

## Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2015

<b>1</b>	<b>UVOD</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>NAPREDEK PRI RAZVOJU ENERGETSKIH TRGOV</b>	<b>6</b>
2.1	Napredek trga z električno energijo	7
2.2	Napredek trga z zemeljskim plinom	8
2.3	Lastniška povezanost podjetij, ki nudijo storitve uporabnikom omrežij	8
<b>3</b>	<b>ELEKTRIČNA ENERGIJA</b>	<b>10</b>
3.1	<b>Elektroenergetska bilanca</b>	<b>11</b>
3.1.1	Proizvodnja električne energije	15
3.1.2	Poraba električne energije	17
3.2	<b>Reguliranje omrežnih dejavnosti</b>	<b>20</b>
3.2.1	Ločitev dejavnosti	20
3.2.2	Tehnične storitve operaterjev	20
3.2.2.1	Zagotavljanje sistemskih storitev	20
3.2.2.2	Izravnava odstopanj in bilančni obračun	22
3.2.2.3	Standardi varnosti in zanesljivosti obratovanja ter kakovost storitev	25
3.2.2.4	Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja	31
3.2.3	Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja	35
3.2.3.1	Določanje omrežnine	35
3.2.3.2	Obračunavanje omrežnine	36
3.2.4	Čezmejne prenosne zmogljivosti	38
3.2.5	Skladnost z energetske zakonodajo	42
3.3	<b>Spodbujanje konkurence</b>	<b>42</b>
3.3.1	Veleprodajni trg	43
3.3.1.1	Cene električne energije	43
3.3.1.2	Preglednost trga	48
3.3.1.3	Učinkovitost trga	50
3.3.2	Maloprodajni trg	56
3.3.2.1	Cene	56
3.3.2.2	Preglednost	62
3.3.2.3	Učinkovitost trga	65
3.3.2.4	Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence	71
3.4	<b>Zanesljivost dobave električne energije</b>	<b>73</b>
3.4.1	Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo	73
3.4.2	Spremljanje naložb v proizvodnje zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe	74
3.4.3	Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije	75
<b>4</b>	<b>ZEMELJSKI PLIN</b>	<b>78</b>
4.1	<b>Bilanca oskrbe s plinom</b>	<b>79</b>
4.1.1	Prenos zemeljskega plina	79
4.1.2	Distribucija zemeljskega plina	80
4.2	<b>Reguliranje omrežnih dejavnosti</b>	<b>82</b>
4.2.1	Ločitev dejavnosti	82
4.2.2	Tehnične storitve operaterjev	82
4.2.2.1	Izravnava odstopanj	82
4.2.2.2	Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi	85
4.2.2.3	Prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov prenosnega sistema	86
4.2.2.4	Večletni razvoj plinovodnega omrežja	87
4.2.2.5	Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost storitev	89
4.2.3	Omrežnine za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina	91
4.2.3.1	Določitev omrežnine	91
4.2.3.2	Obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina	91
4.2.3.3	Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina	92

4.2.4	Zmogljivost na mejnih točkah	94
4.2.5	Skladnost z energetske zakonodaje	101
4.3	<b>Spodbujanje konkurence</b>	102
4.3.1	Veleprodajni trg	102
4.3.1.1	Cene zemeljskega plina na veleprodajnem trgu	104
4.3.1.2	Preglednost trga	104
4.3.1.3	Učinkovitost trga	104
4.3.2	Maloprodajni trg	105
4.3.2.1	Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu	105
4.3.2.2	Preglednost trga	109
4.3.2.3	Učinkovitost trga	109
4.3.2.4	Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence	112
4.4	<b>Zanesljivost dobave zemeljskega plina</b>	113
5.	<b>VARSTVO ODJEMALCEV</b>	114
5.1	Varstvo potrošnikov električne energije in zemeljskega plina	115
5.1.1	Pogodba o dobavi in splošni pogodbeni pogoji	115
5.1.2	Odklop gospodinjkega odjemalca	116
5.1.3	Varstvo ranljivih odjemalcev in nujna oskrba	117
5.1.4	Zasilna oskrba	117
5.1.5	Pritožbe odjemalcev in reševanje sporov	118
5.1.6	Objavljanje cen	121
5.2	Varstvo pravic odjemalcev v upravnih postopkih pred agencijo	121
5.3	Nadzor nad izvajanjem predpisov s področja trga z električno energijo in zemeljskim plinom	122
6.	<b>OBNOVLJIVI VIRI, SOPROIZVODNJA IN UČINKOVITA RABA ENERGIJE</b>	124
6.1	Električna energija, proizvedena iz obnovljivih virov in v soproizvodnji z visokim izkoristkom	124
6.2	<b>Podporna shema za OVE in SPTE</b>	125
6.2.1	Proizvodne naprave, vključene v podporno shemo za OVE in SPTE, ter njihova skupna nazivna električna moč	127
6.2.2	Proizvedena količina električne energije v podporni shemi	128
6.2.3	Izplačane podpore	129
6.2.4	Stroški podporne sheme in obremenitev končnih odjemalcev s prispevkom za zagotavljanje podpor	131
6.3	<b>Prihranki končne energije, doseženi z doprinosom dobaviteljev</b>	133
6.3.1	Oblika sistema obveznosti energetske učinkovitosti v Sloveniji	133
6.3.2	Zavezanci za doseganje prihrankov energije	133
6.3.3	Vloga agencije	133
6.3.4	Prihranki končne energije	134
6.3.4.1	Prihranki končne energije zavezancev	134
6.3.4.2	Aktivnost zavezancev pri doseganju ciljnega prihranka energije	134
6.3.4.3	Doseženi prihranki energije z izvedenimi ukrepi	135
6.3.4.4	Prihranki energije po vrsti energenta	137
6.3.4.5	Prihranki energije po sektorju	137
7.	<b>DALJINSKA TOPLOTA</b>	138
7.1	Oskrba s toploto	139
7.2	Distribucijski sistemi toplote	142
7.3	Cena toplote	144
7.4	Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje	144
7.5	Ločitev dejavnosti	145
	Seznam slik	146
	Seznam tabel	150
	Seznam kratic in okrajšav	151

## Uvod



Zadovoljni smo, da vam lahko predstavimo že petnajsto letno poročilo Agencije za energijo o stanju na področju energetike v Sloveniji. Poročilo vsebinsko in strukturno sledi usmeritvam Evropske komisije in Energetskega zakona, njegov cilj pa je celovita ocena stanja na področju razvoja trgov z električno energijo in zemeljskim plinom na nacionalni ravni ter je pomembna podlaga za sprejemanje marsikatere razvojne in poslovne odločitve.

Letošnje poročilo podaja najbolj celovit pregled do zdaj, saj je agencija na podlagi Energetskega zakona začela izvajati nekatere nove naloge, na določenih obstoječih področjih delovanja pa je dobila razširjene pristojnosti, kar ji je omogočilo veliko boljši pregled nad delovanjem trga. V poročilo smo tako vključili analizo učinkov spajanja trgov na izkoriščenost čezmejnih prenosnih zmogljivosti, likvidnost trga in veleprodajne cene s ciljem ovrednotiti učinke implementacije enotnega notranjega trga Evropske unije na nacionalno raven. To poročilo celoviteje predstavlja tudi problematiko

delovanja veleprodajnega in maloprodajnega trga. Vsebinsko prenovljena je še analiza področij obnovljivih virov, soproizvodnje in učinkovite rabe energije. Predstavljeno je tudi področje toplote, kjer smo v letu 2015 vzpostavili pogoje za regulativo cen. Gre za popolnoma nov pristop in poenotenje izhodišč za oblikovanje cen za proizvajalce in distributerje toplote.

