran maloprodajni trg (HHI presega 1800), HHI pa se je v primerjavi z letom 2017, ko je znašal 3022, nekoliko znižal.

Tržni delež dveh največjih dobaviteljev (CR2) je znašal več kot 60 %. Največji tržni delež je imela družba Geoplin, sledita Adriaplin in GEN-I.

Slika 130: Sprememba tržnih deležev na trgu poslovnih odjemalcev v letu 2018 glede na leto 2017



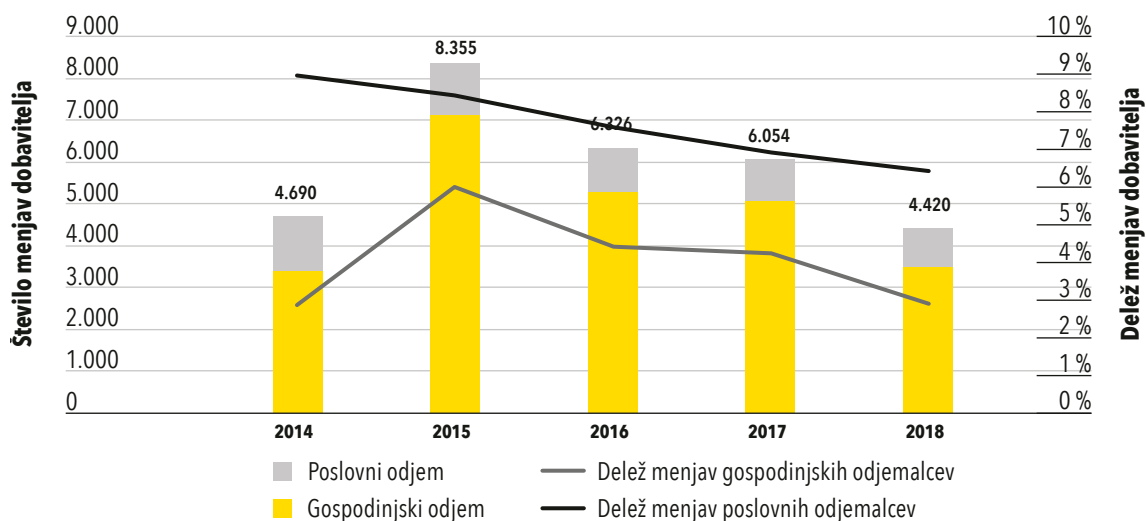
Vir: agencija

Na tem segmentu maloprodajnega trga sta svoj tržni delež v letu 2018 v primerjavi s predhodnim letom najbolj povečali družbi Adriaplin in Petrol, največ tržnega deleža pa je izgubil Geoplin.

Menjave dobavitelja na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom

V letu 2018 je dobavitelja zemeljskega plina zamenjalo 4289 odjemalcev, priključenih na distribucijsko omrežje, in sicer 3369 gospodinskih in 920 poslovnih. V povprečju je dobavitelja mesečno zamenjalo 281 gospodinskih in 77 poslovnih odjemalcev. Število menjav po posameznih letih glede na tip odjema je prikazano na sliki 131. Število menjav se je v letu 2018 v primerjavi s predhodnim letom zmanjšalo za skoraj 30 %. Največje število menjav je bilo v letu 2015, od leta 2016 pa se njihovo število zmanjšuje, kar kaže na manjšo dinamiko na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom.

Slika 131: Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Na sliki 132 lahko vidimo, da je bilo število menjav dobavitelja pri gospodinskih odjemalcih največje v januarju. Od januarja do oktobra se je število menjav zmanjševalo in se nato nekoliko povečalo v zadnjih dveh mesecih. Menjave dobavitelja v novembru in decembru sicer niso pomembno odstopale od mesečnega povprečja, verjetno pa je bilo povečanje povezano z začetkom kurilne sezone in morda tudi s koncem ugodnosti oziroma z jamčenih cen iz akcije Zamenjaj in prihrani#2, ki jo je leta 2017 izvedla Zveza potrošnikov Slovenije. Na maloprodajnem trgu z električno energijo se je število menjav dobavitelja zaradi istega razloga izraziteje povečalo v novembru.

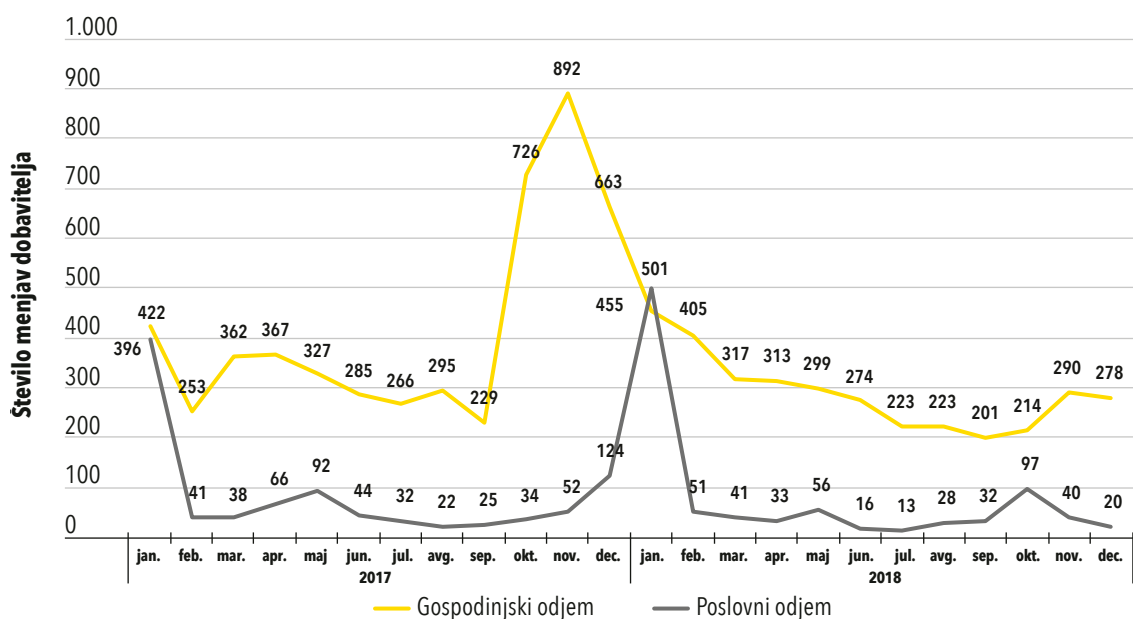
Število menjav dobavitelja zemeljskega plina se je zmanjšalo tretje leto zapored

Sicer na trgu v letu 2018 ni bilo odmevnih akcij v ponudbah dobaviteljev, cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce pa so se v primerjavi z letom prej nekoliko zvišale (več v poglavju 3.3.2.1).

Na segmentu poslovnega odjema smo v letu 2018 zabeležili 920 menjav dobavitelja, kar je skoraj 5 % manj kot v predhodnem letu. Zmanjšanje števila menjav dobavitelja zemeljskega plina na segmentu poslovnega odjema ni bilo tako občutno kot na segmentu gospodinskih odjemalcev.

Povečano število menjav pri poslovnih odjemalcih v začetku leta je sicer običajno, saj večinoma potečejo sklenjene pogodbe o dobavi. Slika 132 prikazuje nekoliko povečano število menjav dobavitelja v oktobru v primerjavi s preostalimi meseci.

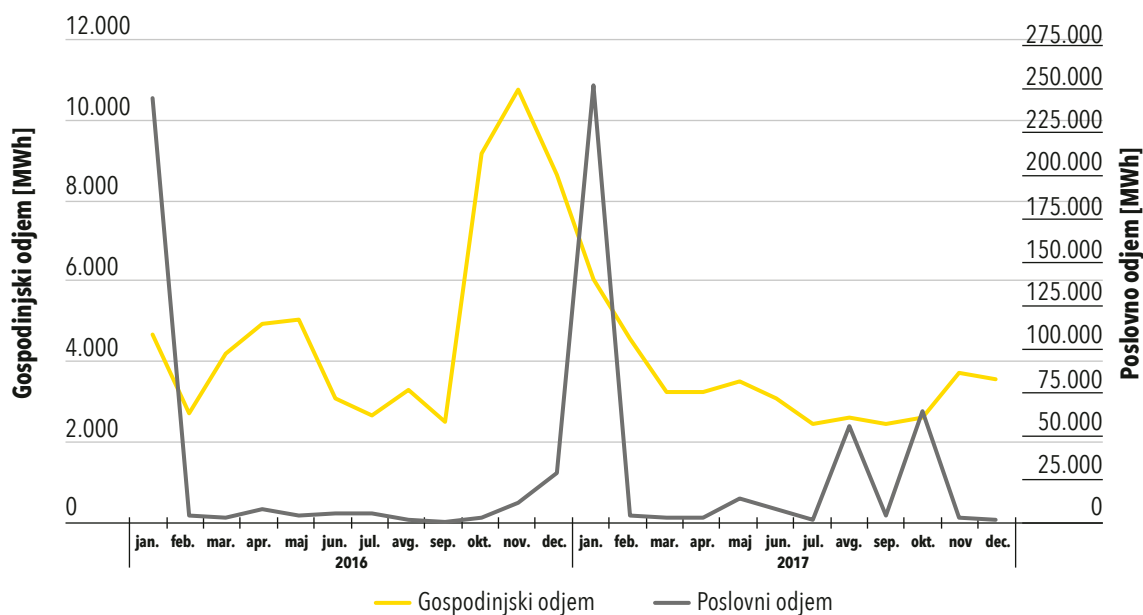
Slika 132: Dinamika števila menjav dobavitelja glede na tip odjema v letih 2017 in 2018



Vir: agencija

Na sliki 133 je prikazan trend gibanja količin zamenjanega zemeljskega plina v obdobju 2017-2018. Zamenjane količine so običajno povezane s številom menjav dobavitelja. Pri gospodinjstvih so bile zato količine zamenjanega plina v letu 2018 občutno manjše kot leto prej.

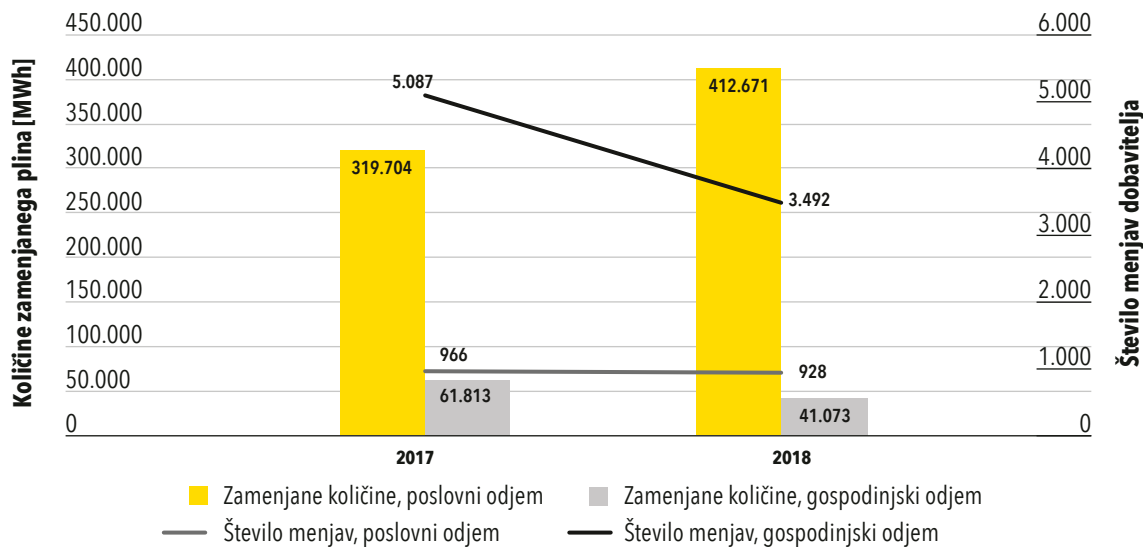
Slika 133: Količine zamenjanega plina glede na tip odjema v letih 2017 in 2018



Vir: agencija

Skupna količina zamenjanega zemeljskega plina je bila pri poslovnih odjemalcih v letu 2018 v primerjavi z letom 2017 večja, in to kljub manjšemu številu menjav v letu 2018 (slika 134). Povečane količine zamenjanega plina v primerjavi z letom 2017 smo beležili v avgustu in oktobru, kar kaže na drugačen vzorec delovanja odjemalcev oziroma drugačno strukturo odjemalcev, ki so zamenjali dobavitelja (veliki industrijski odjemalci), glede na leto prej.

Slika 134: Količine zamenjanega plina glede na tip odjema ter število menjav dobavitelja glede na tip odjema v letih 2017 in 2018



Vir: agencija

ŠTUDIJA PRIMERA: Analiza vzrokov za ohlajanje trga zemeljskega plina na segmentu gospodinskih odjemalcev

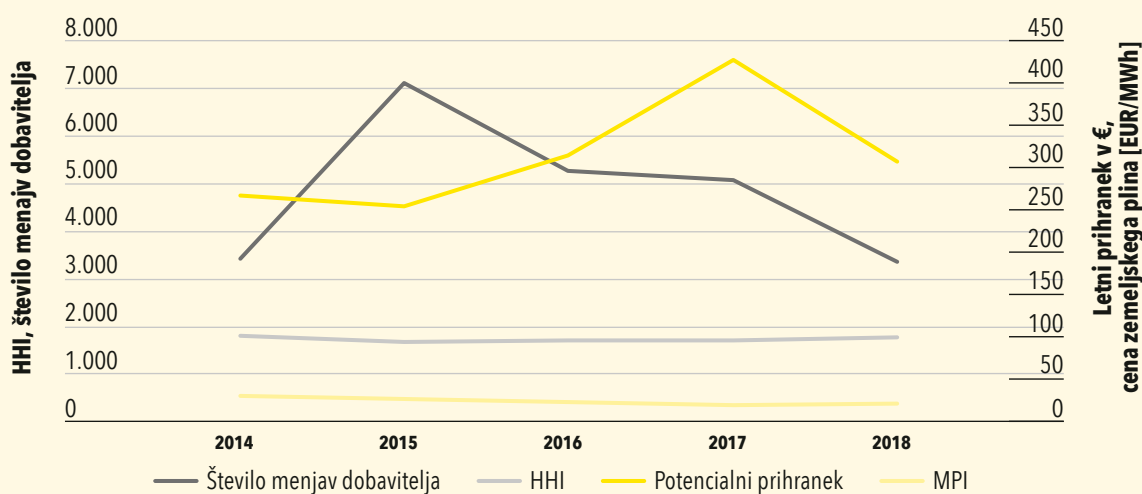
Zmanjševanje deleža menjav dobavitelja je lahko indikator ohlajanja maloprodajnega trga zemeljskega plina. V nadaljevanju so predstavljeni rezultati in analiza vzrokov.

V obdobju po rekordnem deležu menjav v letu 2015 se je na maloprodajnem trgu gospodinskih odjemalcev število menjav konstantno zmanjševalo in doseglo najnižjo vrednost v letu 2018. Povprečni potencialni prihranek⁵⁹ se je v letu 2018 v primerjavi z letom 2017 zmanjšal. Kljub temu je bil potencialni prihranek v letu 2018 velik in je odjemalcem zemeljskega plina omogočal občutno finančno korist. Kot prikazuje slika 135, se je povprečni mesečni maloprodajni indeks cen⁴⁹ v opazovanem obdobju rahlo zmanjševal.

Predvsem velik potencialni prihranek bi moral biti motiv za menjavo dobavitelja, vendar pa se dinamika na trgu zmanjšuje, število menjav dobavitelja se je na tem segmentu trga v letu 2018 zmanjšalo za približno 35 % v primerjavi z letom 2017. Na zadevnem trgu obstaja zelo majhen delež aktivnih odjemalcev, ki iščejo najbolj ugodne prodajne pogoje za nakup in se odločajo za menjavo dobavitelja. Na distribucijski sistem je bilo v letu 2018 priključenih 134.474 odjemalcev, dobavitelja pa je zamenjalo samo 3369 gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina. Ti so zelo verjetno že izkoristili celoten potencial menjave dobavitelja.

Sklepamo lahko, da se ozaveščenost odjemalcev o koristih menjave dobavitelja ne izboljšuje, kar je ključni vzrok za ohlajanje dinamike na tem trgu, in to kljub široki in raznovrstni ponudbi dodatnih ugodnosti ob sklenitvi pogodbe, različnih možnostih plačevanja in enostavnemu postopku menjave dobavitelja.

Slika 135: Trend kazalnikov, ki vplivajo na dinamiko maloprodajnega trga v obdobju 2014–2018



Vira: agencija

⁵⁹ Povprečni potencialni letni prihranek je prihranek odjemalca pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ponudbo na trgu

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

Cena zemeljskega plina kot energenta ni regulirana ter se skladno s ponudbo in povpraševanjem na veleprodajnem in maloprodajnem trgu oblikuje prosto. 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 regulirani del zneska omrežnine za uporabo prenosnega oziroma distribucijskega sistema ter prispevek za energetska učinkovitost, prispevek za OVE in SPTE, okoljsko dajatev (takso za 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 neprofitnimi potrošniškimi organizacijami. Skrbi tudi 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 2018 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 2018 odločila, da je priglášena koncentracija operaterja distribucijskega sistema, družbe Adriaplin, d.o.o., in Mestnih Plinovodov, d.o.o., skladna s pravili konkurence.

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 že v letu 2017 ugotovila, da implementacija procesov izmenjave podatkov na trgu z zemeljskim plinom v veliki meri ni skladna z določili navedenega akta. Proces izmenjave na trgu z zemeljskim plinom tudi niso skladni z odprtimi standardi na ravni EU. 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. Agencija je izvedbo ustreznih ukrepov za izboljšanje ugotovljenega stanja tudi na področju trga z zemeljskim plinom napovedala v okviru Sekcije IPET konec leta 2017. Jeseni leta 2018 pa je GIZ DZP sprejel odločitev o uporabi standarda GS1 za harmonizirano označevanje merilnih mest v vseh distribucijskih omrežjih zemeljskega plina v Sloveniji. Glede na razpoložljive informacije naj bi se proces prehoda na standardizirano označevanje začel s 1. januarjem 2019.