V letu 2015 je zaživela večina ukrepov, predvidenih z novim Energetskim zakonom, sprejetih je bilo tudi veliko ključnih podzakonskih aktov, ki omogočajo celovito implementacijo zakona in s tem tretjega svežnja energetske zakonodaje Evropske unije. Z vidika napredka je bilo to leto za oba trga prelomno. Na trgu z električno energijo je prišlo do nadomestitve dotedanjega bilateralnega spajanja trgov Slovenije in Italije za dan vnaprej s priključitvijo v medregijsko spajanje trgov, ki zajema območje od Skandinavije in Slovenije do Iberskega polotoka. Na trgu z zemeljskim plinom sta bili pomembni uvedba virtualne točke in spremenjen način izravnave odstopanj. Omenjene novosti in druge spremembe so že vplivale na razmere in bodo bistveno pripomogle k uspešnemu in preglednemu delovanju slovenskega energetskega trga.

Agencija je v letu 2015 določila regulativni okvir za omrežnino za elektroenergetska omrežja za obdobje 2016–2018, ki zagotavlja predvidljivo poslovno okolje za elektrooperaterje in obenem upošteva evropske strateške usmeritve. V okviru teh usmeritev regulativni okvir metodološko spodbuja razvoj pametnih omrežij in elektromobilnosti. Proces implementacije Energetskega zakona še ni končan in se bo nadaljeval v letu 2016, prav tako še niso uveljavljeni vsi predvideni omrežni kodeksi na ravni EU, vendar pa smo že zaznali postopno prilagajanje določenih subjektov razmeram, ki jih najavljajo osnutki omenjenih dokumentov.

Skladno z evropskim regulativnim okvirom za zagotavljanje preglednosti in celovitosti veleprodajnih energetskega trgov se je v letu 2015 nadaljevalo intenzivno sodelovanje med sektorskimi regulatorji, z Agencijo za sodelovanje energetskega regulatorjev ACER in drugimi nadzornimi organi na nacionalni ravni. Z izvajanjem registracije tržnih udeležencev, javno objavo podatkov v centralnem evropskem registru ter začetkom poročanja o poslih skladno z uredbo REMIT je prišlo do pričakovanega izboljšanja preglednosti na veleprodajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom. Agencija je pri tem učinkovito zagotavljala pogoje za izvajanje obveznosti tržnih udeležencev skladno z uredbo REMIT z izvajanjem registracije tržnih udeležencev na nacionalni ravni in nadzorom nad zakonitostjo.

V letu 2015 smo ugotavljali tudi umiritev oziroma zaustavitev negativnega trenda gibanja povprečnih cen na borzah z električno energijo. Čeprav veleprodajne cene električne energije ostajajo na rekordno nizki ravni, pa na maloprodajne cene to ni pomembneje vplivalo, saj so pri gospodinjstvem odjemu ostale na enaki ravni, pri poslovnem pa smo zabeležili v povprečju le manjše znižanje. Na trgu z zemeljskim plinom, kjer je v letu 2015 po daljšem času spet prišlo do rasti porabe, so se cene na maloprodajnem trgu zaradi spremenjenih razmer na mednarodnih trgih in tudi

zaradi sprememb na nacionalni ravni v primerjavi z letom pred tem ponovno znižale, potencial prihranka pri menjavi dobavitelja pa se je povečal. Število menjav dobavitelja se je v letu 2015 na obeh trgih ponovno povečalo, pomembno pa je k temu pripomogla tudi kampanja, ki jo je izvedla Zveza potrošnikov Slovenije. Ponovna rast števila menjav in krepitev konkurence na maloprodajnem trgu sta pokazatelja njegovega dobrega delovanja.

Pomemben izziv za slovenski energetski sektor je tudi integracija razpršene proizvodnje iz obnovljivih virov, ki je precej bolj volatilna od konvencionalnih virov in zato zahteva večjo fleksibilnost energetskega sistema ter možnost sprotnega trgovanja znotraj dneva. Povečanje tovrstne proizvodnje spodbuja država s podporno shemo, vendar tudi v letu 2015 razpis za nove vstopne vanjo ni bil izveden. Delež proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov in v soprodukciji z visokim izkoristkom tako na letni ravni ostaja pod eno teravatno uro, za podporno shemo pa je bilo treba s prispevki, ki jih plačujejo končni odjemalci, zagotoviti 147 milijonov evrov.

V letu 2015 smo okrepili svojo dejavnost pri nadzoru nad zakonitostjo delovanja izvajalcev energetskih dejavnosti – število postopkov se je povečalo za več kot trikrat. Na področju varstva pravic odjemalcev se število sporov in pritožb ni povečevalo, s skupno kontaktno točko na spletni strani agencije pa je gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem zagotovljen dostop do vseh potrebnih informacij o delovanju energetskega trga in njihovih pravicah na enem mestu.

---

Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2015 je nastalo na podlagi podatkov, ki jih je agenciji posredovalo oziroma zagotovilo dostop do njih več kot 300 subjektov in agregatorjev podatkov. Agencija je hvaležna za njihov prispevek in sodelovanje v procesu zbiranja informacij.

---

Sklenemo lahko, da je slovenski energetski trg v letu 2015 dobro deloval, podroben pregled po posameznih področjih pa je prikazan v nadaljevanju. Prepričana sem, da bo poročilo, obogateno tudi z novimi vsebinami, pripomoglo k še večji preglednosti razmer in dogajanj na trgu ter morda tudi spodbudilo udeležence na trgu k nadaljnjemu razvoju in inovativnim idejam. Razmere v energetiki se zaradi okoljskih zahtev ter razvoja novih tehnologij spreminjajo hitreje kot v preteklosti, zato se panoga sooča s številnimi novimi izzivi. To zahteva ustrezno prilagoditev delovanja vseh tržnih udeležencev in tudi nadzornih organov s ciljem, da spodbujamo uvajanje novih tehnologij, ki so okoljsko in ekonomsko bolj upravičene od konvencionalnih.

Odločeni smo nadalje uresničevati svoje poslanstvo in dejavno prispevati k zagotavljanju učinkovitega delovanja, preglednosti in celovitosti energetskega trga ter h krepitevi konkurence za zagotavljanje največje koristi odjemalcem hkrati pa tudi novih poslovnih priložnosti za druge udeležence trga.

Duška Godina, univ. dipl. prav.,  
direktorica

---



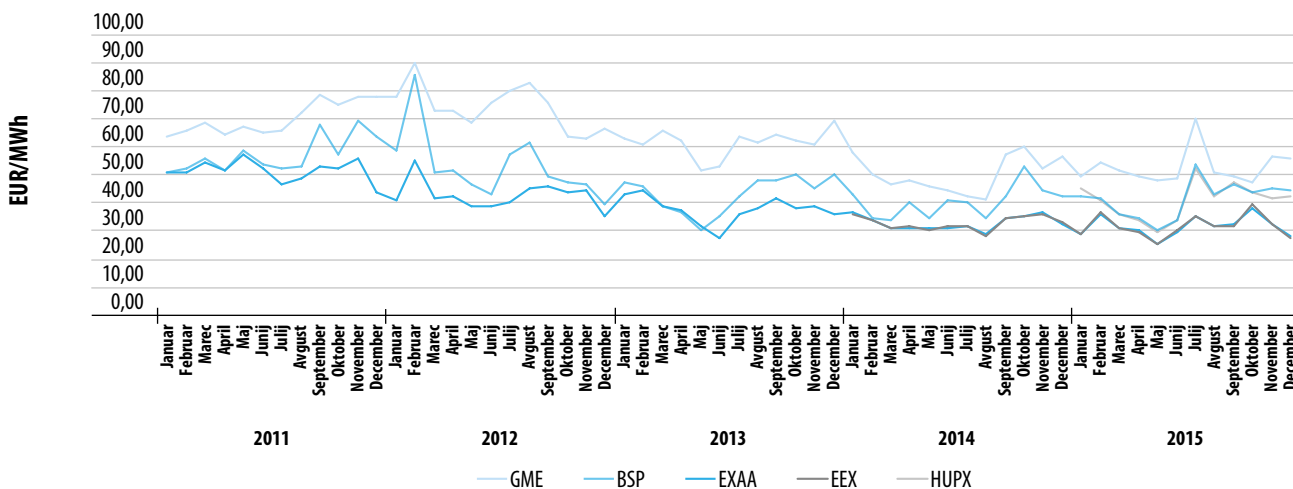
## 2.1 Napredek trga z električno energijo

V Sloveniji že 15 let spremljamo uspešno sprostitev trga z električno energijo, ki postaja del načrta zanesljive in konkurenčne oskrbe z energijo znotraj vseh držav Evropske unije. S sprejetimi cilji, ki zagotavljajo večjo energetske samozadostnost in okoljsko sprejemljivost, je slovenska energetika doživela velike strukturne spremembe. Visoka stopnja odprtosti je predvsem z vstopom novih dobaviteljev na trg končnim odjemalcem zagotovila ugodnosti, saj tudi cene električne energije na maloprodajnem trgu sledijo nižanjem cen na dobro spojenih veleprodajnih trgih. V letu 2015 se je slovenski veleprodajni trg še bolj približal vseevropskemu, saj so trgovci z uspešno spojitvijo trgov ob severnoitalijanski meji, za katero so se dogovorili sistemski operaterji skupaj z energetskimi borzami, od 24. februarja 2015 naprej dobili možnost hkratnega trgovanja in pridobivanja pravic na čezmejnih prenosnih povezavah skoraj na celotnem območju EU. Povezovanje slovenskega trga s sosednjim italijanskim na področju trgovanja za dan vnaprej je povečalo likvidnost na borzi in s tem omogočilo kakovostnejši indeks cen električne energije. Konkurenca na področju dobave končnim odjemalcem je pripomogla k prvi spojitvi dobaviteljev na maloprodajnem trgu. S 1. oktobrom 2015 sta se združili podjetji Elektro Gorenjska prodaja, hčerinsko podjetje Elektra Gorenjska, in Elektro Celje Energija, hčerinsko podjetje Elektra Celje. S to spojitvijo je nastalo novo podjetje ECE, d.o.o., ki je glede na število odjemalcev drugi največji ponudnik električne energije. Na ponovno povečano število menjav dobavitelja pri gospodinjskih odjemalcih je vplival tudi organiziran t. i. skupinski nakup, ki ga je v prvi polovici leta 2015 izvedla Zveza potrošnikov Slovenije. Oba primera kažeta, da so pogoji za konkurenčno oskrbo na takšni ravni, ki najbolj koristi ravno odjemalcem, ki so od odprtja trga naprej pomemben deležnik na trgu z električno energijo. Aktiven in dobro informiran odjemalec je cilj EU in Slovenije, saj se lahko le tako ustvari učinkovit elektroenergetski sistem in vzpostavi soodgovornost za ohranjanje okolja.

V letu 2015 se je končalo regulativno obdobje 2013–2015, zato je bil med letom sprejet novi regulativni okvir 2016–2018. Agencija je sprejela metodologijo za določitev regulativnega okvira in določila upravičene stroške elektrooperaterjev ter s tem uveljavila pogoje za določitev tarifnih postavk omrežnin elektrooperaterjev v novem regulativnem obdobju. Ob koncu leta je določila omrežnino, ki ohranja stabilno poslovanje operaterjev, hkrati pa omogoča sprejemljive in predvidljive tarifne postavke omrežnine za končne odjemalce v naslednjih treh letih.

Pridobitev, pomembna za nadaljnje zagotavljanje zanesljive oskrbe v Sloveniji, je bil začetek poskusnega obratovanja bloka 6 v termoelektrarni Šoštanj. Blok 6, ki bo zaradi učinkovitejše izrabe premoga pripomogel k zmanjšanju izpustov CO<sub>2</sub>, bo s 600 MW inštalirane moči postal največji slovenski energetski objekt in bo ob proizvodnji električne energije nudil tudi del potrebnih sistemskih storitev. Ob povečanem deležu obnovljivih virov proizvodnje imajo sistemske storitve v energetskem sistemu pomembno vlogo.

Slika 1: Gibanje cen električne energije na sosednjih borzah



Vira: ELES, agencija

Zaradi nižanja cen električne energije na borzah v EU, ki so dosegle vrednosti pod 45 EUR/MWh (v Nemčiji tudi pod 30 EUR/MWh), in čedalje večji nelikvidnosti klasičnih proizvajalcev električne energije (predvsem v elektrarnah na premog oziroma na zemeljski plin) so se v nekaterih državah članicah odločili

vzpostaviti podporne mehanizme za zagotavljanje zadostnih zmogljivosti (CRM – Capacity Remuneration Mechanisms). Tovrstni ukrep v Sloveniji še ni naletel na odobravanje, je pa Evropska komisija že sprožila preiskavo in razpravo v drugih državah, da se ugotovijo morebitni vplivi na delovanje notranjega trga, in pozvala države, da razvijajo drugačne mehanizme, ki bodo zagotavljali zadostne zmogljivosti ob čedalje večjem deležu volatilne proizvodnje električne energije.

Za povečanje in podpiranje proizvodnje iz obnovljivih virov se v letu 2015 ni izvedel razpis za nove vstopne v podporno shemo, saj niso bila odobrena nova dodatna sredstva, podporne sheme pa še tudi ni odobrila Evropska komisija. Delež proizvodnje iz OVE in SPT-e tako ostaja na letni ravni pod 1 TWh, medtem ko je bilo treba za podporno shemo zagotoviti 150 milijonov evrov s prispevki, ki jih plačujejo končni odjemalci. Ob uveljavljeni podporni shemi je Vlada Republike Slovenije konec leta uskladila nova pravila o samooskrbi, ki bodo omogočala gospodinjskim in malim poslovnim odjemalcem, da na podlagi neto merjenja izvajajo samooskrbo tako, da se viški proizvedene električne energije oddajo v omrežje (energija se porabi na lokalnem nivoju, v bližnjih stavbah) ter jo uporabijo iz omrežja, ko naprava ne proizvaja energije ali je ne proizvaja dovolj. Ukrep, ki velja za naprave za proizvodnjo električne energije z izrabo sončne, vetrne ali vodne energije z nazivno močjo do 11 kVA, ne predstavlja dodatnih ekonomskih obremenitev za podporno shemo, kljub temu pa omogoča povečanje deleža OVE v končni rabi energije.

---

## 2.2 Napredek trga z zemeljskim plinom

Sprejem novih sistemskih obratovalnih navodil za prenosni sistem zemeljskega plina, uveljavitev omrežnih pravil za izravnavo odstopanj, vzpostavitev virtualne točke in trgovalne platforme, izdaja soglasij k novim regulativnim okvirom za vse operaterje zemeljskega plina, zniževanje cen zemeljskega plina in rast porabe tega energenta so glavni poudarki razvoja trga z zemeljskim plinom v letu 2015.