3.4 Zanesljivost oskrbe z zemeljskim plinom

V letu 2018 so bile izdelane regionalne ocene tveganj za vse tri območne rizične skupine, katerih del je Slovenija, in so imenovane po državah Ukrajini, Libiji in Alžiriji. Rezultati kažejo, da prekinitev dobave plina iz Alžirije ne povzroči motenj v oskrbi v Sloveniji pri nobenem od obravnavanih scenarijev. Prekinitev dobave plina na prenosni poti iz Ukrajine, obravnavana v rizični skupini Ukrajina, v dveh od osmih obravnavanih scenarijev prizadene oskrbo v Sloveniji, vendar ne tudi oskrbe zaščitenih odjemalcev. Med scenariji, obravnavanimi v rizični skupini Libija, prizadeta Slovenija ista scenarija in na enak način kot v rizični skupini Ukrajina, vendar je vpliv na Slovenijo manjši kot v rizični skupini Ukrajina. Pri obeh scenarijih gre za prekinitev dobave plina čez povezovalno točko Ceršak. Rezultati teh ocen tveganj so vhodni podatki za oceno tveganj na državni ravni, katere priprava se je začela konec leta 2018.

Izdelane regionalne
ocene tveganj

Skladno z Uredbo (EU) št. 2017/1938 si morajo države članice v primeru krize nuditi solidarnostno pomoč, kar morajo urediti z bilateralnimi sporazumi. Agencija je v sodelovanju z Ministrstvom za infrastrukturo in deležniki pripravila osnutek sporazuma za solidarnostno pomoč in ga preizkusila na meji z Italijo v okviru vaje, ki je potekala novembra 2018 in jo je organizirala Evropska komisija v sodelovanju z ministrstvi za obrambo ter drugimi državnimi in pristojnimi organi skoraj polovice držav EU. V okviru te vaje sta pristojna organa Slovenije in Italije preizkusila predvidene postopke zaprosila za solidarnostno pomoč, ponudbe pomoči in odločitve o sprejemu oziroma zavrnitvi pomoči. Preizkušen je bil mehanizem vse do izvedbe solidarnostne pomoči. Scenarij, ki je bil podlaga za vajo, je zelo malo verjeten, predpostavljal je namreč, da je nastopilo hkrati več dejavnikov in virov tveganj. V praksi se dejavniki, ki povzročijo na primer odpovedi sistemov ali fizične prekinitve dobav po določeni poti, pojavljajo posamično in izredno redko. Prenosni plinski sistemi so grajeni tako, da omogočajo obvladovanje takih razmer. Vaja je pokazala, da je solidarnostni mehanizem, čeprav še ne povsem dokončan, deloval in omogočil, da so bili zaščiteni odjemalci oskrbovani ves čas vaje. Način in postopke obvladovanja kriznih situacij v državi ureja načrt za izredne razmere, ki je bil v vaji tudi preizkušen. Tudi postopki obvladovanja krize, kot so predvideni v načrtu ukrepov za izredne razmere, so delovali ustrezno in brez večjih pomanjkljivosti.

Na podlagi načrta, ki ureja preventivne ukrepe pri oskrbi s plinom, agencija kot pristojni organ vsako leto ugotavlja pripravljenost dobaviteljev na morebitne motnje pri oskrbi s plinom. Standard oskrbe za to določa tri mejne primere: sedemdnevno obdobje z najnižjimi temperaturami, tridesetdnevno obdobje s posebno velikim povpraševanjem in tridesetdnevno obdobje ob prekinitvi na posamezni največji infrastrukturi pri povprečnih zimskih temperaturah. Za izpolnjevanje standarda oskrbe morajo dobavitelji v enoletnem obdobju, ki se je začelo oktobra 2018, za celotno Slovenijo zagotoviti naslednje količine plina: 12.843 MWh/dan v prvem, 7495 MWh/dan v drugem in 9014 MWh/dan v tretjem mejnem primeru. Dobavitelji izkazujejo razpršenost nabavnih virov zemeljskega plina, za prenos plina za oskrbo zaščitenih odjemalcev v Slovenijo tudi nimajo omejitev zmogljivosti.



04

VARSTVO ODJEMALCEV

Gospodinjskim odjemalcem električne energije in zemeljskega plina so informacije v zvezi z dobavo dostopne na enem mestu na spletni strani agencije v okviru skupne kontaktne točke. Dobavitelji so v letu 2018 prejeli manjše število pritožb kot leto prej. Povečal se je obseg nadzora nad izvajanjem predpisov s področja trgov z električno energijo in zemeljskim plinom.

4 Varstvo odjemalcev

Skladno z EZ-1 so odjemalci pravne ali fizične osebe, ki kupujejo energijo ali gorivo za lastno rabo ali za nadaljno prodajo. Smiselno enaka definicija odjemalcev je tudi v Direktivi 72/2009 in Direktivi 73/2009, kjer so odjemalci opredeljeni kot trgovci ali končni odjemalci električne energije oziroma zemeljskega plina. Definicija iz EZ-1 in obeh direktiv je razmeroma široka, saj zajema tako gospodinjske odjemalce kot tudi male in velike poslovne odjemalce, trgovce in proizvajalce. Zaradi dejstva, da težje uveljavljajo svoje interese, so obe direktivi in EZ-1 posebej zaščitili gospodinjske odjemalce (to so odjemalci, ki kupujejo električno energijo in zemeljski plin za svojo lastno rabo v gospodinjstvu), zato so njihove pravice urejene v posebnem poglavju EZ-1, varovani pa so tudi z drugimi predpisi, ki varujejo pravice potrošnikov.

Za varstvo odjemalcev skrbijo različni deležniki na energetske trgu (dobavitelji, operaterji, Zveza potrošnikov Slovenije, Agencija za varstvo konkurence ...), ključno vlogo pa ima agencija. Eden izmed temeljnih ciljev, ki jih agencija pri svojem delovanju mora zasledovati, je s spodbujanjem učinkovite konkurence in s tem dobro delujočega trga zagotavljanje koristi odjemalcev ter hkrati nudenje pomoči pri zagotavljanju varstva potrošnikov. Agencija mora spodbujati razvoj varnih, zanesljivih in učinkovitih nediskriminatornih sistemov, ki so usmerjeni k odjemalcem, ter pomagati pri doseganju visokih standardov storitev za odjemalce električne energije in zemeljskega plina. Še posebej pa mora varovati posebno kategorijo gospodinjskih odjemalcev, to so ranljivi odjemalci.

Z EZ-1 imajo odjemalci zagotovljeno naslednje varstvo:

- pravico do obveščenosti,
- pravico do nujne oskrbe (velja samo za gospodinjske odjemalce),
- pravico do pritožbe pri dobaviteljih in do izvensodnega reševanja sporov (velja samo za gospodinjske odjemalce),
- pravico do varstva svojih pravic v okviru upravnega postopka,
- pravico do varne, zanesljive in kakovostne dobave električne energije ali zemeljskega plina po primerni ceni.

Varstvo odjemalcev agencija zagotavlja tudi z izvajanjem nadzorov in prekrškovnih postopkov nad izvajalci energetskih dejavnosti.

4.1 Pravica do obveščenosti

Pravico do obveščenosti odjemalcev zagotavljajo dobavitelji in agencija.

Odjemalci električne energije in zemeljskega plina imajo pravico do seznanitve z izvorom dobavljene električne energije, o čemer jih obvesti dobavitelj na računih za dobavljeno energijo na spletu ali s promocijskimi gradivi. Prav tako imajo pravico do dostopa do podatkov o svoji porabi električne energije ali zemeljskega plina, o čemer gospodinjske odjemalce periodično obvešča njihov dobavitelj.

Skupna kontaktna točka
na spletni strani agencije
zagotavlja odjemalcem
vse pomembne
informacije

Agencija poskrbi za obveščenost odjemalcev tako, da na spletni strani zagotavlja 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. Primerjalnik je namenjen vsem odjemalcem.

Agencija v okviru skupne kontaktne točke gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem še posebej zagotavlja, da so informacije v zvezi z njihovimi pravicami, veljavnimi predpisi in splošnimi akti za izvrševanje javnih pooblastil ter metodami za obravnavo pritožb v zvezi z dobavo električne energije in zemeljskega plina dostopne na enem mestu. Tako imenovana skupna kontaktna točka z navedenimi informacijami in povezavami je dostopna na spletni strani agencije že četrto leto zapored.

4.2 Pravica do nujne oskrbe

Nujna oskrba je oskrba z električno energijo ali zemeljskim plinom, do katere je upravičen ranljivi odjemalec ob izpolnjevanju določenih pogojev. Ranljivi odjemalci so posebna kategorija gospodinjstskih odjemalcev, ki si zaradi svojih premoženjskih in bivalnih razmer, dohodkov in drugih socialnih okoliščin ne morejo zagotoviti drugega vira energije za gospodinjstvo oziroma ogrevanje, ki bi jim povzročil enake ali manjše stroške za najnujnejšo gospodinjstvo oziroma ogrevanje stanovaljskih prostorov.

O upravičenosti do nujne oskrbe presoja distribucijski operater oziroma operater distribucijskega sistema. Če ranljivi odjemalec izpolnjuje pogoje za nujno oskrbo z električno energijo, se zagroženi odklop prestavi za obdobje trajanja nujne oskrbe, pri tem pa mu za obdobje trajanja nujne oskrbe stroškov te energije in omrežnine ni treba plačati, saj jih krije distribucijski operater. V primeru nujne oskrbe z zemeljskim plinom nujna oskrba pomeni le preložitve odklopa za določeno obdobje trajanja nujne oskrbe, pri čemer strošek plačila energije in omrežnine ostane ranljivemu odjemalcu, ki mora te stroške plačati operaterju sistema po prenehanju nujne oskrbe.

Nujno oskrbo izvaja operater distribucijskega sistema po postopku, določenem v sistemskih obratovnih navodilih, na področju električne energije pa tudi skladno s pravili in kriteriji, ki jih je agencija določila v Aktu o kriterijih in pravilih za zagotavljanje nujne oskrbe z električno energijo.

V letu 2018 je bilo 17 gospodinjstskih odjemalcev zemeljskega plina oskrbovanih prek instituta nujne oskrbe, na področju električne energije pa noben gospodinjstski odjemalec.

Pravico do pritožbe in reševanja sporov pri dobaviteljih imajo zgolj gospodinjstski odjemalci. Tabeli 40 in 41 prikazujeta število odklopov gospodinjstskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zaradi neplačila. Neplačilo je sicer le eden izmed razlogov za odklop gospodinjstskih odjemalcev, pri čemer je lahko neplačilo posledica plačilne nediscipline odjemalcev ali njihovega slabega finančnega stanja. Distribucijski operater oziroma operater distribucijskega sistema gospodinjstske odjemalce večkrat, hkrati z opominom za plačilo, obvešča pred odklopom zaradi neplačila. V letu 2018 je od zadnjega obvestila in dejanskega odklopa tako minilo povprečno 21,2 dneva.

Število odklopov zaradi neplačila pri oskrbi z električno energijo predstavlja za 0,03 odstotne točke večji delež odklopov na število vseh gospodinjstskih odjemalcev kot leto pred tem. Število odklopov gospodinjstskih odjemalcev zemeljskega plina zaradi neplačila se je v primerjavi s predhodnim letom zmanjšalo in predstavlja najmanjši delež odklopov v zadnjih petih letih. Delež odklopov zaradi neplačila je večji pri oskrbi z električno energijo kot pri oskrbi z zemeljskim plinom.

Tabela 40: Število odklopov gospodinjstskih odjemalcev električne energije zaradi neplačila v obdobju 2014–2018

	2014	2015	2016	2017	2018
Skupno število odklopov zaradi neplačila	7.926	5.949	6.045	5.770	6.014
Število vseh gospodinjstskih odjemalcev električne energije	831.185	834.664	838.505	841.540	846.575

Viri: dobavitelji električne energije, SODO, agencija

Tabela 41: Število odklopov gospodinjstskih odjemalcev zemeljskega plina zaradi neplačila v obdobju 2014–2018

	2014	2015	2016	2017	2018
Skupno število odklopov zaradi neplačila	861	711	531	427	337
Število vseh gospodinjstskih odjemalcev zemeljskega plina	119.025	118.719	119.583	119.678	120.228

Viri: dobavitelji zemeljskega plina, operaterji distribucijskih sistemov, agencija

17
gospodinjstskih
odjemalcev
zemeljskega plina
upravičenih do nujne
oskrbe

4.3 Pravica do pritožbe in reševanje sporov pri dobaviteljih

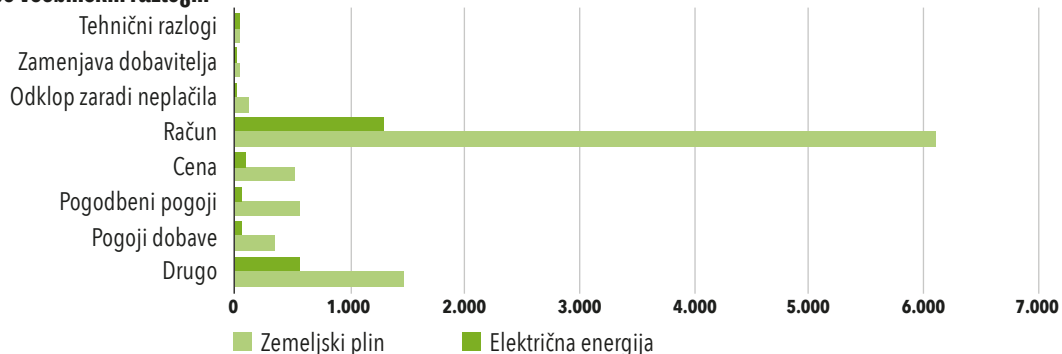
Dobavitelji so obravnavali manjše število pritožb

Pravico do pritožbe in reševanja sporov z dobavitelji imajo zgolj gospodinjiski odjemalci. Pogodbe o dobavi, sklenjene med gospodinjiskimi odjemalci in dobavitelji električne energije oziroma zemeljskega plina, morajo tako med drugim vsebovati informacije o načinu sprožitve postopkov in obravnavanju pritožb v zvezi z dobavo energije. Gospodinjiski odjemalec mora svojo zahtevo v zvezi z domnevnimi kršitvami dobavitelja pri izvajanju pogodbe o dobavi nasloviti na dobavitelja, ki zahtevo obravnava v okviru svojega notranjega postopka. Gospodinjiski odjemalec, ki z odločitvijo dobavitelja ni zadovoljen, lahko vloži pobudo za začetek postopka pred določenim neodvisnim izvajalcem izvensodnega reševanja potrošniških sporov.

Število pritožb gospodinjiskih odjemalcev zoper dobavitelje se je v letu 2018 v primerjavi s predhodnim letom zmanjšalo, in sicer tako pri dobavi električne energije kot pri dobavi zemeljskega plina. Po podatkih dobaviteljev električne energije so trije gospodinjiski odjemalci nadaljevali z reševanjem spora pri izvajalcu izvensodnega reševanja potrošniških sporov.

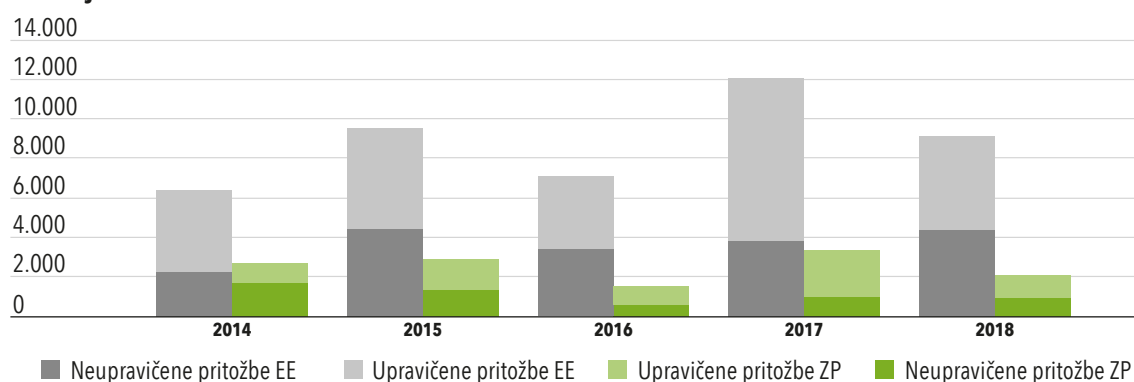
V okviru spremljanja trga agencija od dobaviteljev pridobiva tudi podatke o vsebini pritožb gospodinjiskih odjemalcev zoper dobavitelja.

Slika 136: Število pritožb gospodinjiskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zoper dobavitelje v letu 2018 po vsebinskih razlogih



Viri: dobavitelji električne energije in zemeljskega plina, agencija

Slika 137: Število pritožb gospodinjiskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zoper dobavitelje v obdobju 2014–2018



Viri: dobavitelji električne energije in zemeljskega plina, agencija

Morebitne kršitve splošnih pravil varstva potrošnikov v Sloveniji nadzoruje in ustrezno sankcionira tudi Tržni inšpektorat Republike Slovenije.

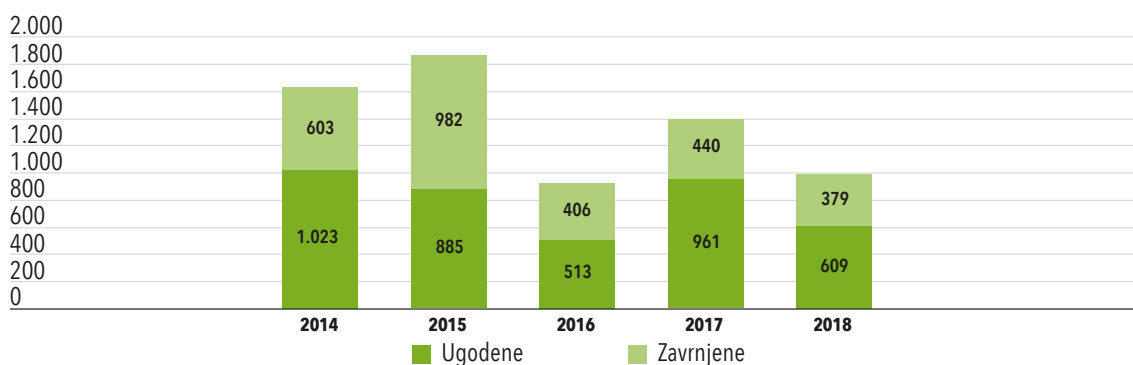
Spori med malimi ali velikimi poslovnimi odjemalci na eni strani in dobavitelji na drugi strani se rešujejo pred pristojnim sodiščem.