Spremembe, ki so jih povzročili spremenjeni podzakonski akti ter evropska omrežna pravila, so vplivale na udeležence trga z zemeljskim plinom. S sprejetjem sistemskih obratovalnih navodil za prenosni sistem zemeljskega plina je bilo uvedenih nekaj novosti, pri čemer sta ključni uvedba virtualne točke in spremenjeni način izravnave odstopanj. Virtualna točka omogoča prenos lastništva zemeljskega plina na prenosnem sistemu, na področju izravnave odstopanj pa je odgovornost izravnave primarno prenesena na nosilce bilančnih skupin in šele pozneje na operaterja prenosnega sistema. Vzpostavil se je izravnalni trg, katerega organizator je operater prenosnega sistema.

Neposredni učinki implementacije tretjega energetskega svežnja oziroma vseh pravil za delovanje slovenskega trga z zemeljskim plinom se odražajo v pospešenem usklajevanju čezmejnega trgovanja in operaterjev prenosnih sistemov ter s tem v delovanju prenosnega sistema zemeljskega plina.

Dodeljevanje zmogljivosti na mejnih vstopnih in izstopnih točkah je potekalo z dražbami, od novembra dalje pa so potekale tudi dražbe združenih zmogljivosti.

Operater prenosnega sistema zemeljskega plina in operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina so v letu 2015 agenciji predložili novi regulativni okvir, ki določa upravičene stroške, omrežnino in druge prihodke ter tarifne postavke omrežnine za obdobje 2016–2018.

Poraba zemeljskega plina se je v letu 2015 nekoliko povečala, kljub temu pa je bilo naložb v nova omrežja zemeljskega plina in novih priključitev na omrežje malo.

Zniževanje cen zemeljskega plina in konkurenčne ponudbe dobaviteljev zemeljskega plina so pozitivno vplivale na menjave dobavitelja, saj je bilo zabeleženih 8290 menjav.

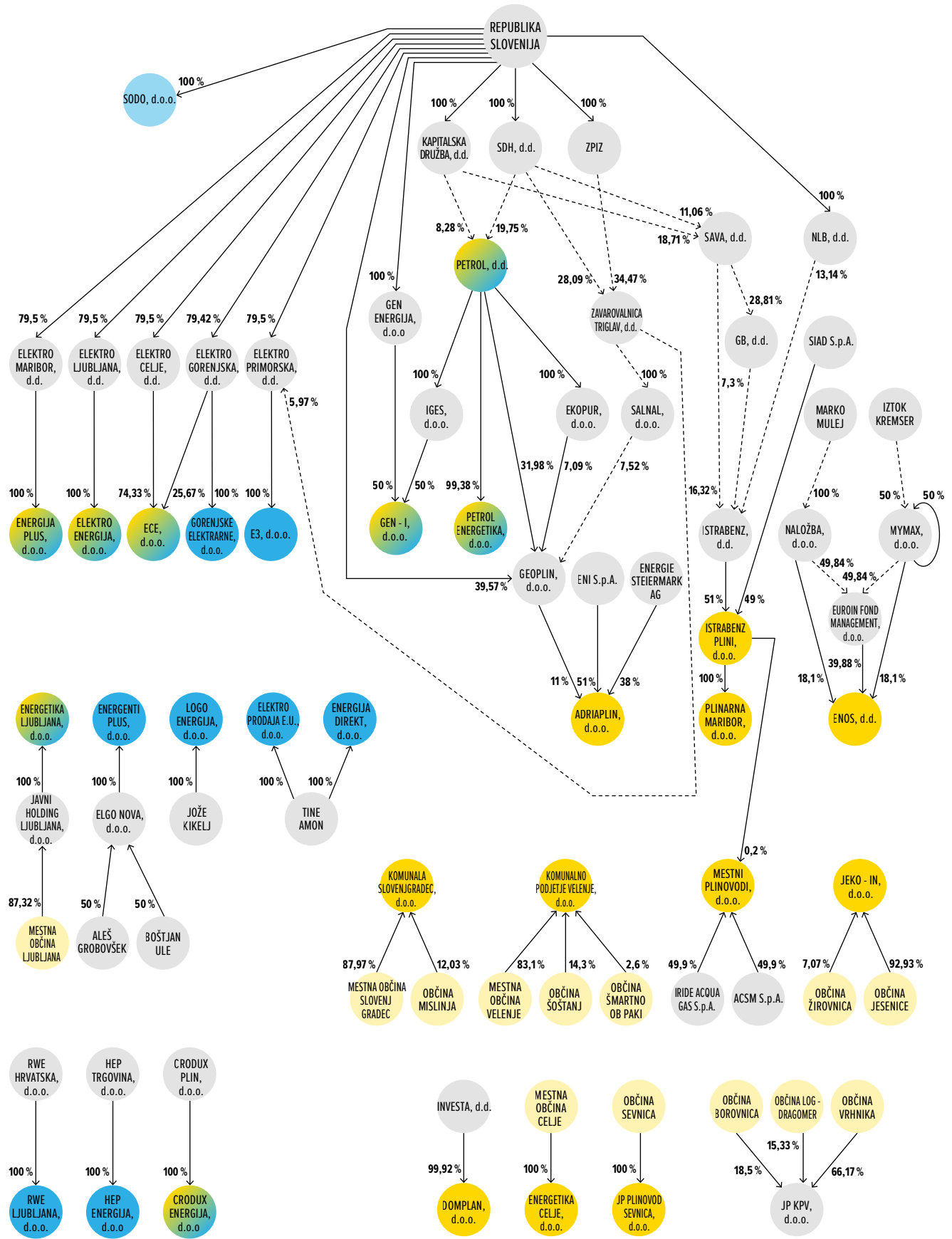
---

## 2.3 Lastniška povezanost podjetij, ki nudijo storitve uporabnikom omrežij

Na popolnoma odprtem energetske trgu se dogajajo tudi spremembe, tako v številu dobaviteljev in njihovi ponudbi storitev kot tudi v njihovi povezanosti oziroma lastniški strukturi. V zadnjih letih se je povečalo število dobaviteljev, ki nudijo oskrbo z obema energentoma, električno energijo in zemeljskim plinom. Na konkurenčnost in preglednost energetskega trga vpliva tudi lastniška struktura teh podjetij. Slika 2 prikazuje lastniško strukturo dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina v Sloveniji v aprilu 2016. Zajeti so dobavitelji, ki dobavljajo končnim odjemalcem. Več o preglednosti trga opisujejo poglavja o preglednosti veleprodajnega in maloprodajnega trga z električno energijo (poglavji 3.3.1.2 in 3.3.2.2) ter zemeljskim plinom (poglavji 4.3.1.2 in 4.3.2.2).



**Slika 2: Lastniška struktura dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina končnim odjemalcem**



Vir: gvinq.com

### 3. Električna energija



Energija je valovanje. Energija je življenje.