4.4 Pravica do varstva v upravnem postopku

Varstvo pravic odjemalcev je zagotovljeno tudi v upravnih postopkih pred agencijo. Ti postopki so brezplačni, saj tako za upravne vloge, vložene na agencijo, kot tudi za končne odločitve agencije (sklep, odločba) agencija ne zaračunava upravne takse. Ob predpostavki, da je odjemalec opravil predhodni postopek skladno z določbami EZ-1, mora agencija o zahtevku odločiti v dveh mesecih od vložitve popolne vloge. Dvomesečni rok lahko agencija podaljša le s soglasjem vlagatelja zahteve.

Zoper operaterje distribucijskega sistema zemeljskega plina je bilo v letu 2018 vloženih skupaj 988 pritožb. Število vloženih pritožb se je v primerjavi z letom prej zmanjšalo za tretjino. Število vloženih in upravičenih ter neupravičenih pritožb zoper odločitve operaterjev distribucijskega sistema zemeljskega plina je razvidno s slike 138.

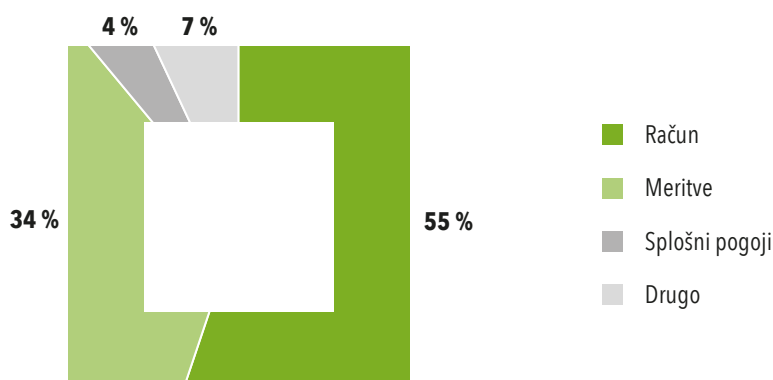
Slika 138: Skupno število prejetih pritožb gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina zoper operaterje distribucijskih sistemov v obdobju 2014–2018



Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Slika 139 prikazuje, da se je več kot polovica pritožb zoper operaterje distribucijskih sistemov nanašala na nestrinjanje z izdanim računom, dobra tretjina pa na meritve. V 99 % se postopek ni nadaljeval pred agencijo, kar pomeni, da so odjemalci v letu 2018 spore z operaterjem distribucijskega sistema uspešno reševali.

Slika 139: Pritožbe gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina glede na vsebino pritožbe

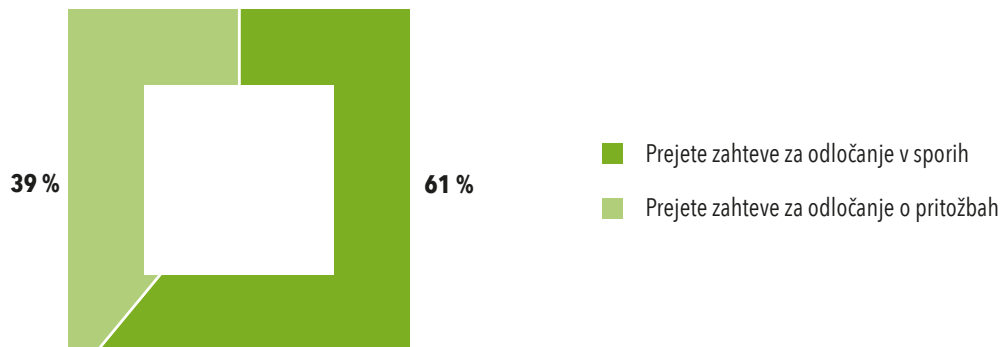


Viri: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Agencija je v letu 2018 v obravnavo prejela 37 zadev. V šestih primerih je vlagatelje poučila o izvedbi predhodnega postopka pri nasprotni stranki, kar je procesni pogoj za vložitev zahteve pri agenciji. Nihče od šestih vlagateljev ni zadostil tej predpostavki in postopka pred agencijo ni nadaljeval. Tako je agencija odločala o 31 vlogah, in sicer v 19 zadevah na prvi stopnji (zahteva za odločanje o sporu) in 12 zadevah na drugi stopnji (zahteva za odločanje o pritožbi v zvezi s soglasjem za priključitev na sistem). Le dve zadevi na prvi stopnji sta se nanašali na področje zemeljskega plina, preostale so bile s področja električne energije, medtem ko so bile na drugi stopnji vse zadeve s področja električne

energije. Razmerje med prejetimi zahtevami, o katerih je agencija v letu 2018 odločala na prvi in drugi stopnji, prikazuje slika 140.

Slika 140: Odločanje agencije v sporih in o pritožbah v letu 2018



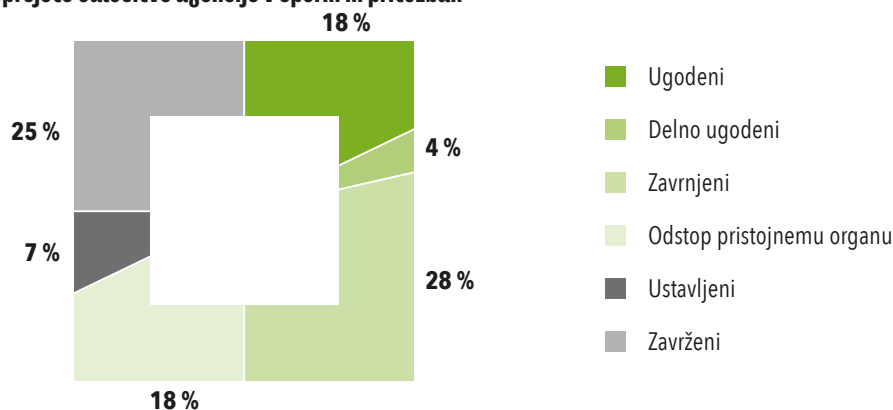
Vir: agencija

Vsebine vloženih zahtev s področja električne energije so bile zelo raznolike, pri čemer je agencija v tretjini vseh zadev s področja električne energije na prvi stopnji odločala v sporih zaradi neupravičenega odjema električne energije. V vseh teh sporih je agencija zahtevke vlagateljev zavrnila, saj je distribucijski operater neupravičen odjem dokazal, cena, ki je bila posledica neupravičenega odjema, pa je bila v skladu s podzakonskimi akti pravilno izračunana. Preostali spori s področja električne energije na prvi stopnji so se nanašali na obračun omrežnine, kakovost napetosti, nujno oskrbo, nepravilnosti pri odklopu in tako dalje. Obravnavani zadevi s področja zemeljskega plina sta se nanašali na ravnanje operaterja distribucijskega sistema ob odklopu uporabnika sistema.

Pri odločanju o pritožbah je agencija v večini zahtev odločala o procesnih nepravilnostih (kršitev pravil postopka), pri čemer je v treh zadevah izpodbijani akt (soglasje za priključitev) odpravila po nadzorstveni pravici, ker ga je izdal stvarno nepristojen organ (stališče Upravnega sodišča v sodbi, opr. št. I U 1606/2016-7). Zoper odločitve agencije so odjemalci sprožili upravni spor v osmih zadevah.

Odločitve agencije v zgoraj navedenih sporih in pritožbah so razvidne s slike 141.

Slika 141: Sprejete odločitve agencije v sporih in pritožbah



Vir: agencija

4.5 Pravica do varne, zanesljive in kakovostne dobave

Vsi odjemalci imajo pravico do varne, zanesljive in kakovostne dobave električne energije in zemeljskega plina, ki jo zagotavljajo distribucijski operater oziroma operater distribucijskega sistema v skladu s sistemskimi obratovalnimi navodili, h katerim agencija daje soglasje.

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

ne dejavnosti, kot so spremljanje, poročanje in analiza podatkov naslednjih opazovanih dimenzij: neprekinjenost napajanja, komercialna kakovost in kakovost napetosti. Agencija poleg navedenega izvaja reguliranje s kakovostjo oskrbe tudi z objavo podatkov in analiz, ki jih javno objavi v poročilu o kakovosti oskrbe z električno energijo.

Na področju komercialne kakovosti tako beležimo ohranjanje dosežene ravni komercialne kakovosti storitev in upadanje deleža upravičenih pritožb. Tudi na področju kakovosti napetosti beležimo manjše število prejetih in upravičenih pritožb.

Več o varni, zanesljivi in kakovostni dobavi je zapisano v poglavju 2.3.2.3. tega poročila.

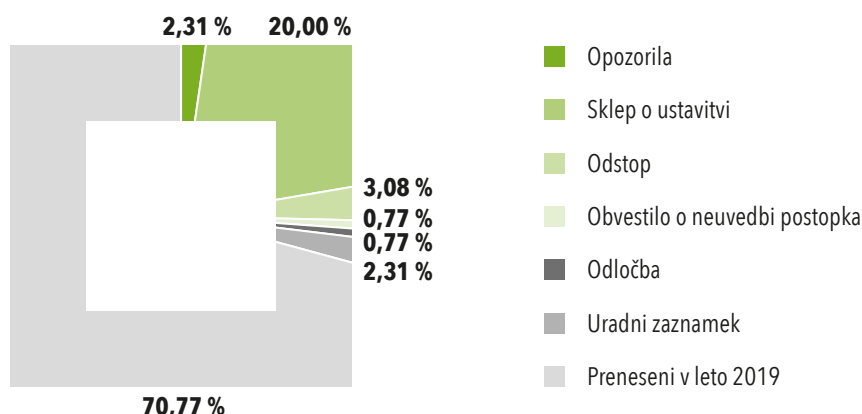
4.6 Nadzor nad izvajanjem predpisov s področja trga z električno energijo in zemeljskim plinom

Varstvo odjemalcev agencija zagotavlja tudi z izvajanjem nadzorov nad izvajalci energetske dejavnosti. V letu 2018 je med drugim dosegla, da so vsi dobavitelji imenovali izvajalca izvensodnega reševanja potrošniških sporov in da so bile te osebe imenovane skladno z določili EZ-1. Agencija je preverila višino cene za zasilno oskrbo in ugotovila, da je bila določena skladno z zakonodajo, ter zagotovila, da so bila investitorju proizvodne naprave električne energije iz obnovljivih virov povrnjena vložena denarna sredstva. Dosegla je tudi, da so pogodbeno zagotovljene zadostne količine primarne regulacije frekvence.

V primerjavi z letom 2017 je agencija obravnavala bistveno več zadev s področja nadzora, pri čemer je 80 % nadzorov uvedla po uradni dolžnosti, le manjši del oziroma 26 postopkov pa na podlagi prijave. Od skupaj 130 postopkov nadzora se jih je večina, kar 125, nanašala na električno energijo, pet pa na zemeljski plin. V letu 2018 je zaključila 38 postopkov, pri čemer se glavnina nerešenih zadev nanaša na večje število sistemskih nadzorov dobaviteljiv električne energije, ki jih je agencija uvedla proti koncu tega leta. Sistemski nadzori se nanašajo na obveščanje končnih odjemalcev o porabi energije skladno s 358. členom EZ-1, postopek menjave dobavitelja električne energije, zaračunavanje morebitnih pogodbenih kazni v primeru sklepanja aneksov k pogodbi o dobavi, obveščanje končnih odjemalcev o njihovih pravicah ter na objavo cenikov za gospodinjstve in male poslovne odjemalce. Izmed vseh postopkov nadzora, ki jih je agencija zaključila v letu 2018, jih je 70 % ustavila s sklepom o ustavitvi, saj je ugotovila, da zavezanci za nadzor delujejo v skladu z zakonodajo. Le v štirih primerih je agencija zaradi ugotovljenih kršitev izrekla nadzorne ukrepe. Odločitve agencije v postopkih nadzora so prikazane na sliki 142.

130
uvedenih postopkov
nadzora, večina po
uradni dolžnosti

Slika 142: Odločitve agencije v postopkih nadzora



Vir: agencija

Zaradi kršitev določb energetske zakonodaje so bili uvedeni trije postopki o prekršku, ki v letu 2018 še niso bili končani. Iz prejšnjega obdobja je agencija zaključila eno zadevo z izrekom opomina. Agencija tudi v letu 2018 v nobenem primeru ni začasno prepovedala opravljanja dejavnosti oziroma ni začasno zasegla predmetov in dokumentacije niti ni drugemu pristojnemu organu predlagala sprejetja ukrepov.



05

UČINKOVITA **RABA ENERGIJE**

Zavezanci za doseganje prihrankov z izvedbo ukrepov učinkovite rabe energije so dobavitelji elektrike, toplote, plina ter tekočih in trdnih goriv končnim odjemalcem.

V letu 2018 so dosegli 284 GWh prihranka energije in s tem presegli zahtevani prihranek.

5 Učinkovita raba energije

Energetska učinkovitost je pomemben del energetske politike države, ki z opredelitvijo nacionalnega cilja povečanja energetske učinkovitosti sledi skupnemu cilju EU – to je 20-odstotnemu povečanju energetske učinkovitosti do leta 2020. V Sloveniji je bil konec leta 2017 uveljavljen noveliran Akcijski načrt za energetska učinkovitost za obdobje 2017–2020. To je drugi akcijski načrt države v okviru Direktive 2012/27/EU o energetska učinkovitosti. V njem je opredeljen strateški cilj do leta 2020, v okviru katerega Slovenija do leta 2020 naj ne bi preseгла rabe primarne energije v obsegu 82,86 TWh, dokument pa vsebuje tudi načrt za doseg tega cilja.

Slovenija zastavljeni cilj zasleduje z vrsto uvedenih ukrepov spodbujanja učinkovite rabe energije, z izvedbo katerih se v aktualnem akcijskem načrtu do leta 2020 predvideva doseči prihranke končne energije v obsegu 4040 GWh, od tega največ v prometu, 1481 GWh⁶¹. Eden pomembnejših ukrepov energetske učinkovitosti v Sloveniji je zagotovo Sistem obveznega doseganja prihrankov energije in alternativni ukrep, v okviru katerega je bila z EZ-1 vzpostavljena shema obveznega doseganja prihrankov energije pri končnih odjemalcih.

Energetska učinkovitost pomembno pripomore k doseganju tudi drugih dveh podnebno-energetskih ciljev do leta 2020 – zmanjševanje emisij toplogrednih plinov in povečanje deleža obnovljivih virov v končni bruto rabi energije, hkrati pa je izvajanje ukrepov za povečanje energetske učinkovitosti tudi priložnost za gospodarski in družbeni razvoj države.

5.1 Sistem obveznega doseganja prihrankov energije

Sistem obveznega doseganja prihrankov energije, uveljavljen z EZ-1 in podrobneje urejen v Uredbi o zagotavljanju prihrankov energije, kot zavezanca za doseganje prihrankov določa dobavitelje elektrike, toplote, plina ter tekočih in trdnih goriv končnim odjemalcem, ki morajo z doprinosom pri izvedbi ukrepov učinkovite rabe energije na letni ravni zagotoviti 0,75 % prihranka energije od prodanih količin energije končnim odjemalcem v preteklem letu. Iz te obveze so izvzeti dobavitelji tekočih goriv, ki morajo vsako leto do leta 2020 dosegati prihranke v obsegu 0,25 % prodanih količin motornega bencina in dizelskega goriva končnim odjemalcem v predhodnem letu.

Enak delež prihrankov, to je 0,75 %, pa mora biti dosežen z ukrepi, ki jih razpiše Eko sklad in se financirajo s pomočjo prispevka za učinkovito rabo energije. Tega plačujejo končni odjemalci električne energije in drugih energentov.

5.1.1 Prihranki končne energije

Skladno z Uredbo o zagotavljanju prihrankov energije so morali zavezanci v letu 2018 zagotoviti prihranke končne energije v obsegu 0,75 % prodane energije v letu 2017, zavezanci, ki prodajajo motorni bencin in dizelsko gorivo, pa so morali tudi v letu 2018 doseči 0,25-odstotni prihranek glede na prodajo v letu 2017.

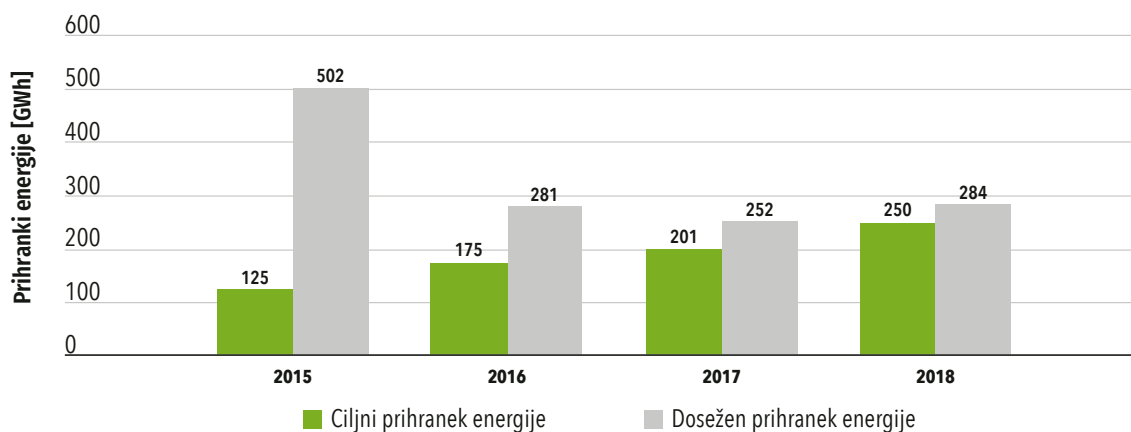
284 GWh
prihrankov končne
energije so zavezanci
dosegli v letu 2018

Po zbranih podatkih zavezancev so le-ti v letu 2017 končnim odjemalcem prodali 48.646 GWh energije, od tega 25.354 GWh tekočih energentov. Tako je njihov ciljni prihranek glede na opredeljene deleže v uredbi za leto 2018 znašal 250 GWh, kar je 49 GWh oziroma 24 % več kot v letu 2017. Slednje je predvsem posledica povečanja deleža ciljnega prihranka v letu 2018, opredeljenega v uredbi, z 0,50 % v letu 2017 na 0,75 % in ne povečanja pro-

danih količin energije. Zavezanci so namreč poročali, da so v letu 2016 prodali končnim odjemalcem 51.603 GWh energentov.