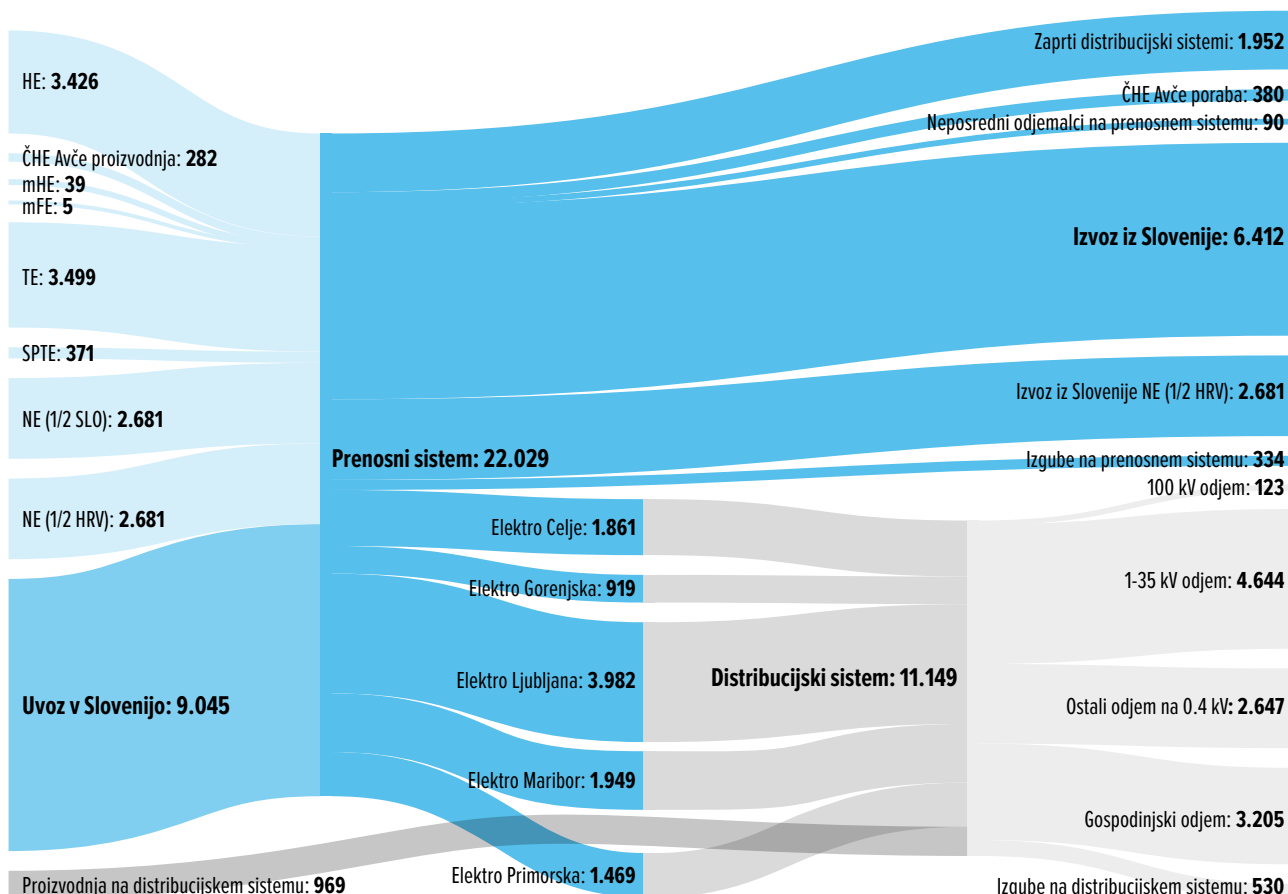
### 3.1 Elektroenergetska bilanca

V Sloveniji je bilo v prenosni in distribucijski sistem prevzetih 13.954 GWh električne energije, kar je 2328 GWh več kot leta 2014. Prezem električne energije iz proizvodnih naprav na obnovljive vire je znašal 4595 GWh, kar je 2217 GWh manj kot leto pred tem, prevzem iz elektrarn na fosilna goriva pa je prispeval 3997 GWh ali 587 GWh več kot leto prej. Iz jedrske elektrarne Krško je bilo v prenosni sistem prevzetih 5362 GWh električne energije oziroma 698 GWh manj. Količine energije so povzete iz bilanc elektrooperaterjev na podlagi fizičnih pretokov.

V distribucijski sistem je bilo v letu 2015 prevzetih 969 GWh električne energije. Pri priključitveni shemi PX3 pa je bilo v internih omrežjih odjemalcev porabljenih dodatnih 282 GWh električne energije oziroma 23 % vse proizvedene električne energije v distribucijskem sistemu, kar je za 4 odstotne točke več kot leto prej.

V slovenski elektroenergetski sistem je bilo vključenih za 26,6 MW novih proizvodnih zmogljivosti. Največji delež k temu povečanju je prispevala obnova generatorja v ljubljanski termoelektrarni toplarni (Energetika Ljubljana), in sicer so se proizvodne zmogljivosti povečale za 22 MW. Drugi največji delež k povečanju proizvodnih zmogljivosti so prispevale na novo priključene sončne elektrarne, katerih skupna zmogljivost znaša 2,3 MW. V istem obdobju je bilo skupaj zaustavljenih za dobrih 117 MW proizvodnih zmogljivosti. Skoraj celotno zmanjšanje je posledica zaustavitve parnega bloka 4 v TE Trbovlje.

**Slika 3: Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2015 v GWh**



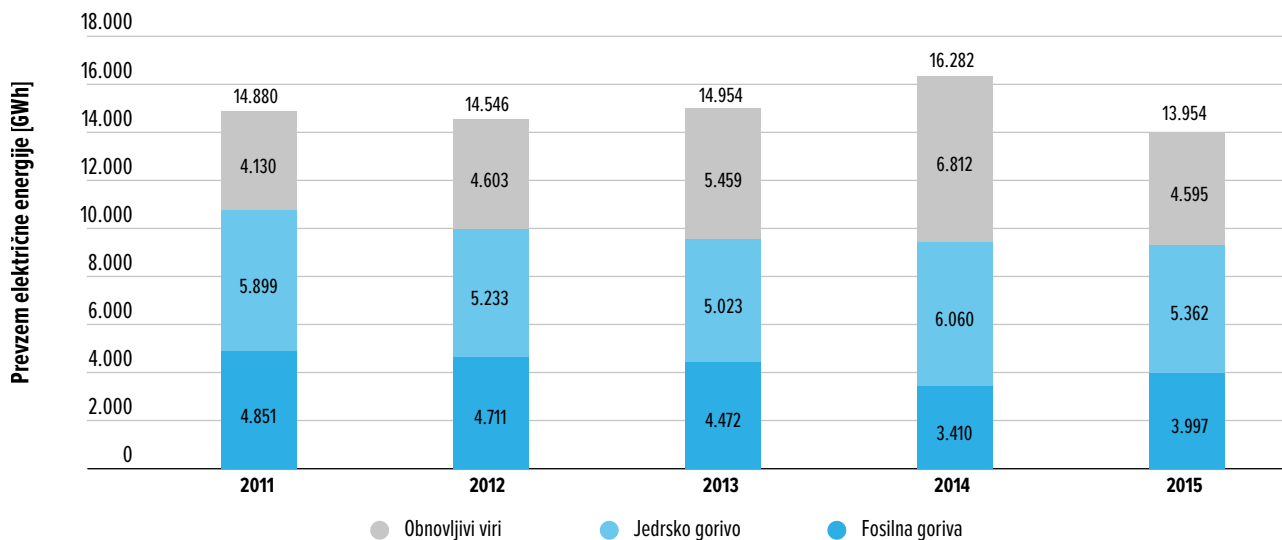
Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

**Tabela 1: Prevzem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v letu 2015**

<b>Prevzem električne energije v prenosni sistem</b>	<b>GWh</b>
Dravske elektrarne Maribor	2.523
Savske elektrarne Ljubljana	269
Hidroelektrarne na spodnji Savi	313
Soške elektrarne Nova Gorica,	604
od tega ČHE Avče v proizvodnem režimu	282
mHE	39
<b>Skupaj HE</b>	<b>3.747</b>
TE Šoštanj	3.496
TE Brestanica	6
TE Trbovlje	-3
Javno podjetje Energetika Ljubljana	310
Druge SPTE	61
<b>Skupaj TE in SPTE</b>	<b>4.242</b>
<b>Skupaj NE</b>	<b>5.362</b>
<b>Skupaj mFE</b>	<b>5</b>
<b>Prevzem električne energije v prenosni sistem</b>	<b>12.985</b>
<b>Prevzem električne energije v distribucijski sistem</b>	<b>GWh</b>
HE do vključno 1 MW	174
HE nad 1 MW	135
Elektrarne na lesno biomaso	52
Vetrne elektrarne	6
Sončne elektrarne	243
Elektrarne na bioplin	104
Elektrarne na komunalne odpadke	12
Elektrarne na druge obnovljive vire	116
<b>Skupaj obnovljivi viri energije</b>	<b>842</b>
<b>Skupaj neobnovljivi viri energije</b>	<b>127</b>
<b>Prevzem električne energije v distribucijski sistem</b>	<b>969</b>
<b>Skupaj prevzem električne energije</b>	<b>13.954</b>