⁶¹ Akcijski načrt za energetska učinkovitost za obdobje 2017–2020, str. 19

Slika 143: Primerjava ciljnega in doseženega prihranka energije zavezancev v obdobju 2015–2018



Vir: agencija

Zavezanci so z doprinosom pri izvedbi ukrepov učinkovite rabe energije v letu 2018 dosegli 284 GWh prihranka energije, kot je prikazano na sliki 143, in tako tudi v tem letu presegli ciljni prihranek. S slike je razvidno, da so zavezanci tudi v preteklih letih, vse od uveljavitve uredbe, presegli ciljne prihranke energije, največ v letu 2015⁶².

Prav tako se iz leta v leto povečuje tudi ciljni prihranek energije, kar je bilo do leta 2018 predvsem posledica povečevanja ciljnega deleža obveznega prihranka energije. Od leta 2018 dalje pa ostaja ciljni delež obveznega prihranka nespremenjen in znaša 0,75 % prodane energije v preteklem letu ter 0,25 % v preteklem letu prodanega motornega bencina in dizelskega goriva.

Kljub temu da zavezanci v vseh letih presegajo ciljni prihranek energije, je treba poudariti, da zavezanci za dokazovanje ciljnega deleža lahko koristijo tudi presežke preteklih let, in tako vsakoletni presežki niso posledica le iz leta v leto intenzivnejših aktivnosti zavezancev, ampak tudi prenosov prihrankov. Presežek lahko zavezanci uveljavljajo kot ciljni prihranek v naslednjih treh letih po izvedbi ukrepa.

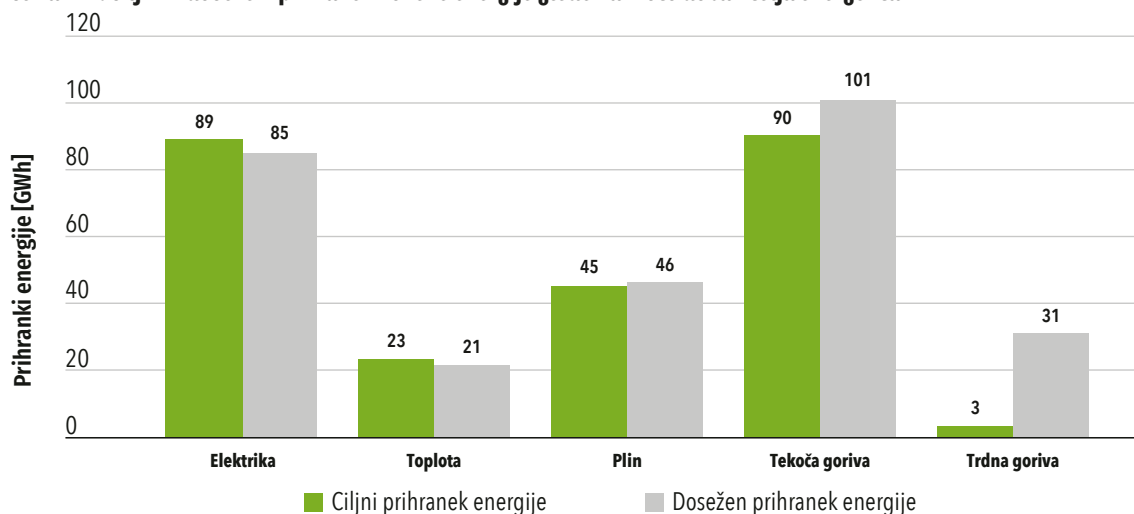
Dejavnosti zavezancev pri doseganju ciljnega prihranka energije

O doseženih prihrankih energije pri končnih odjemalcih za leto 2018 je agenciji na podlagi 321. člena EZ-1 poročalo 242 zavezancev, kar je 56 več kot v letu 2017. Od tega je le 143 zavezancev v celoti doseglo svoj ciljni prihranek energije: 19 s presežki prejšnjih let, 32 zavezancev je prihranke doseglo s soudeležbo pri izvedbi ukrepov, drugi pa so jih dosegli z lastnim doprinosom pri izvajanju ukrepov.

S slike 144 je razvidno, da so največji obseg prihrankov zagotovili zavezanci, ki dobavljajo tekoča goriva; ti so tudi presegli ciljni prihranek energije, in sicer so dosegli 101 GWh. S 85 GWh jim sledijo zavezanci, ki dobavljajo električno energijo, ti pa skupnega ciljnega prihranka niso presegli. Najmanj prihrankov energije so dosegli dobavitelji toplote, skupaj 21 GWh. Če primerjamo razmerje ciljnega in doseženega prihranka končne energije, je ta razlika največja pri dobaviteljih trdnih goriv, saj je njihov ciljni prihranek energije glede na poročane prodane količine energenta znašal le 3 GWh in je bil glede na tip prodanega energenta najmanjši med dobavitelji, z izvajanjem ukrepov pa so dosegli prihranek 31 GWh.

⁶² Agencija je v letu 2018 izvedla preverjanje dela poročanov prihrankov zavezancev za leti 2016 in 2017 ter pri tem v nekaterih primerih ugotovila neustrezno uporabo metodoloških podlag za izračun prihrankov. Izračuni in podatki o prihrankih so bili ustrezno spremenjeni in vključeni v to poročilo. Zaradi navedenega se podatki za leti 2016 in 2017 razlikujejo od podatkov v letnih poročilih za navedeni leti

Slika 144: Ciljni in doseženi prihranek končne energije glede na vrsto dobavitelja energenta



Vir: agencija

34,85 %
vseh zavezancev je
dobaviteljev trdnih goriv,
njihov ciljni prihranek
pa predstavlja le 1,12 %
celotnega ciljnega
prihranka zavezancev
v letu 2018

Zakonodaja zavezancem, ki s svojim doprinosom k izvedbi ukrepov učinkovite rabe energije ne uspejo zagotoviti ciljnih prihrankov energije, ponuja alternativno možnost v obliki plačila finančnega nadomestila Eko skladu za vsako megavatno uro neizpolnjene obveznosti. Višino nadomestila letno določi Eko sklad.

Med zavezanci številčno prevladujejo dobavitelji trdnih goriv. V sistem poročanja o doseženih prihrankih energije v letu 2018 jih je bilo vključenih 84, kar je 34,85 % vseh zavezancev, katerih obvezni prihranek pa je za leto 2018 znašal le 3 GWh oziroma 1,12 %. Tudi pri poročanju o doseženih prihrankih energije za leto 2018 se je agencija soočila s težavo glede identifikacije teh zavezancev.

Prihranki energije po posameznih ukrepih

Zavezanci so prihranke energije dosegli z doprinosom k izvedbi ukrepov energetske učinkovitosti v storitvenem in javnem sektorju ter poleg tega še dodatnih ukrepov v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije, ki so opredeljeni v 5. in 6. členu uredbe. Pri tem velja poudariti, da prihranki energije, ki jih prinaša izvedba posameznih ukrepov, razen pri ukrepih, kjer je prihranke treba dokazovati z izvedenim energetskim pregledom, niso merjeni, temveč izračunani skladno z metodologijami izračuna prihrankov za posamezni ukrep, opredeljenimi v Pravilniku o metodah za določanje prihrankov energije.

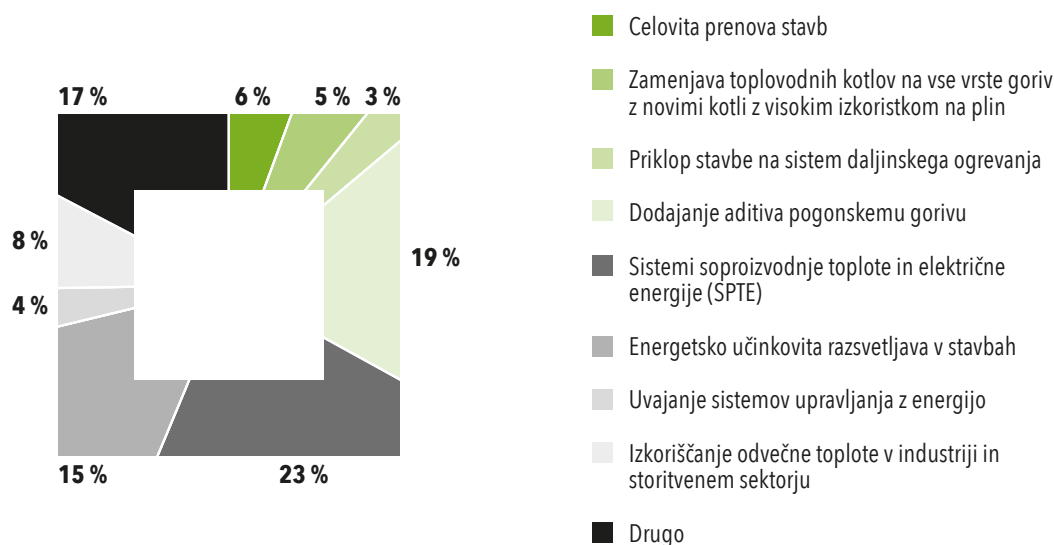
Tabela 42: Prihranki energije po ukrepih v obdobju 2015–2018 v GWh

Ukrep	2015	2016	2017	2018
Celovita prenova stavb	0,02	0,60	0,12	15,94
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	7,60	13,57	22,81	14,79
Zamenjava toplovodnih kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na lesno biomaso	1,57	2,39	0,82	1,48
Zamenjava sistema električnega ogrevanja s centralnim ogrevanjem z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	0,00	0,01	0,00	1,45
Vgradnja toplotnih črpalk za ogrevanje stavb	2,72	0,34	1,65	3,46
Celovita prenova toplotne postaje	73,49	3,08	0,75	1,68
Priklop stavbe na sistem daljinskega ogrevanja	2,25	4,68	5,82	2,55
Obnova distribucijskega omrežja sistema daljinskega ogrevanja	3,92	4,37	2,91	4,54
Sistemi za izkoriščanje odpadne toplote v stavbah	0,00	9,16	1,95	0,62
Optimizacija tehnoloških procesov, ki temelji na izvedenem energetskega pregledu v malih in srednjevelikih podjetjih	15,27	9,72	3,92	4,78
Dodajanje aditiva pogonskemu gorivu	195,52	99,07	45,20	54,46
Sistemi soproizvodnje toplote in električne energije (SPTE)	37,66	9,84	11,92	66,16
Energetsko učinkovita razsvetljava v stavbah	14,49	15,49	24,08	42,46
Prenova sistemov zunanje razsvetljave	0,07	0,00	2,74	2,22
Energetsko učinkoviti gospodinjski aparati	0,04	0,06	0,10	0,92
Energetsko učinkoviti elektromotorji	0,21	0,06	1,64	1,58
Uporaba frekvenčnih pretvornikov	1,12	0,37	5,60	3,79
Uvajanje sistemov upravljanja z energijo	98,34	92,94	103,81	9,71
Izkoriščanje odvečne toplote v industriji in storitvenem sektorju	0,00	0,00	6,00	22,58
Drugo	47,10	15,98	9,81	28,91

Vir: agencija

Podatki v tabeli 42 in na sliki 145 kažejo, da je bilo v letu 2018 največ prihrankov energije doseženih z ukrepi izvedbe sistemov soproizvodnje toplote in električne energije, z dodajanjem aditiva pogonskemu gorivu ter izvedbo energetske učinkovite razsvetljave v stavbah. Očiten upad glede na pretekla leta je bil v letu 2018 zaznan pri izvajanju ukrepa uvajanja sistemov upravljanja z energijo. Zmanjšanje prihrankov energije pri ukrepu dodajanje aditiva pogonskemu gorivu pa je bilo predvsem posledica spremenjene metode za izračun prihranka in popravkov zaradi ugotovljenih napak pri uporabi metode.

Slika 145: Deleži doseženih prihrankov energije po posameznih ukrepih v letu 2018



Vir: agencija

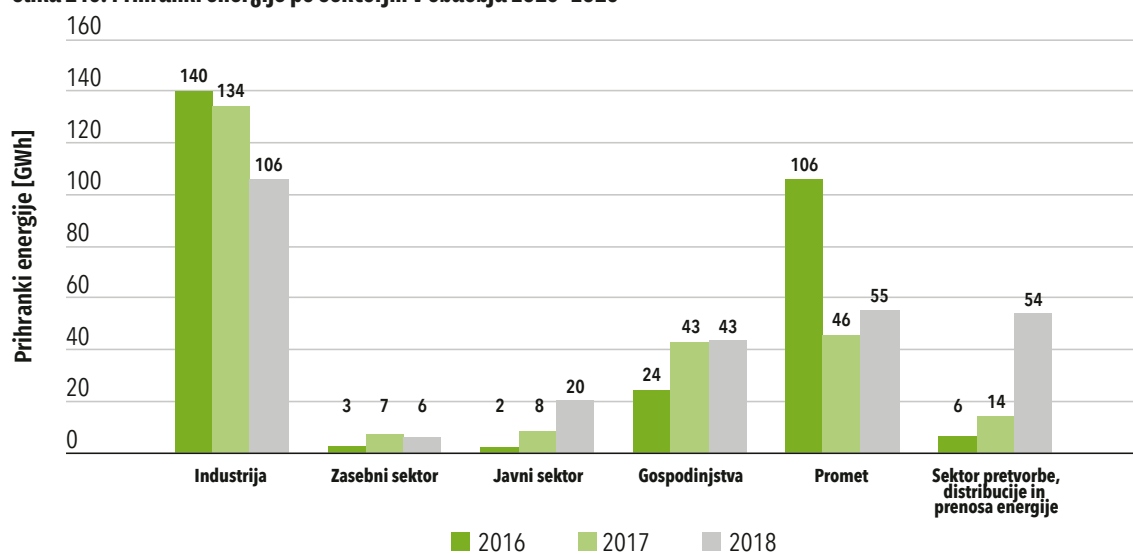
Na podlagi metodološko opredeljenih izračunov za zmanjšanje izpustov CO₂ za posamezne vrste ukrepov, določenih v Prilogi 1 pravilnika, so zavezanci uspeli izpuste zmanjšati za 86.148 ton na leto. Izpusti CO₂ so se najbolj zmanjšali v sektorju industrije, k temu pa je največ pripomogla izvedba ukrepa vgradnje sistema sproizvodnje toplote in električne energije.

Prihranki energije po sektorjih

Zavezanci so v letu 2018 dosegli največ prihrankov v industriji, skupaj 106 GWh, kar je 37,28 % vseh doseženih prihrankov končne energije v letu 2018. Ti prihranki so bili ustvarjeni z ukrepi, ki jih zavezanci izkazujejo z izvedenim energetskim pregledom. Najmanj prihrankov je bilo ustvarjenih v zasebnem storitvenem sektorju, in sicer 6 GWh, kar je 2,06 % vseh doseženih prihrankov energije. V tem sektorju je bilo največ prihrankov ustvarjenih z uvedbo učinkovite razsvetljave v stavbah.

Primerjava doseženih prihrankov energije po sektorjih v obdobju 2016–2018 na sliki 146 kaže, da je bilo tudi v letih 2016 in 2017 največ prihrankov ustvarjenih v sektorju industrije, najmanj pa v zasebnem in javnem sektorju. Pri tem velja poudariti, da je bil v letu 2018 v javnem sektorju dosežen pomemben napredek v obsegu prihrankov, predvsem zaradi sodelovanja zavezancev pri javno-zasebnem partnerstvu v okviru prenove javnih zgradb. Zaradi izvedbe številnih projektov vgradnje sistemov sproizvodnje toplote in električne energije je bil v letu 2018 očitno večji tudi prihranek v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije.

Slika 146: Prihranki energije po sektorjih v obdobju 2016–2018



Vir: agencija



06

TOPLOTA

Oskrbo s toploto iz 101 distribucijskega sistema je zagotavljalo 57 distributerjev toplote v 66 občinah.