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

**Slika 4: Prezem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2011–2015**



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

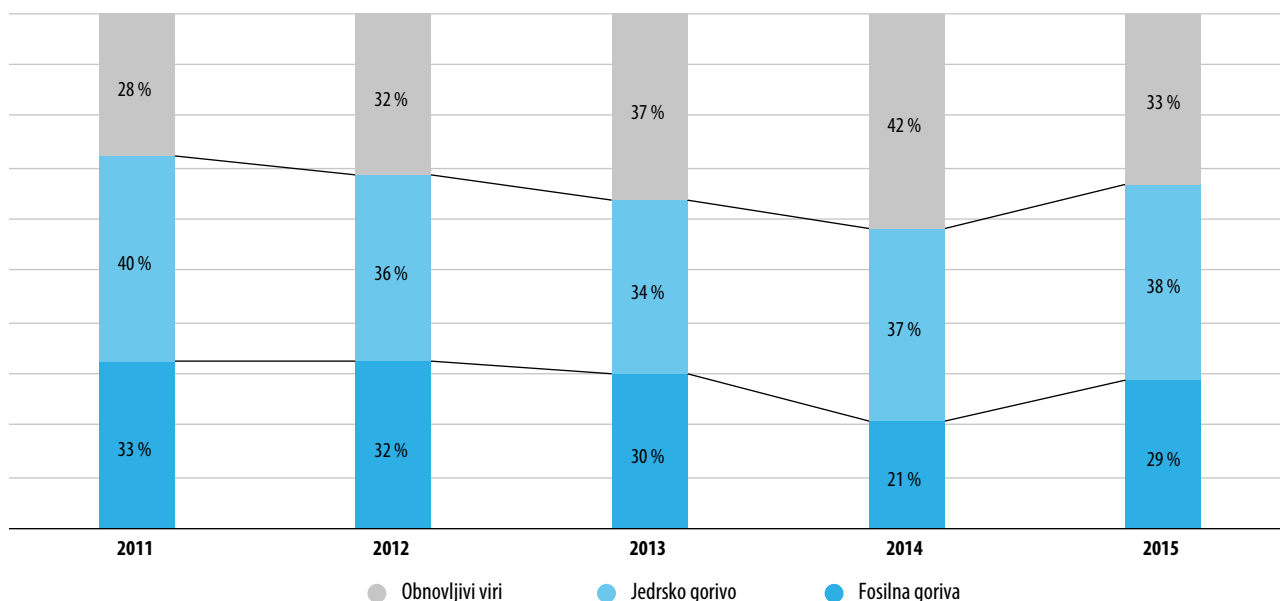
Delež proizvedene električne energije v hidroelektrarnah in v elektrarnah na druge obnovljive vire se letno spreminja glede na hidrološke in druge razmere ter obseg vlaganj v izgradnjo proizvodnih enot za izrabo obnovljivih virov. V letu 2015 je bil ta delež približno 33 % vse proizvedene električne energije v Sloveniji, kar je 9 odstotnih točk manj kot leto prej, ko so bile hidrološke razmere za proizvodnjo električne energije v hidroelektrarnah izjemno ugodne. Elektrarne na fosilna goriva so k skupni proizvodnji prispevale približno 29 %, kar je za 8 odstotnih točk večji delež glede na leto prej, jedrska elektrarna Krško pa 38 % vse proizvedene električne energije.

**Tabela 2: Primarni viri za proizvodnjo električne energije v letu 2015**

Primarni viri za proizvodnjo električne energije	GWh	Delež
Fosilna goriva	3.997	29 %
Jedrsko gorivo	5.362	38 %
Obnovljivi viri,	4.595	33 %
od tega vodna energija	4.056	
od tega vetrna energija	6	
od tega sončna energija	248	
od tega biomasa	285	
<b>Skupaj prevzem električne energije</b>	<b>13.954</b>	

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

**Slika 5: Deleži primarnih virov energije v obdobju 2011–2015**



Vir: podatki elektrooperaterjev, agencija

Ob koncu leta 2015 je bilo v slovenski elektroenergetski sistem priključenih 940.789 odjemalcev električne energije. Število odjemalcev se je glede na predhodno leto povečalo za 3906 odjemalcev oziroma 0,4 %, struktura porabe električne energije po vrsti odjema pa je ostala enaka. Povečalo se je število gospodinskih odjemalcev z dvotarifnim odjemom za 1,4 %, za 1,6 % pa se je zmanjšalo število gospodinskih odjemalcev z enotarifnim odjemom.

Število poslovnih odjemalcev v prenosnem sistemu se je zmanjšalo za pet. Ti odjemalci so s podelitvijo statusa zaprtih distribucijskih sistemov (ZDS) začeli z obratovanjem kot operaterji, s tem pa so prenehali obstajati kot neposredni odjemalci na prenosnem sistemu. Vendar pa zanje v letu 2015 še niso bili vzpostavljeni vsi pogoji za ustrezno opravljanje dejavnosti distribucije električne energije, zato se podatki v poročilu, ki se nanašajo na porabljene oziroma prevzete količine električne energije iz prenosnega sistema za namene ZDS, izkazujejo kot prevzeta električna energija iz prenosnega sistema.

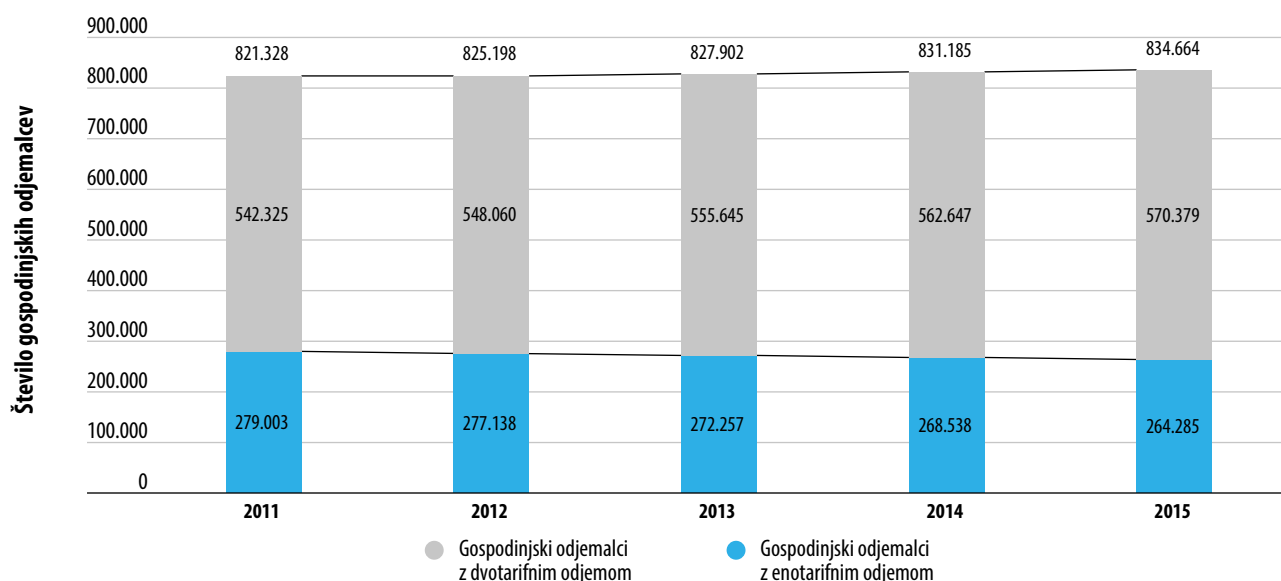
**Tabela 3: Število odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v letih 2014 in 2015**

Število odjemalcev glede na vrsto odjema	2014	2015	Indeks
Poslovni odjemalci na prenosnem sistemu	8	3	37,5
Odjem ČHE Avče v črpalnem režimu	1	1	100
<b>Skupaj odjemalci na prenosnem sistemu</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>44,4</b>
Poslovni odjemalci na distribucijskem sistemu	105.689	106.121	100,4
Gospodinski odjemalci	831.185	834.664	100,4
– od tega enotarifni odjem	268.538	264.285	98,4
– od tega dvotarifni odjem	562.647	570.379	101,4
<b>Skupaj odjemalci na distribucijskem sistemu</b>	<b>936.874</b>	<b>940.785</b>	<b>100,4</b>
<b>Skupaj odjemalci</b>	<b>936.883</b>	<b>940.789</b>	<b>100,4</b>

Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Na sliki 6 je prikazano gibanje števila gospodinjstev odjemalcev v obdobju 2011–2015. Skupno število gospodinjstev odjemalcev med leti postopoma raste v povprečju za 0,4 %. Pri tem se število gospodinjstev odjemalcev z dvotarifnim odjemom trajno zvišuje v povprečju za 1,3 %, medtem pa število gospodinjstev odjemalcev z enotarifnim odjemom vztrajno pada. Podatki torej kažejo na povečan delež odjemalcev z dvotarifnim odjemom, ki svojo porabo prilagajajo in jo povečujejo v času nižje tarife in s tem znižujejo stroške za dobavljeno električno energijo. Tako se še posebej z uporabo sodobne merilne opreme z vgrajeno krmilno napravo lahko v večji meri izkorišča čas nižje tarife, ki velja med 22.00 in 6.00, ter tudi med vikendi in ob praznikih, kar je za odjemalce dodatna spodbuda pri varčevanju.

**Slika 6: Število gospodinjstev odjemalcev v obdobju 2011–2015**



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

### 3.1.1 Proizvodnja električne energije

V letu 2015 je na slovenskem proizvodnem trgu električne energije delovalo naslednjih devet podjetij, ki imajo proizvodne objekte z inštalirano močjo nad 10 MW:

- Dravske elektrarne Maribor (DEM),
- Soške elektrarne Nova Gorica (SENG),
- Savske elektrarne Ljubljana (SEL),
- Hidroelektrarne na spodnji Savi (HESS),
- Termoelektrarna Šoštanj (TEŠ),
- Termoelektrarna Trbovlje (TET),
- Termoelektrarna Brestanica (TEB),
- Javno podjetje Energetika Ljubljana (JPEL),
- Nuklearna elektrarna Krško (NEK).

Podjetja DEM, SEL, HESS in SENG pridobivajo električno energijo v hidroelektrarnah, NEK v jedrski elektrarni, TEŠ in TET v termoelektrarnah na premog, TEB iz tekočih in plinastih goriv, JPEL pa proizvaja toploto in električno energijo v procesu soproizvodnje na premog. Ob tem je treba poudariti, da je bil konec leta 2014 na skupščini družbe Termoelektrarna Trbovlje, d.o.o., sprejet sklep o začetku postopka redne likvidacije. TET zato v letu 2015 ni proizvajal električne energije.

V okviru skupine Holding slovenske elektrarne (HSE) so delovala podjetja DEM, SENG, HESS, TEŠ in TET. HSE je z omenjenimi proizvodnimi zmogljivostmi na slovenskem veleprodajnem trgu z električno energijo predstavljal prvi energetski steber. Drugi energetski steber je tvorila skupina GEN energija, v katero so bila v letu 2015 vključena proizvodna podjetja SEL, TEB in NEK.

Podatke v tabeli 4 so posredovali proizvajalci; zajemajo tudi podatke o inštalirani moči in proizvedeni količini električne energije v letu 2015.

**Tabela 4: inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije v letu 2015**

Proizvajalec	Inštalirana moč na pragu [MW] (50 % NEK)	Delež – inštalirana moč na pragu, vsi proizvajalci v RS (%)	Proizvodnja (50 % NEK)	Delež – proizvodnja, vsi proizvajalci v RS (%)
<b>HSE</b>	<b>2.078</b>	<b>58,7 %</b>	<b>7.076</b>	<b>60,3 %</b>
Hidroelektrarne	1.039		3.519	
Termoelektrarne	1.039		3.557	
<b>GEN energija</b>	<b>764</b>	<b>21,6 %</b>	<b>2.965</b>	<b>25,3 %</b>
Hidroelektrarne	119		269	
Termoelektrarne	297		11	
Nuklearna elektrarna*	348		2.685	
<b>Javno podjetje Energetika Ljubljana (JEPL)</b>	<b>118</b>	<b>3,3 %</b>	<b>347</b>	<b>3,0 %</b>
<b>Drugi manjši proizvajalci (na prenosnem omrežju)</b>	<b>37,2</b>	<b>1,1 %</b>	<b>113</b>	<b>1,0 %</b>
Male hidroelektrarne	18,0		46	
Sončne elektrarne	2,8		2	
Kogeneracije	16,4		65	
<b>Drugi manjši proizvajalci (na distribucijskem omrežju)</b>	<b>544,69</b>	<b>15,4 %</b>	<b>1.241</b>	<b>10,6 %</b>
Male hidroelektrarne	102,68		336	
Sončne elektrarne	265,41		266	
Vetrne elektrarne	6,09		3	
Elektrarne na biomaso	12,45		59	
Geotermalne elektrarne	0,00		0	
Elektrarne na odlagališčni plin	7,10		17	
Elektrarne na plin iz čistilnih naprav	1,09		4	
Elektrarne na bioplín	28,51		105	
Soproizvodnja na lesno biomaso	14,18		72	
Soproizvodnja na fosilna goriva	106,97		379	
Drugo	0,22		0	
<b>Skupaj v Sloveniji</b>	<b>3.542</b>	<b>100 %</b>	<b>11.741</b>	<b>100,0 %</b>
<b>– na prenosnem omrežju</b>	<b>2.998</b>	<b>–</b>	<b>10.500</b>	<b>–</b>

\* Upoštevan 50-% delež instalirane moči in proizvodnje NEK

Viri: podatki proizvodnih in distribucijskih podjetij

Razen proizvodnje v velikih elektrarnah, ki so priključene na prenosno omrežje, so v slovenski elektroenergetski sistem na prenosno in distribucijsko omrežje priključeni tudi proizvodni objekti razpršene proizvodnje. V Sloveniji so z vidika razpršenih virov pomembni predvsem proizvodnja v malih hidroelektrarnah (mHE), proizvodnja v sončnih elektrarnah (mFE) in proizvodnja v industrijskih objektih za soproizvodnjo toplote in električne energije (SPE).