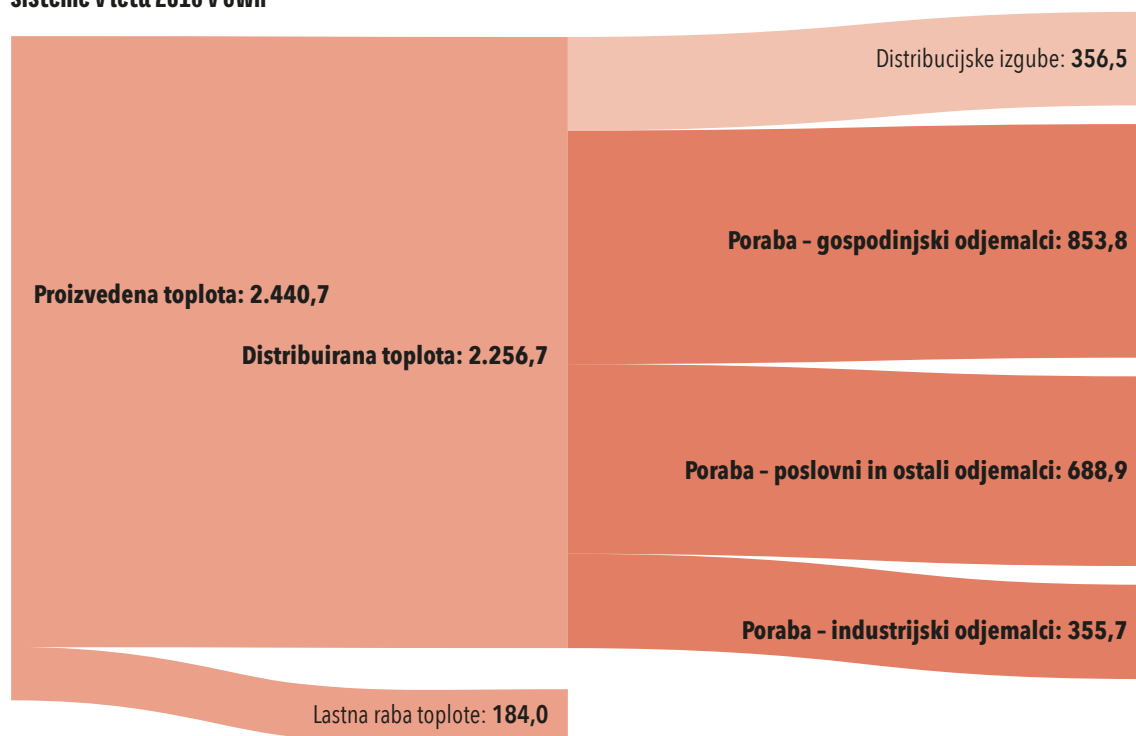
Oskrbovali so 107.095 odjemalcev, ki so jim dobavili 1900 GWh toplote ali 3,2 % manj kot leto prej. Povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za gospodinjske odjemalce se je v povprečju povečala za 6,3 %.

6 Toplota

Oskrba s toploto je distribucija toplote in hladu, ki se uporabljata za ogrevanje ali hlajenje prostorov, za potrebe industrijskih procesov in za pripravo sanitarne tople vode. Oskrba s toploto zajema dejavnost distribucije in dobave toplote, distribucija toplote pa se lahko opravlja v obliki izbirne lokalne gospodarske javne službe ali kot tržna dejavnost. 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 distribucijskih sistemov zajema agregirane podatke evidentiranih distribucijskih sistemov ter podatke evidentiranih proizvajalcev toplote, ki te distribucijske sisteme oskrbujejo.

Slika 147: Osnovni podatki o proizvedeni in distribuirani toploti za oskrbo odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme v letu 2018 v GWh



Vir: agencija

6.1 Oskrba s toploto

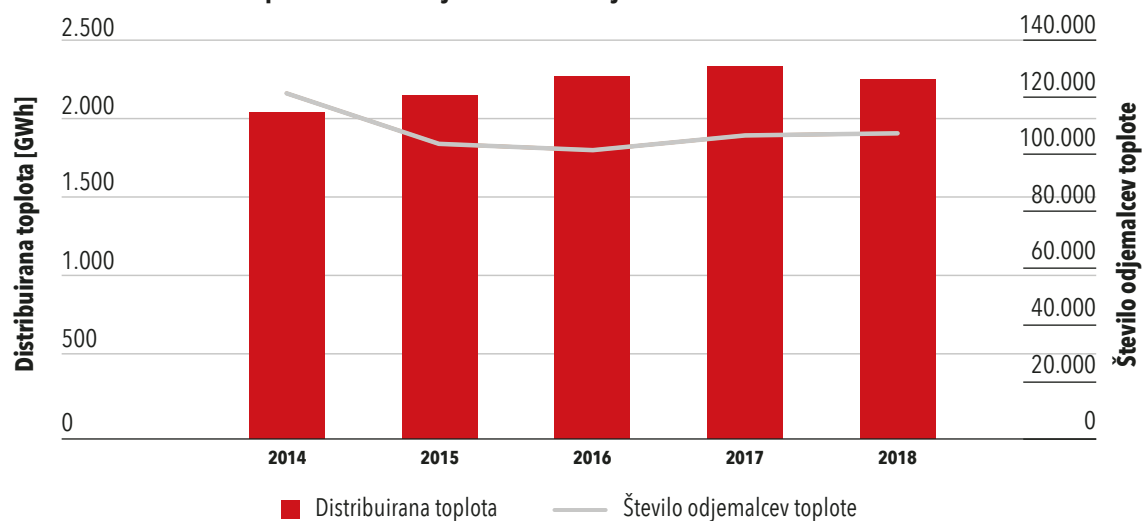
V Sloveniji je v letu 2018 oskrbo s toploto iz 101 distribucijskega sistema zagotavljalo 57 distributerjev toplote v 66 občinah.

3,2 %
manjši odjem
toplote

Distributerji toplote so distribuirali 2257 GWh toplote in pri tem oskrbovali 107.095 odjemalcev, katerim so dobavili 1900 GWh toplote. Razliko so predstavljale izgube pri distribuciji toplote v višini 357 GWh. Poraba toplote za oskrbo odjemalcev iz evidentiranih distribucijskih sistemov, ne upošteva lastno rabo proizvajalcev toplote, je bila v letu 2018 za 3,2 % manjša kot leto prej, v primerjavi z letom 2016 pa se je zmanjšala za 1,0 %, kar je povezano z višjimi zunanjimi temperaturami v letu 2018.

Število odjemalcev toplote, priključenih na distribucijske sisteme toplote, se je v letu 2018 glede na leto prej povečalo za 0,8 %.

Slika 148: Distribuirana toplota in število odjemalcev v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

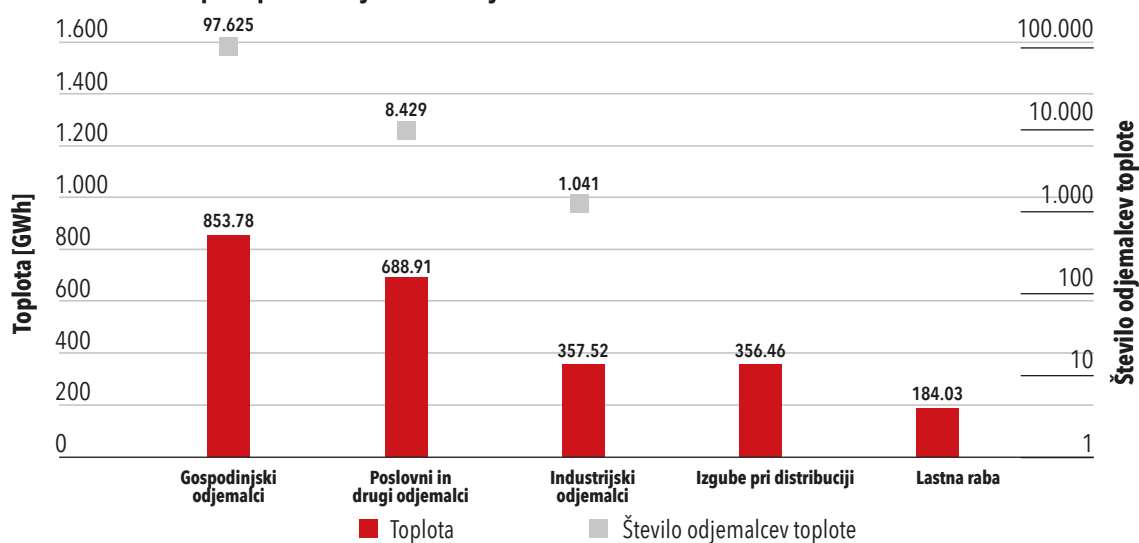
Pri distribuciji hladu tudi v letu 2018 niso bili evidentirani novi distribucijski sistemi daljinskega hlajenja. Dva večja distribucijska sistema s skupno inštalirano močjo hladilnih agregatov 3,88 MW sta oskrbovala predvsem poslovne in industrijske odjemalce. Distribucijski sistem hladu za oskrbo poslovnih odjemalcev 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 za oskrbo industrijskih odjemalcev 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 ogrevanje prostorov, pripravo sanitarne tople vode, oskrbo industrijskih procesov in za lastne potrebe proizvedli 2440,7 GWh koristne toplote. Hkrati je bilo proizvedeno tudi 919,3 GWh električne energije oziroma 866,8 GWh električne energije na pragu kogeneracijskih proizvodnih procesov. Toplota, proizvedena za potrebe oskrbe distribucijskih sistemov iz kogeneracijskih proizvodnih virov, je predstavljala 83,4-odstotni delež vse proizvedene toplote.

83,4 %
toplote proizvedene
iz kogeneracijskih
proizvodnih virov

Največji delež celotne proizvedene koristne toplote oziroma 35 % je bil namenjen oskrbi 97.625 gospodinjskih odjemalcev, 28,2 % toplote je porabilo 8429 poslovnih odjemalcev, 14,6 % toplote pa 1041 industrijskih odjemalcev. Povprečne letne izgube pri distribuciji so bile ocenjene na 14,6 % distribuirane toplote in so bile glede na leto 2017 manjše za 0,3 %, preostalih 7,5 % proizvedene toplote pa predstavlja razliko med proizvedeno in predano toploto, ki je bila uporabljena v industrijskih procesih proizvajalcev oziroma distributerjev toplote, torej za lastno rabo. Porabo toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število prikazuje slika 149.

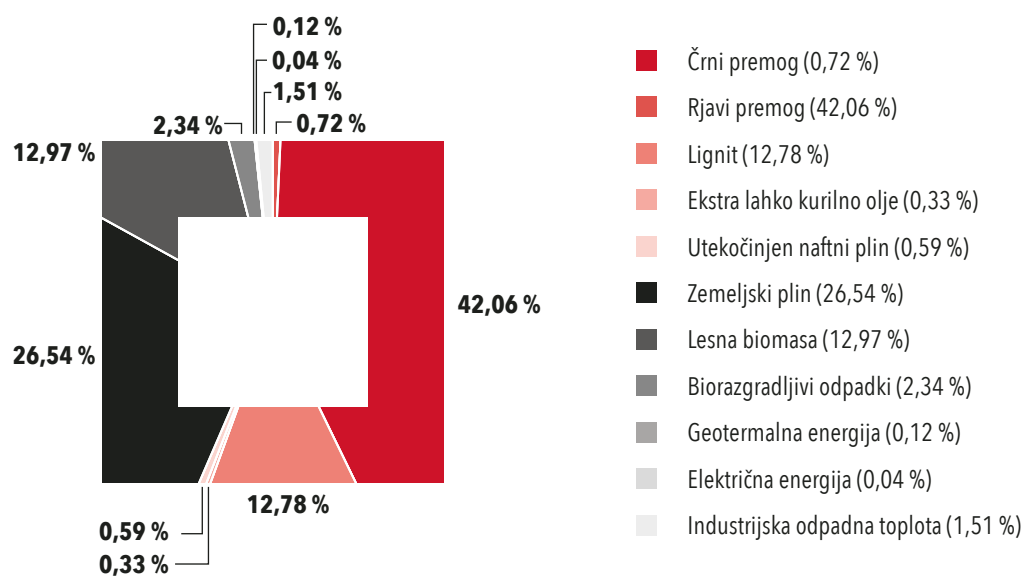
Slika 149: Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število



Vir: agencija

V letu 2018 je bilo 1 % manj proizvedene toplote kot leto prej, posledično pa se je zmanjšala poraba primarnih energentov za proizvodnjo toplote za 0,7 %. Primarni energent za proizvodnjo toplote za oskrbo distribucijskih sistemov toplote je tudi v letu 2018 ostal premog s 55,6-odstotnim deležem, sledil mu je zemeljski plin s 26,6-odstotnim deležem. Nafta in naftni derivati so bili zastopani z 0,9-odstotnim, obnovljivi viri (lesna biomasa, geotermalna energija in biorazgradljivi odpadki) s 15,4-odstotnim in industrijska odpadna toplota z 1,5-odstotnim deležem. 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 (SIJ Metal Ravne, d.o.o.). Toplota, proizvedena iz biorazgradljivih odpadkov, je predstavljala 2,3 %, odpadna toplota iz industrijskih procesov pa 1,5 % vse proizvedene toplote, namenjene oskrbi distribucijskih sistemov (slika 150).

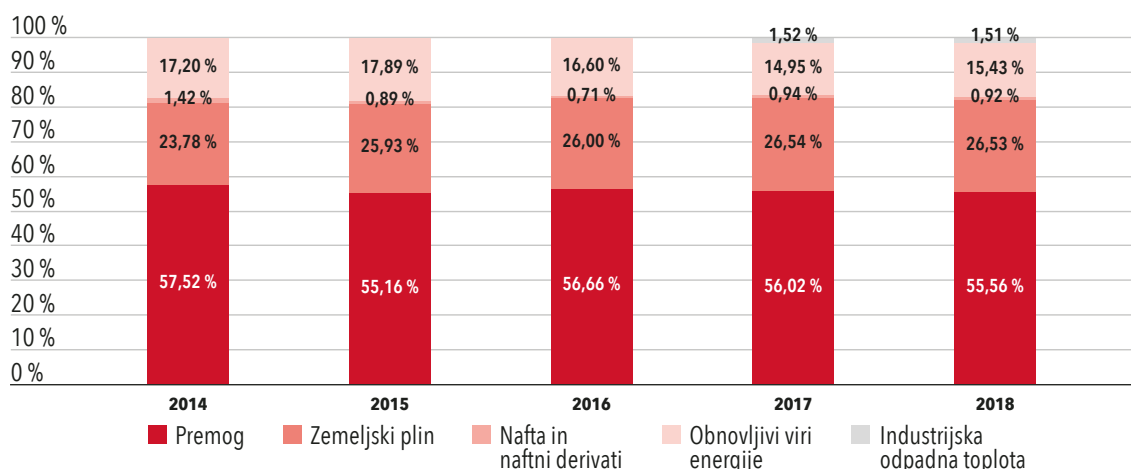
Slika 150: Struktura primarnih energentov pri proizvodnji toplote



Vir: agencija

Struktura primarnih energentov v obdobju 2014–2018 ostaja skoraj enaka (slika 151).

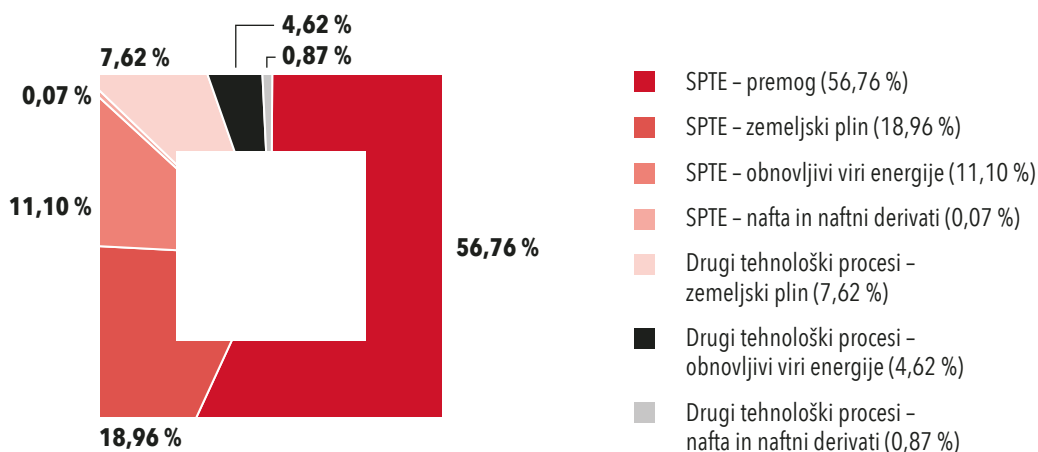
Slika 151: Struktura primarnih energentov v obdobju 2014–2018



Vir: agencija

Kar 86,9 % vse proizvedene toplote za potrebe lastne rabe in potrebe distribucijskih sistemov je bilo proizvedeno v procesih soproizvodnje električne energije in toplote, preostalih 13,1 % pa v drugih tehnoloških procesih (kotlovnice na lesno biomaso, zemeljski plin, utekočinjen naftni plin, procesi pridobivanja toplote iz geotermalnih vrtin, odpadne toplote iz industrijskih procesov, sežigalnic ...). Strukturni delež porabljenih primarnih energentov glede na način pridobivanja toplote za oskrbo sistemov toplote prikazuje slika 152.

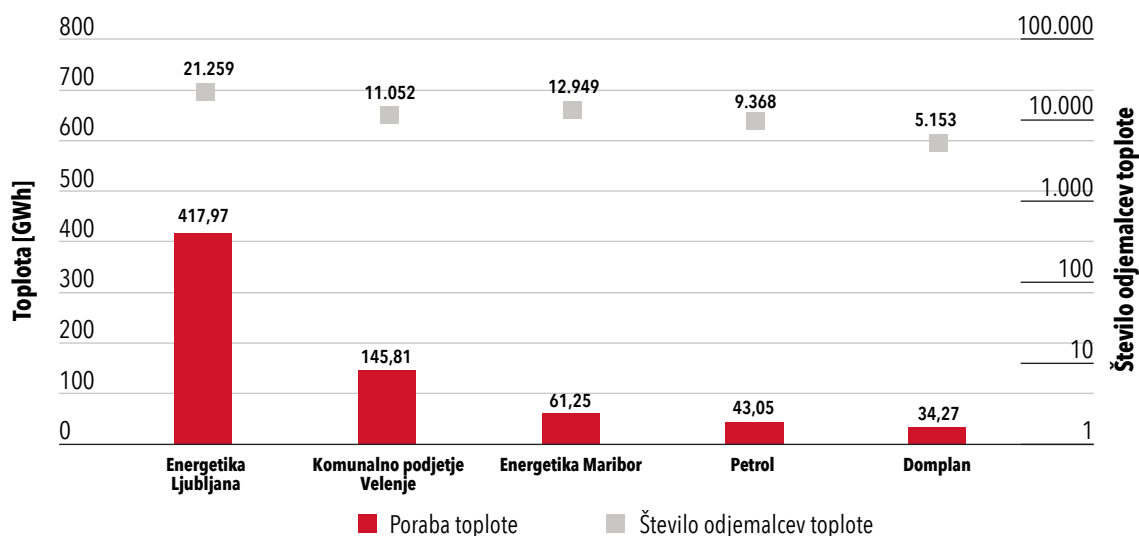
Slika 152: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote v SPTE in drugih tehnoloških procesih



Vir: agencija

Prvih pet največjih distributerjev toplote je končnim odjemalcem toplote dobavilo kar 83,0 % vse predane toplote iz distribucijskih sistemov. Prvih pet največjih distributerjev, ki oskrbujejo gospodinj-ske odjemalce, je v letu 2018 oskrbovalo 58,4 % teh odjemalcev in jim dobavilo 80,8 % vse toplote, namenjene tem odjemalcem. Navedeno prikazuje slika 153.

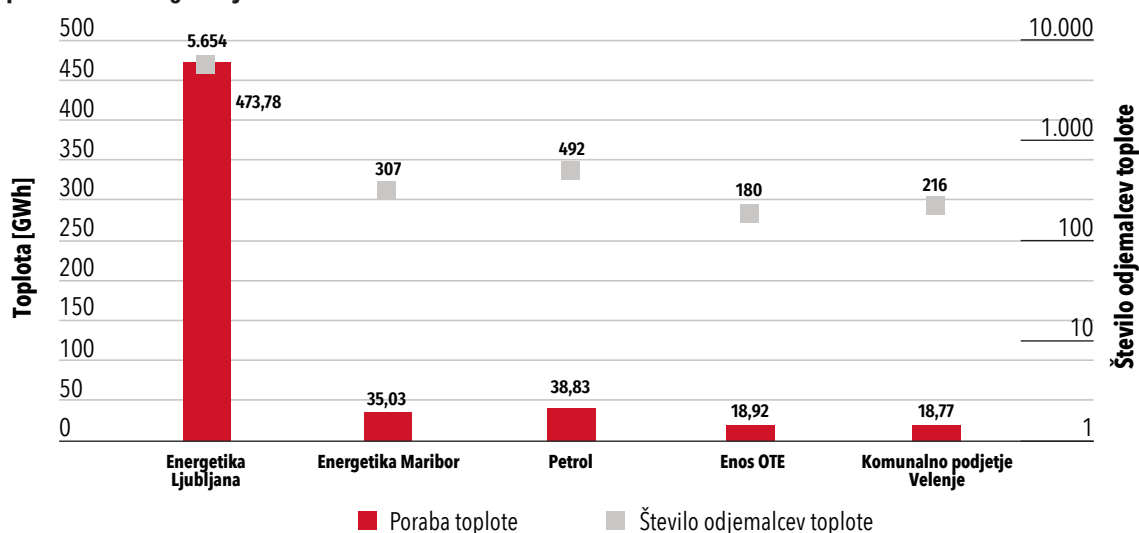
Slika 153: Porabljena toplota in število oskrbovanih gospodinskih odjemalcev pri petih največjih distributerjih toplote



Vir: agencija

Prvih pet največjih distributerjev toplote, ki s toploto oskrbujejo poslovne in druge odjemalce toplote, je oskrbovalo 79,3 % teh odjemalcev in jim dobavilo 83,5 % vse toplote, namenjene tej skupini odjemalcev (slika 154).

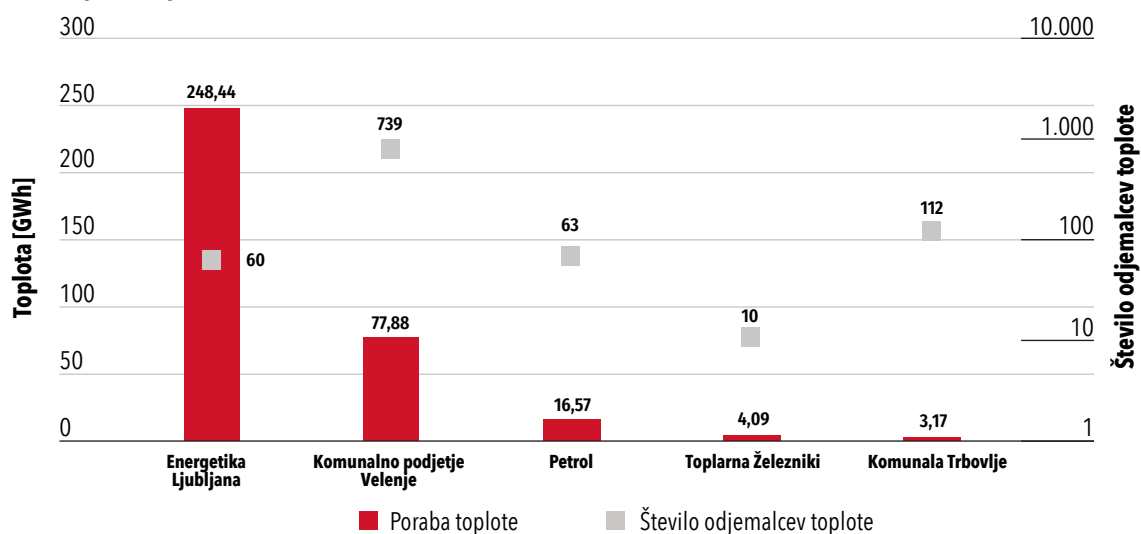
Slika 154: Porabljena toplota in število poslovnih in ostalih odjemalcev pri petih največjih distributerjih toplote poslovnim in drugim odjemalcem



Vir: agencija

Prvih pet največjih distributerjev toplote po količini distribuirane toplote za potrebe industrijskih procesov in ogrevanja je oskrbovalo kar 94,1 % teh odjemalcev in jim dobavilo 97,5 % toplote, namenjene industrijskim odjemalcem (slika 155).

Slika 155: Porabljena toplota in število industrijskih odjemalcev pri petih največjih distributerjih toplote industrijskim odjemalcem



Vir: agencija

6.2 Distribucijski sistemi toplote

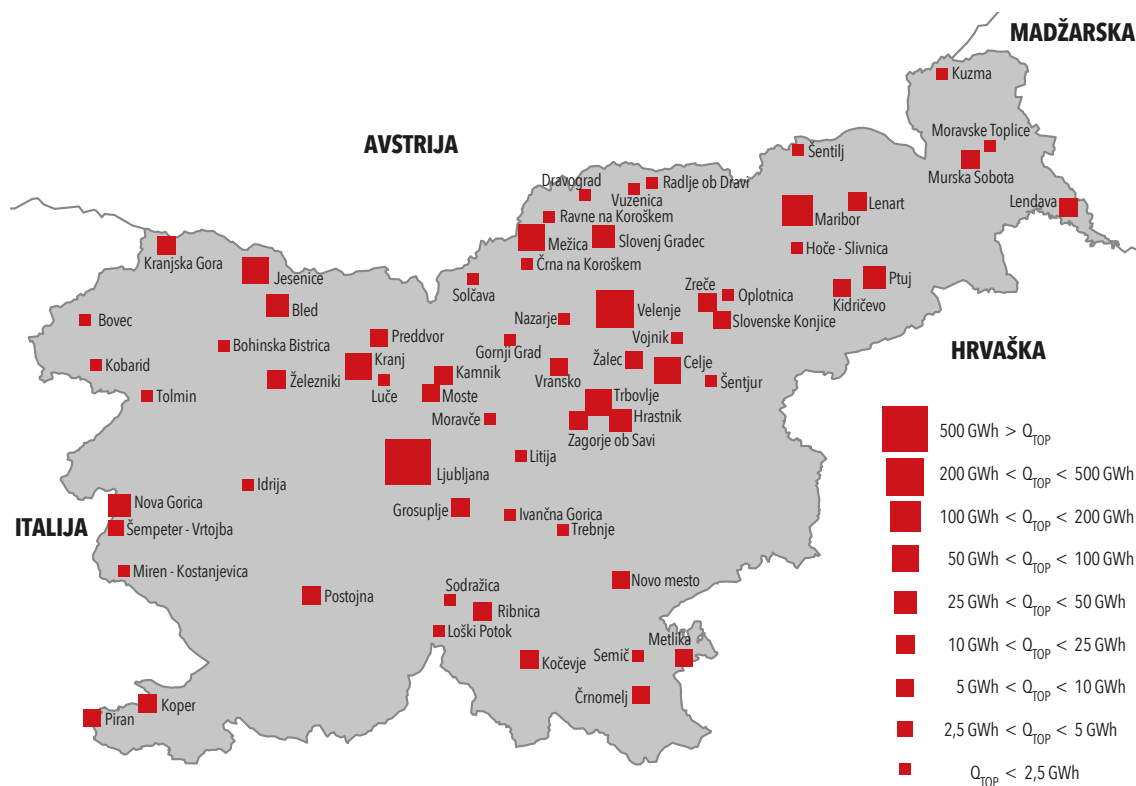
Oskrba s toploto iz distribucijskih sistemov toplote se je v letu 2018 izvajala iz 101 distribucijskega sistema (63 GJS, 11 tržnih in 27 lastniških) v 66 slovenskih občinah. Skupna dolžina distribucijskih sistemov je znašala 897,5 kilometra. V obliki izbirne javne gospodarske službe je oskrbo s toploto izvajalo 63 distribucijskih sistemov, ki jih je upravljalo 39 distributerjev v 51 slovenskih občinah. V osmih občinah se je oskrba izvajala kot tržna dejavnost in v 17 občinah v obliki oskrbe s toploto 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, delež prenesene toplote pa je znašal 93,6 %.

Večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja sta le v mestnih občinah Velenje in Kranj s skupno dolžino 1,5 kilometra.

Razpršenost distribucijskih sistemov in obseg distribuirane toplote po posameznih občinah prikazuje slika 156.

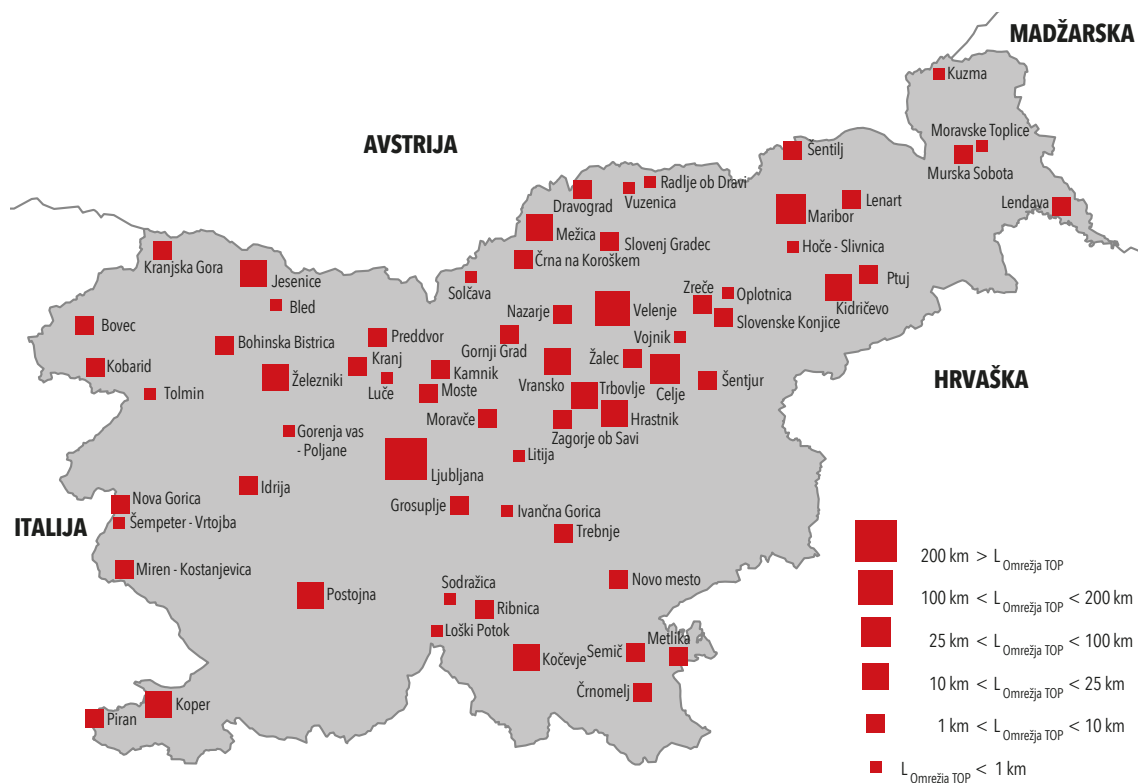
Slika 156: Distribucijski sistemi toplote glede na predano toploto v slovenskih občinah v letu 2018



Vir: agencija

Distribucijske sisteme glede na temperaturni režim obratovanja delimo na toplovodne, vročevodne in parovodne ter na distribucijske sisteme za potrebe prenosa hladu. Dolžina toplovodnih in vročevodnih distribucijskih sistemov predstavlja 98,8 % celotne dolžine distribucijskih sistemov, parovodni 1 % in distribucijski sistemi hladu nekaj manj kot 0,2 % celotne dolžine distribucijskih sistemov. Najdaljša distribucijska sistema sta v Mestni občini Ljubljana (262,8 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem) in v Mestni občini Velenje z Občino Šoštanj (177,2 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem). Povprečna dolžina toplovodnih distribucijskih sistemov je v letu 2018 znašala 13,4 kilometra.

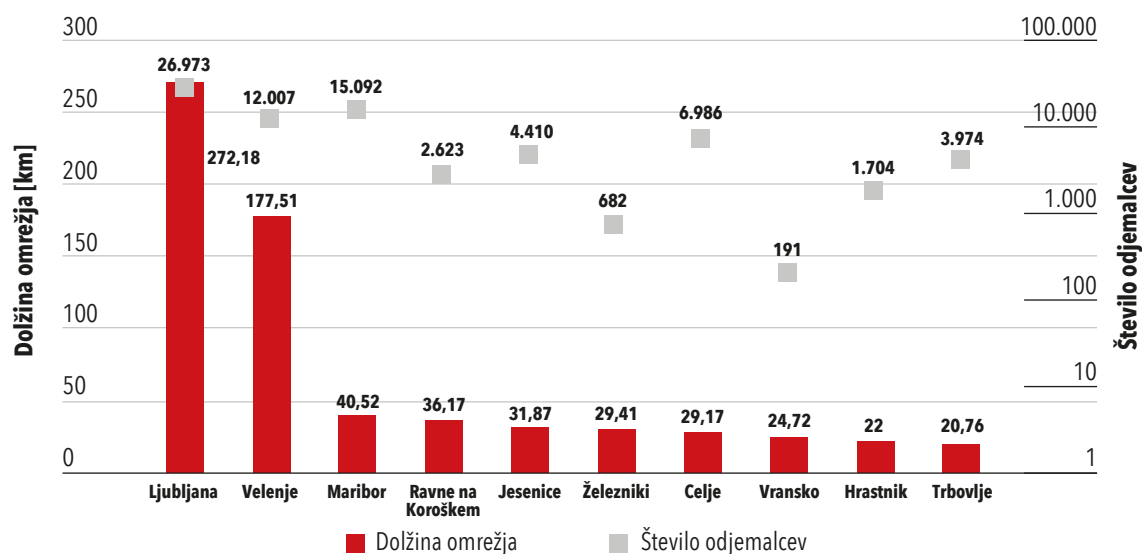
Slika 157: Distribucijski sistemi toplote v slovenskih občinah glede na dolžino omrežij



Vir: agencija

Dolžine 10 največjih distribucijskih sistemov za oskrbo s toploto in število odjemalcev toplote v letu 2018 prikazuje slika 158.

Slika 158: Dolžine distribucijskih sistemov toplote in število priključenih odjemalcev v posameznih občinah



Vir: agencija

6.3 Cena toplote

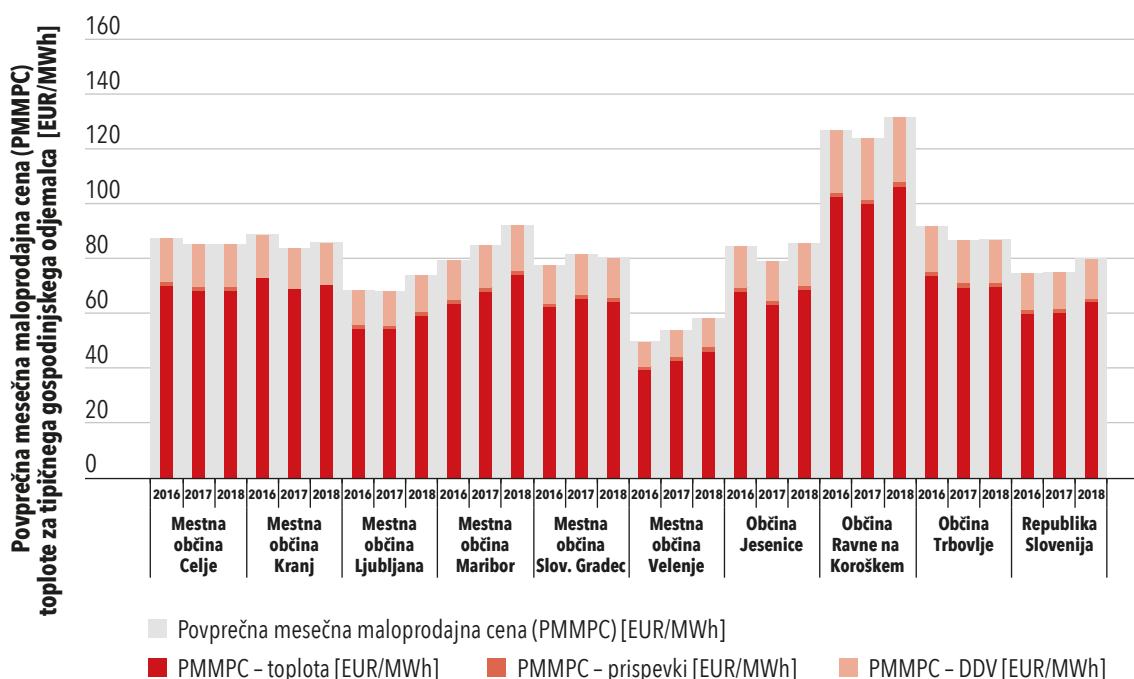
Povprečna maloprodajna cena toplote v devetih izbranih slovenskih občinah z distribucijskimi sistemi toplote je izračunana kot povprečna mesečna maloprodajna cena oskrbe s toploto za namene ogrevanja stanovanjskih prostorov in pripravo sanitarne tople vode na podlagi javno objavljenih cenikov distributerjev toplote za leto 2018 za značilnega gospodinjkega odjemalca toplote večstanovanjske stavbe z letno obračunsko močjo 7 kW in povprečno letno porabo 6,21 MWh.

6,3 %
višja povprečna
mesečna maloprodajna
cena za značilnega
gospodinjkega
odjemalca

Distribucijski sistemi v izbranih slovenskih občinah so v letu 2018 oskrbovali 70,4 % vseh oskrbovanih gospodinjstev odjemalcev na območju Slovenije, njihova prevzeta količina toplote pa je znašala 86,6 % vse predane toplote gospodinjstvom odjemalcem.

Povprečne maloprodajne cene toplote v omenjenih izbranih slovenskih občinah so prikazane na sliki 159. 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 gospodinjstev odjemalcev. Povprečna mesečna maloprodajna cena toplote za gospodinjstve odjemalce se je glede na leto prej v povprečju zvišala za slabih 6,3 %. Največji dvig povprečnih maloprodajnih cen je bil zabeležen na območju Mestne občine Maribor (8,8 %), Mestne občine Ljubljana (8,7 %), Občine Jesenice (8,2 %) in Mestne občine Velenje (7,5 %). Maloprodajna cena je ostala enaka na območju Mestne občine Celje, samo na območju Mestne občine Slovenj Gradec pa se je maloprodajna cena znižala (1,7 %).

Slika 159: Gibanja povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinjstve odjemalce v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2016–2018



Vir: agencija

6.4 Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje

Agencija izvaja reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje na podlagi veljavnega Akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje. Zavezanci za regulacijo so distributerji toplote, ki opravljajo izbirno lokalno 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. Zavezanci 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 2018 je agencija reševala zahteve za izdajo soglasja k izhodiščni ceni toplote, ki v letu 2017 še niso bile rešene, in zahteve, ki jih je prejela od zavezancev za regulacijo zaradi izvajanja dejavnosti distribucije toplote na novem distribucijskem sistemu ali pa zaradi še ne izdanega soglasja k cenam toplote.

V letu 2018 je agencija na podlagi pregleda podatkov o poslovanju za leto 2017 pozvala k oddaji nove zahteve za izdajo soglasja k izhodiščni ceni toplote tiste zavezance za regulacijo, ki so izpolnjevali kriterije oziroma razloge iz Akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje za podajo nove zahteve. Tako je konec leta 2018 prejela 20 zahtev za izdajo soglasij k izhodiščnim cenam toplote od 17 zavezancev za regulacijo. O prejetih zahtevah bo odločala v letu 2019.

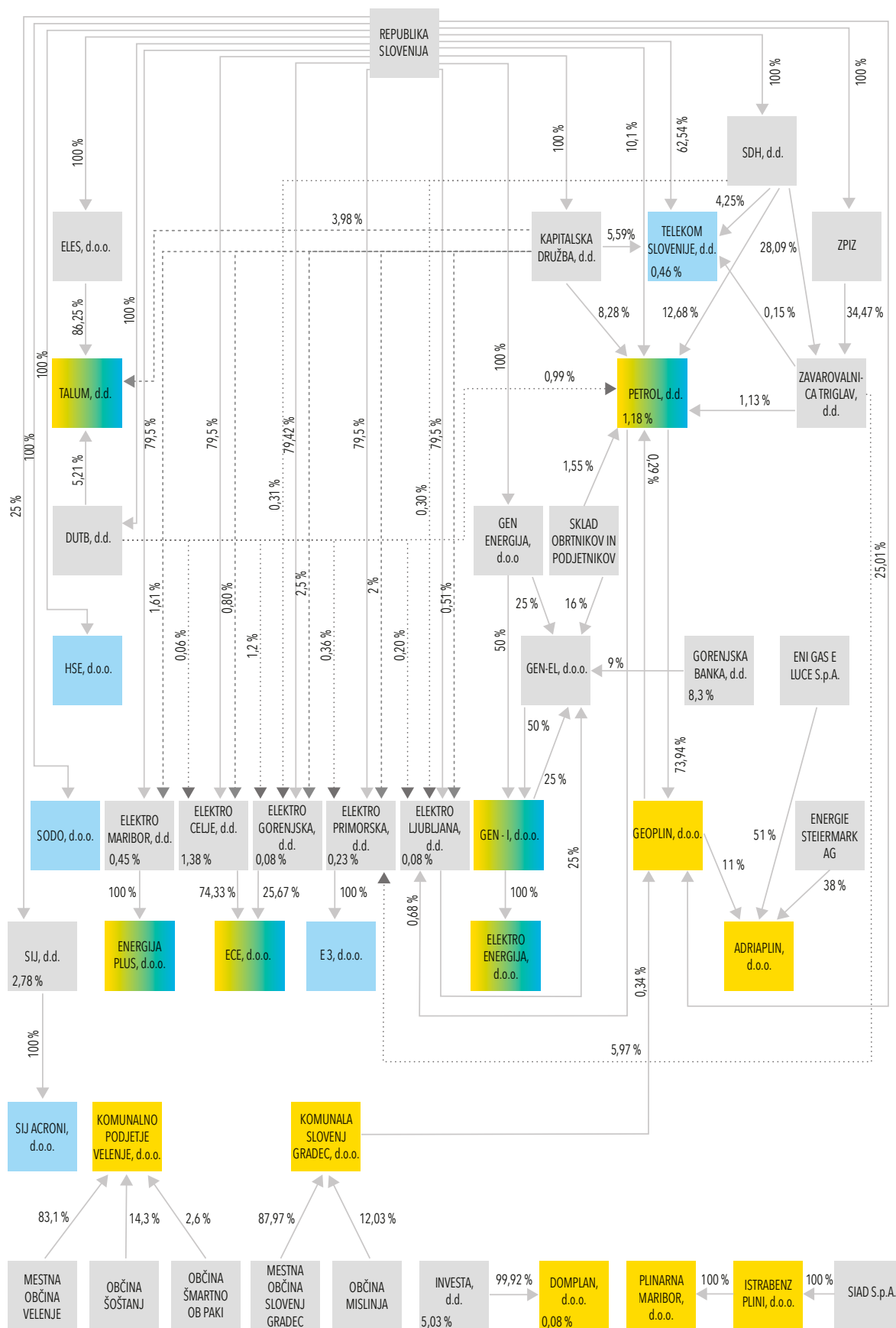
Spremljanje in analiziranje prejetih obvestil o spremembah izhodiščnih cen toplote je pomemben dejavnik pri presoji ustreznosti predlagane izhodiščne in povprečne cene v zahtevi za izdajo soglasja k izhodiščni ceni toplote. V letu 2018 je agencija prejela 131 obvestil o prilagajanju variabilnega dela izhodiščne cene toplote. 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.

6.5 Ločitev dejavnosti

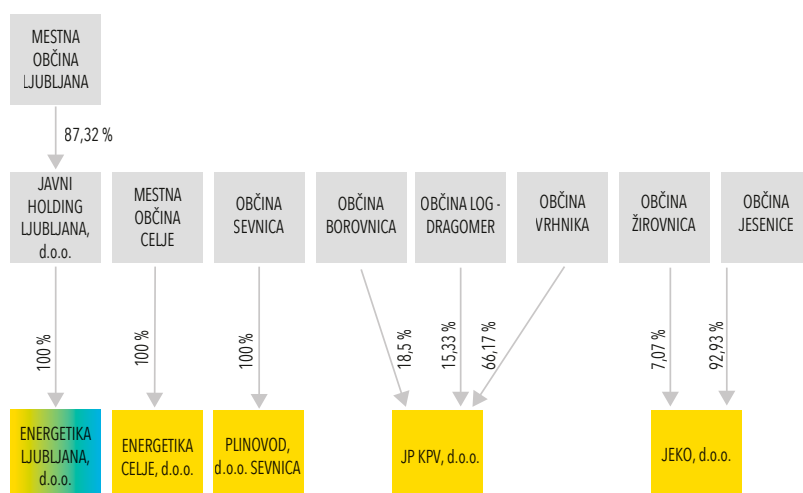
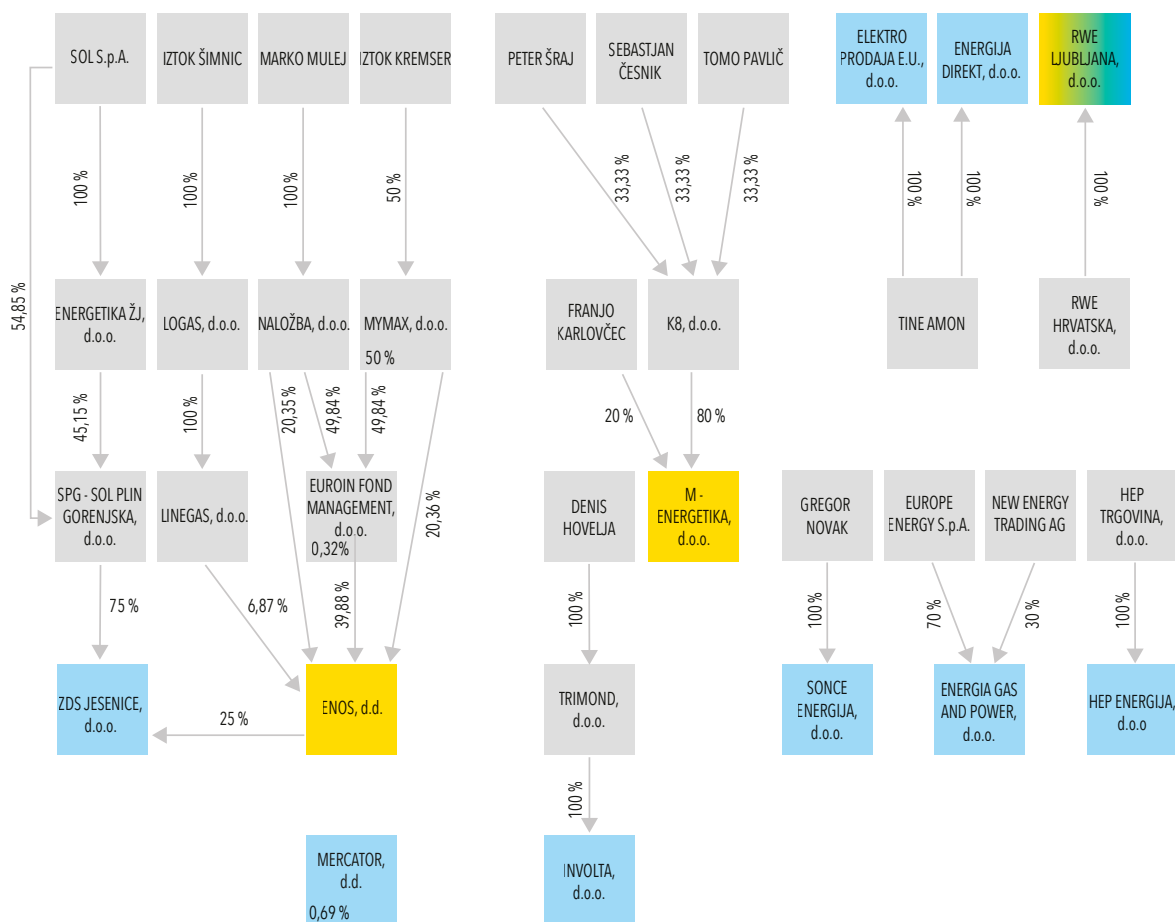
Distributerji, ki izvajajo gospodarsko javno službo in poleg distribucije toplote opravljajo tudi druge dejavnosti, morajo skladno z računovodskimi standardi voditi ločene računovodske evidence in v pojasnilih k računovodskim izkazom razkriti ločene računovodske izkaze za dejavnosti distribucije toplote, 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 evidenc 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.

7 Lastniška povezanost energetskih podjetij

Slika 160: Lastniška struktura dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina – stanje maj 2019



Vir: gvin.com

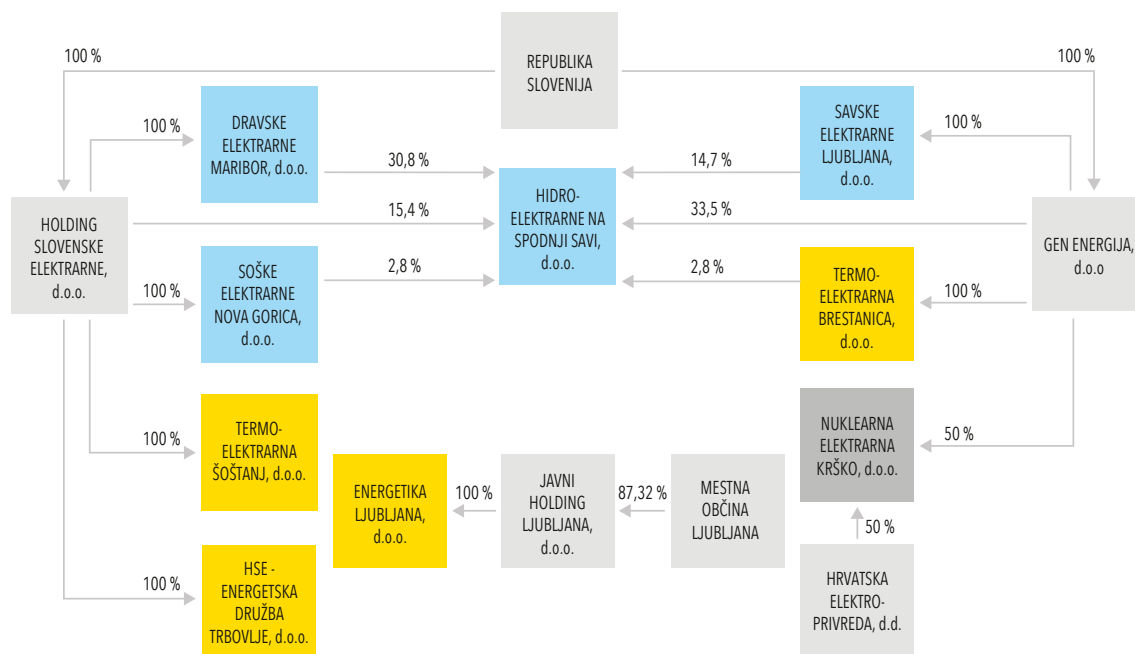


■ Dobavitelj zemeljskega plina

■ Dobavitelj električne energije

■ Dobavitelj električne energije in zemeljskega plina

Slika 161: Lastniška struktura proizvajalcev električne energije z inštalirano močjo več kot 10 MW – stanje maj 2019



Vir: gvin.com

8 Seznam slik

Slika 1:	Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2018 v GWh	8
Slika 2:	Prevzem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2014–2018	10
Slika 3:	Deleži primarnih virov energije v obdobju 2014–2018	11
Slika 4:	Število gospodinjskih odjemalcev v obdobju 2014–2018	12
Slika 5:	Poraba električne energije v obdobju 2014–2018	16
Slika 6:	Skupna in povprečna letna poraba gospodinjskih odjemalcev z enotarifnim in dvotarifnim merjenjem električne energije v obdobju 2014–2018	17
Slika 7:	Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2014–2018	19
Slika 8:	Ocena dodatno proizvedene električne energije pri izvedbi vseh izbranih projektov proizvodnih naprav OVE in SPTE v okviru javnih pozivov	24
Slika 9:	Primerjava najnižjih ponujenih cen električne energije med izbranimi projekti nekaterih tehnologij v okviru javnih pozivov in referenčnih stroškov proizvodnje električne energije istih tehnologij (RSEE) po in pred spremembo podporne sheme OVE in SPTE	25
Slika 10:	Skupna inštalirana električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2010–2018	26
Slika 11:	Proizvedena električna energija v obdobju 2010–2018, za katero so bile proizvajalcem električne energije, vključenim v podporno shemo, izplačane podpore	27
Slika 12:	Vrednost izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010–2018	27
Slika 13:	Razmerje med deležem izplačanih sredstev za podpore in proizvedeno količino električne energije glede na vir energenta v obdobju 2010–2018	28
Slika 14:	Spremembe vrednosti prispevkov posameznih odjemnih skupin končnih odjemalcev električne energije v obdobju 2010–2018	29
Slika 15:	Delež prispevka OVE in SPTE v končni ceni električne energije gospodinjskega odjemalca s 3500 kWh letnega odjema v letu 2018	30
Slika 16:	Število, priključna moč ter ocena proizvodnje naprav za samooskrbo v letih od 2016–2018	30
Slika 17:	Ocena proizvodnje naprav za samooskrbo (v kWh) v letu 2018 po mesecih	31
Slika 18:	Povprečne dnevne vrednosti osnovnih cen odstopanj C_+ in C_- ter indeksa SIPX	36
Slika 19:	Skupna odstopanja v slovenskem elektroenergetskem sistemu	36
Slika 20:	Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018	39
Slika 21:	Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018	39
Slika 22:	Parameter MAIFI v obdobju 2014–2018	39
Slika 23:	Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018	40
Slika 24:	Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2014–2018	40
Slika 25:	Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2014–2018	43
Slika 26:	Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2014–2018	43
Slika 27:	Ocena investicijskih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2017–2026	44
Slika 28:	Naložbe sistemskega in distribucijskega operaterja v obdobju 2014–2018	46
Slika 29:	Naložbe sistemskega operaterja v letu 2018	46
Slika 30:	Naložbe distribucijskega operaterja	47
Slika 31:	Trend uvajanja naprednih merilnih naprav v obdobju 2014–2018	48
Slika 32:	Lastna ocena pogostosti odzivanja anketirancev glede na namen aktivacije v projektu Premakni porabo	51

Slika 33:	Struktura upravičenih stroškov sistemskega operaterja v obdobju 2016–2021	59
Slika 34:	Struktura upravičenih stroškov distribucijskega operaterja v obdobju 2016–2021	60
Slika 35:	Gibanje omrežnine za gospodinski odjem v obdobju 2011–2018	62
Slika 36:	Gibanje omrežnine za poslovni odjem v obdobju 2011–2018	62
Slika 37:	Gibanje povprečne cene MPZ v smeri iz Avstrije v Italijo v obdobju 2014–2018	65
Slika 38:	Gibanje povprečne cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2014–2018	69
Slika 39:	Gibanje povprečne cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2014–2018	69
Slika 40:	Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej	71
Slika 41:	Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah na trgu za dan vnaprej	71
Slika 42:	Primerjava doseženih cen na trgu za dan vnaprej med borznima trgoma BSP Southpool in GME	72
Slika 43:	Gibanje števila predanih emisijskih kuponov za vsa tri trgovalna obdobja v obdobju 2005–2018	73
Slika 44:	Gibanje cene emisijskih kuponov na borzi EEX (nakup v letu 2018 za leto 2019)	74
Slika 45:	Registracija tržnih udeležencev v Sloveniji v obdobju 2015–2018	75
Slika 46:	Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb v letu 2018	76
Slika 47:	Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb po mesecih za leto 2018	77
Slika 48:	Trend gibanja indeksa Churn ratio po letih v obdobju 2011–2018	77
Slika 49:	Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2018	78
Slika 50:	Tržni delež in število trgovcev na slovenski borzi glede na trgovano količino	80
Slika 51:	Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2014–2018	81
Slika 52:	Maloprodajni indeks cen v obdobju 2016–2018	82
Slika 53:	Primerjava cen zelene energije in ostale energije na maloprodajnem trgu v Sloveniji za značilnega gospodinskega odjemalca (DC – 3500 kWh na leto) v obdobju 2016–2018	83
Slika 54:	Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ponudbo na trgu oziroma ponudbo na podlagi rednih cenikov	84
Slika 55:	Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinskega odjemalca (DC – 3500 kWh na leto, priključna moč 7 kw) v obdobju 2016–2018	85
Slika 56:	Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v obdobju od 2016–2018	85
Slika 57:	Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh (Ib) v državah EU in Sloveniji za leto 2018 v EUR/MWh	86
Slika 58:	Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh (Ie) v državah EU in Sloveniji za leto 2018 v EUR/MWh	86
Slika 59:	Število izvedenih primerjav letnih stroškov na podlagi rednih cen in izvedenih preverjanj računov	89
Slika 60:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v letu 2018 glede na leto 2017	90
Slika 61:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2018 glede na leto 2017	91
Slika 62:	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem gospodinskim odjemalcem v letu 2018 glede na leto 2017	92
Slika 63:	Gibanje tržnih deležev dobaviteljev električne energije gospodinskim odjemalcem v obdobju 2016–2018	93
Slika 64:	Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju od 2016–2018	93
Slika 65:	Število menjav dobavitelja v obdobju 2014–2018	96
Slika 66:	Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2018 glede na tip odjema	96
Slika 67:	Količine zamenjane energije glede na tip odjema	97
Slika 68:	Količine zamenjane energije glede na tip odjema v obdobju 2016–2018	97

Slika 69: Trend kazalnikov, ki vplivajo na dinamiko maloprodajnega trga, v obdobju 2014–2018	98
Slika 70: Prezem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju v obdobju 2014–2018	102
Slika 71: 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 2014–2018	104
Slika 72: Nedobavljena energija na prenosnem sistemu glede na vzrok	104
Slika 73: Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah zemeljskega plina v GWh	108
Slika 74: Prenosni sistem zemeljskega plina v decembru 2018	109
Slika 75: Prenesene količine zemeljskega plina v obdobju 2014–2018	110
Slika 76: Skupna in povprečna poraba poslovnega odjemalca ter število odjemalcev na prenosnem sistemu zemeljskega plina v obdobju 2009–2018	110
Slika 77: Razmerje med količinami plina za lastno rabo in prenesenimi količinami v obdobju 2016–2018	111
Slika 78: Distribucijski sistemi zemeljskega plina glede na distribuirano količino	112
Slika 79: Poraba odjemalcev na distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemih glede na tip odjema in število aktivnih odjemalcev v obdobju 2014–2018	113
Slika 80: Dolžina omrežja distribucijskih in zaprtih distribucijskih sistemov ter število aktivnih odjemalcev v obdobju 2014–2018	113
Slika 81: Delež in število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2014–2018	114
Slika 82: Delež porabljenega zemeljskega plina iz distribucijskih sistemov za gospodinske in negospodinske odjemalce v obdobju 2014–2018	115
Slika 83: Skupna in povprečna poraba gospodinskih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2009–2018	115
Slika 84: Skupna in povprečna poraba negospodinskih odjemalcev na distribucijskih omrežjih v obdobju 2009–2018	116
Slika 85: Poraba stisnjenega zemeljskega plina v prometu v obdobju 2011–2018	117
Slika 86: Prodaja utekočinjenega zemeljskega plina v obdobju 2011–2018	117
Slika 87: Distribuirane količine drugih energetskih plinov po distributerjih in vrsti distribuiranega plina	118
Slika 88: Neto odstopanja nosilcev bilančnih skupin in trgovane količine na trgovalni platformi	119
Slika 89: Prihodki in odhodki operaterja prenosnega sistema na izravnalnem trgu	120
Slika 90: Bilančne razlike po mesecih	121
Slika 91: Absolutna vrednost bilančnih razlik v GWh in relativna vrednost v odstotkih v obdobju 2014–2018	121
Slika 92: Dnevna odstopanja slovenskih nosilcev bilančnih skupin in borzni indeks CEGHIX	122
Slika 93: Cene trgovanj na trgovalni platformi, cene za odstopanja in indeks CEGHIX od začetka obratovanja slovenske virtualne trgovalne točke	122
Slika 94: Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi v obdobju 2014–2018	123
Slika 95: Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina v obdobju 2005–2018	124
Slika 96: Trend izgradnje novih plinovodov in stroški naložb v obdobju 2014–2018	125
Slika 97: Dolžina novih distribucijskih omrežij v obdobju 2014–2018	126
Slika 98: Struktura upravičenih stroškov operaterja prenosnega sistema v obdobju 2016–2019	128
Slika 99: Struktura upravičenih stroškov operaterjev distribucijskih sistemov v obdobju 2016–2021	129
Slika 100: Gibanje tarifnih postavk omrežnine za vstopne točke v obdobju 2013–2018	130
Slika 101: Gibanje tarifnih postavk omrežnine za izstopne točke v obdobju 2013–2018	130
Slika 102: Gibanje omrežnine za distribucijo za manjše gospodinske odjemalce – D1 (3.765 kWh) v obdobju 2014–2018	132
Slika 103: Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 (32 MWh) v obdobju 2014–2018	132
Slika 104: Gibanje omrežnine za distribucijo za velike gospodinske odjemalce – D3 (215 MWh) v obdobju 2014–2018	132

Slika 105: Gibanje omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 (8.608 MWh) v obdobju 2014–2018	133
Slika 106: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na mejni vstopni točki Ceršak v obdobju 2016–2018	134
Slika 107: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na vstopni točki Šempeter v obdobju 2016–2018	134
Slika 108: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Šempeter v obdobju 2016–2018	135
Slika 109: Dinamika dnevno prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična zmogljivost, dodeljena zagotovljena in prekinljiva zmogljivost na izstopni točki Rogatec v obdobju 2016–2018	135
Slika 110: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni vstopni točki Ceršak v obdobju 2016–2018	136
Slika 111: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti zmogljivosti na mejni izstopni točki Rogatec v obdobju 2016–2018	136
Slika 112: Viri zemeljskega plina v obdobju 2014–2018	138
Slika 113: Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb	138
Slika 114: Koncentracija veleprodajnega trga z zemeljskim plinom	139
Slika 115: Trgovanje v virtualni točki (prosti trg)	140
Slika 116: Trgovanje na trgovanjski platformi (izravnavni trg)	141
Slika 117: Tehtana povprečna cena na trgovanjski platformi (izravnavni trg) in vrednosti CEGHIX	141
Slika 118: Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2014–2018	142
Slika 119: Maloprodajni indeks cen in nekatere značilne cene zemeljskega plina brez omrežnine, dajatev in DDV v obdobju 2016–2018	143
Slika 120: Končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2017 in 2018	144
Slika 121: Končne cene zemeljskega plina za značilnega gospodinskega odjemalca D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in sosednje države v letih 2017 in 2018	144
Slika 122: Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2017 in 2018	145
Slika 123: Končna cena zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilnega industrijskega odjemalca I3 za Slovenijo in sosednje države v letih 2017 in 2018	145
Slika 124: Struktura končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v obdobju 2016–2018	146
Slika 125: Struktura končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v obdobju 2016–2018	146
Slika 126: Potencialni prihranki stroškov oskrbe v primeru zamenjave produkta dobave pri značilnem gospodinskem odjemalcu v obdobju 2016–2018	147
Slika 127: Spremembe tržnih deležev na trgu končnim odjemalcem v letu 2018 glede na leto 2017	149
Slika 128: Tržni deleži treh največjih dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom in število vseh dobaviteljev v obdobju 2014–2018 ⁵⁶	150
Slika 129: Sprememba tržnih deležev na trgu gospodinskih odjemalcev v letu 2018 glede na leto 2017	151
Slika 130: Sprememba tržnih deležev na trgu poslovnih odjemalcev v letu 2018 glede na leto 2017	152
Slika 131: Gibanje števila menjav dobavitelja v obdobju 2014–2018	152
Slika 132: Dinamika števila menjav dobavitelja glede na tip odjema v letih 2017 in 2018	153
Slika 133: Količine zamenjanega plina glede na tip odjema v letih 2017 in 2018	154
Slika 134: Količine zamenjanega plina glede na tip odjema ter število menjav dobavitelja glede na tip odjema v letih 2017 in 2018	154
Slika 135: Trend kazalnikov, ki vplivajo na dinamiko maloprodajnega trga v obdobju 2014–2018	155
Slika 136: Število pritožb gospodinskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zoper dobavitelje v letu 2018 po vsebinskih razlogih	162

Slika 137: Število pritožb gospodinskih odjemalcev električne energije in zemeljskega plina zoper dobavitelje v obdobju 2014–2018	162
Slika 138: Skupno število prejetih pritožb gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina zoper operaterje distribucijskih sistemov v obdobju 2014–2018	163
Slika 139: Pritožbe gospodinskih odjemalcev zemeljskega plina glede na vsebino pritožbe	163
Slika 140: Odločanje agencije v sporih in o pritožbah v letu 2018	164
Slika 141: Sprejete odločitve agencije v sporih in pritožbah	164
Slika 142: Odločitve agencije v postopkih nadzora	165
Slika 143: Primerjava ciljnega in doseženega prihranka energije zavezancev v obdobju 2015–2018	169
Slika 144: Ciljni in doseženi prihranki končne energije glede na vrsto dobavitelja energenta	170
Slika 145: Deleži doseženih prihrankov energije po posameznih ukrepih v letu 2018	172
Slika 146: Prihranki energije po sektorjih v obdobju 2016–2018	173
Slika 147: Osnovni podatki o proizvedeni in distribuirani toploti za oskrbo odjemalcev, priključenih na distribucijske sisteme v letu 2018 v GWh	176
Slika 148: Distribuirana toplota in število odjemalcev v obdobju 2014–2018	177
Slika 149: Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število	178
Slika 150: Struktura primarnih energentov pri proizvodnji toplote	178
Slika 151: Struktura primarnih energentov v obdobju 2014–2018	179
Slika 152: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote v SPTE in drugih tehnoloških procesih	179
Slika 153: Porabljena toplota in število oskrbovanih gospodinskih odjemalcev pri petih največjih distributerjih toplote	180
Slika 154: Porabljena toplota in število poslovnih in ostalih odjemalcev pri petih največjih distributerjih toplote poslovnim in drugim odjemalcem	180
Slika 155: Porabljena toplota in število industrijskih odjemalcev pri petih največjih distributerjih toplote industrijskim odjemalcem	181
Slika 156: Distribucijski sistemi toplote glede na predano toploto v slovenskih občinah v letu 2018	182
Slika 157: Distribucijski sistemi toplote v slovenskih občinah glede na dolžino omrežij	183
Slika 158: Dolžine distribucijskih sistemov toplote in število priključenih odjemalcev v posameznih občinah	183
Slika 159: Gibanja povprečne maloprodajne cene toplote za gospodinske odjemalce v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2016–2018	184

9 Seznam tabel

Tabela 1: Prezem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v letih 2017 in 2018 v GWh	9
Tabela 2: Primarni viri za proizvodnjo električne energije v letih 2017 in 2018	10
Tabela 3: Število končnih odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v letih 2017 in 2018	11
Tabela 4: Število končnih odjemalcev električne energije glede na način priključitve	12
Tabela 5: Inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije	14
Tabela 6: Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo	15
Tabela 7: Poraba električne energije v letih 2017 in 2018	16
Tabela 8: Poraba, proizvodnja in pokritost porabe z domačo proizvodnjo v obdobju 2014–2018	18
Tabela 9: Doseženi cilji na področju OVE v obdobju 2005–2017 in ocena za leto 2018	20
Tabela 10: Pregled prijavljenih projektov proizvodnih naprav na javnih pozivih v letu 2018, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije	22
Tabela 11: Pregled na javnih pozivih iz leta 2018 izbranih projektov proizvodnih naprav, združenih glede na tehnologijo proizvodnje električne energije	23
Tabela 12: Število proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in dinamika njihove vključitve	26
Tabela 13: Vrednosti prispevkov na fosilne energente, določene v letu 2014	29
Tabela 14: Pregled produktov pozitivne terciarne rezerve za leto 2018	33
Tabela 15: Stroški izvajanja sistemskih storitev	34
Tabela 16: Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in regulacijskega območja Slovenije v obdobju 2014–2018	37
Tabela 17: Pregled števila prekinitev v ZDS, ločeno po vzrokih	40
Tabela 18: Razponi vrednosti parametrov komercialne kakovosti v obdobju 2016–2018	41
Tabela 19: Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v obdobju 2016–2018	42
Tabela 20: Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2018	47
Tabela 21: Primerjava števila električnih osebnih vozil in novih registracij v Sloveniji med letoma 2017 in 2018	55
Tabela 22: Pregled načinov dodeljevanja MPZ ob koncu leta 2018 po mejah	63
Tabela 23: Pregled dodeljenih količin MPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah	64
Tabela 24: Gibanje razlike v cenah na borzah in povprečnih cen MPZ v obdobju 2014–2018	65
Tabela 25: Stopnja uporabe MPZ v obdobju 2014–2018	66
Tabela 26: Primerjava ocenjene tržne cene električne energije, za katero so proizvajalci upravičeni do podpore, s povprečno letno urno ceno pasovne električne energije na borzi BSP SouthPool v obdobju 2014–2018	73
Tabela 27: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v Sloveniji	90
Tabela 28: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v Sloveniji	91
Tabela 29: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem gospodinjstvom odjemalcem v Sloveniji	92
Tabela 30: Prikaz vrednosti in uteženosti posameznih kazalnikov sestavljenega kazalnika	94
Tabela 31: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem omrežju do leta 2026	103
Tabela 32: Število odjemalcev zemeljskega plina glede na vrsto odjema v letih 2017 in 2018	109
Tabela 33: Trgovanje s prenosnimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu	123
Tabela 34: Parametri priključevanja in izvedenih vzdrževalnih del v obdobju 2016–2018	127
Tabela 35: Število uspešno izvedenih dražb zagotovljenih zmogljivosti	133
Tabela 36: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom	139
Tabela 37: Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom	149
Tabela 38: Tržni deleži in HHI dobaviteljev na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh gospodinjstvom odjemalcev	150
Tabela 39: Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom vseh poslovnih odjemalcev	151
Tabela 40: Število odklopov gospodinjstvom odjemalcev električne energije zaradi neplačila v obdobju 2014–2018	161
Tabela 41: Število odklopov gospodinjstvom odjemalcev zemeljskega plina zaradi neplačila v obdobju 2014–2018	161
Tabela 42: Prihranki energije po ukrepih v obdobju 2015–2018 v GWh	171

10 Seznam kratic in okrajšav

ACER	Agencija za sodelovanje energetske regulatorjev (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
agencija	Agencija za energijo
AREDO	Aktivno reguliranje energetske 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 elektriko, d.o.o.
BS	Bilančna skupina
BSP	BSP, Regionalna 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
DEM	Dravske elektrarne Maribor, d.o.o.
DSM	Demand Side Management
DV	Daljinovod
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 in 81/15
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.
HESS	Hidroelektrarne na Spodnji Savi, d.o.o.
HHI	Herfindahl-Hirschmanov indeks koncentracije trga
HOPS	Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.
HSE	Holding Slovenske elektrarne, d.o.o.
HSE ED Trbovlje	HSE – Energetska družba Trbovlje, d.o.o.
HUPX	Hungarian Power Exchange
IPET	Sekcija za izmenjavo podatkov na energetske trgu
JAO	Joint Allocation Office (dražbena hiša)
JPEL	Javno podjetje Energetika Ljubljana
KT	Konična tarifa
LNG	Liquefied natural gas – utekočinjen zemeljski plin
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
Pol	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
SEL	Savske elektrarne Ljubljana d.o.o.
SENG	Soške elektrarne Nova Gorica d.o.o.
SN	Srednja napetost
SIPX	Slovenski borzni indeks – Slovenian Price Index
SPT	Soproizvodnja toplote in električne energije
SURS	Statistični urad Republike Slovenije
SZP	Stisnjen zemeljski plin
T	Letne obratovalne ure
TE	Termoelektrarna
TEB	Termoelektrarna Brestanica d.o.o.
TEŠ	Termoelektrarna Šoštanj d.o.o.
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	Zaprti distribucijski sistem



Agencija za energijo

AGENCIJA ZA ENERGIJO	
Strossmayerjeva 30, 2000 Maribor	
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 Slovenijiv letu 2018
Junij 2019
Oblikovanje in prelom: Studio 8

www.agen-rs.si