Skladno z meddržavnim sporazumom med Slovenijo in Hrvaško polovica proizvodnje NEK pripada Hrvaški, kar zmanjšuje delež NEK v dejanski slovenski proizvodnji električne energije. Tako so slovenske elektrarne sicer proizvedle skupaj 14.426 GWh električne energije, dejanska slovenska proizvodnja električne energije pa je bila manjša in je znašala 11.741 GWh. K proizvodnji električne energije na območju Slovenije, ki dejansko pripada slovenskim porabnikom električne energije (upoštevaje polovico proizvodnje NEK), so v letu 2015 največji delež prispevale termoelektrarne, v katerih je bilo proizvedenih 33,3 % vse električne energije, namenjene slovenskemu trgu. Deležu termoelektrarn sledijo hidroelektrarne z 32,3 % in jedrska elektrarna z 22,9 %. Podatke o proizvodnji slovenskih elektrarn po virih prikazuje tabela 4.

Slovenske elektrarne so v letu 2015 proizvedle 11.741 GWh električne energije. Od tega jih je 981 GWh vključenih v podporno shemo, ki je namenjena spodbujanju proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov (v nadaljevanju OVE) in visoko učinkovite soproizvodnje toplote in električne energije (v nadaljevanju SPTe). V letu 2015 se je proizvodnja električne energije, vključene v podporno shemo, glede na celotno proizvedeno električno energijo v Sloveniji povečala na 8,4 % kljub zmanjšanju proizvodnje v hidroelektrarnah, vključenih v podporno shemo. Na povečanje deleža je vplivala večja proizvodnja sončnih elektrarn, elektrarn na biomaso in naprav za SPTe na fosilna goriva. Hkrati se je zmanjšala proizvodnja električne energije glede na leto 2014, kar vpliva na izračun deleža proizvedene električne energije, ki je vključena v podporno shemo. Trend gibanja deleža proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo v obdobju 2012–2015, je skupaj s proizvedeno električno energijo prikazan v tabeli 5.

Prav tako se je v letu 2015 povečala inštalirana moč elektrarn, vključenih v podporno shemo. Trend gibanja deleža inštalirane moči, vključene v podporno shemo v obdobju 2012–2015, je skupaj z inštalirano močjo prav tako prikazan v tabeli 5. Inštalirana moč, vključena v podporno shemo, se je povečala za 5 % glede na leto pred tem. Enako kot se je zvišal delež proizvodnje električne energije iz elektrarn, vključenih v podporno shemo, se je zvišal tudi delež inštalirane moči teh elektrarn v letu 2015. Zopet je k zvišanju deleža pripomoglo dejstvo, da je se v letu 2015 zmanjšala celotna inštalirana moč v Republiki Sloveniji.

**Tabela 5: Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo**

Leto	Inštalirana moč, vključena v podporno shemo (MW)	Celotna inštalirana moč v RS (MW)	Delež inštalirane moči, vključene v podporno shemo	Proizvedena el. energija, vključena v podporno shemo (GWh)	Celotna proizvedena el. energija v RS (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 %

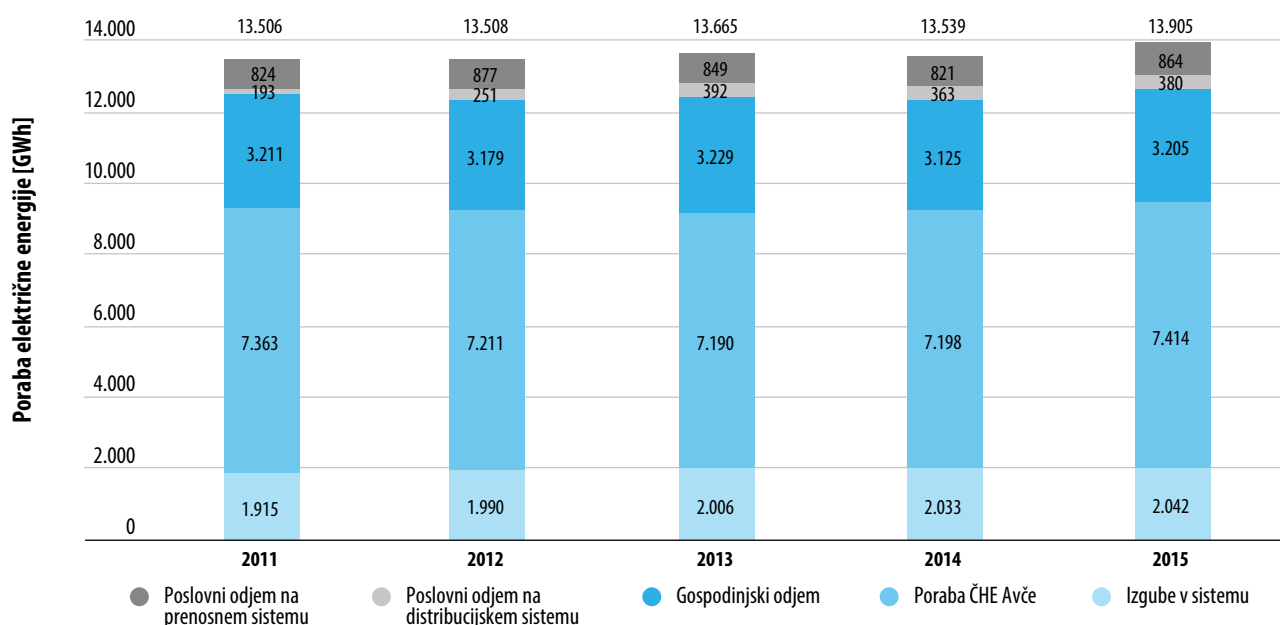
Vira: Borzen, agencija

### 3.1.2 Poraba električne energije

Skupna poraba električne energije v Sloveniji je znašala 13.905 GWh oziroma 13.041 GWh brez upoštevanja izgub v prenosnem in distribucijskem sistemu. V primerjavi z letom 2014 je bila skupna poraba večja za 366 GWh ali 2,7 %. Neposredni odjemalci, ki so priključeni na prenosni sistem, so skupaj z odjemalci znotraj zaprtih distribucijskih sistemov porabili 2042 GWh električne energije oziroma 0,4 % več kot leto prej. Poraba odjemalcev, priključenih na distribucijski sistem, je bila večja za 2,9 % in je znašala 10.619 GWh. Črpalna hidroelektrarna (ČHE) Avče je za črpanje vode za akumulacijo porabila 380 GWh, kar je nekoliko več kot leta 2014. Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu so znašale 864 GWh električne energije, v kar so vključene tudi izgube zaradi tranzita, uvoza in izvoza električne energije.

Največja urna obremenitev prenosnega elektroenergetskega sistema je znašala 2052 MW, kar je za 64 MW več kot v letu 2014.

Slika 7: Poraba električne energije v obdobju 2011–2015



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Tabela 6: Poraba električne energije v letih 2014 in 2015

Poraba električne energije [gwh]	2014	2015	Indeks
Poslovni odjem na prenosnem sistemu	2.033	2.042	100,4
- od tega poraba znotraj zaprtih distribucijskih sistemov	1.953	1.952	99,9
- od tega neposredni poslovni odjem v prenosnem sistemu	80	90	112,5
Poslovni odjem na distribucijskem sistemu	7.198	7.414	103,0
<b>Skupaj poslovni odjem</b>	<b>9.230</b>	<b>9.456</b>	<b>102,4</b>
<b>Gospodinjjski odjem</b>	<b>3.125</b>	<b>3.205</b>	<b>102,5</b>
- od tega enotarifni odjem	892	898	100,7
- od tega dvotarifni odjem	2.233	2.307	103,3
Poraba ČHE Avče v črpalnem režimu	363	380	104,7
<b>Skupaj odjem pri končnih odjemalcih</b>	<b>12.719</b>	<b>13.041</b>	<b>102,5</b>
Izgube v prenosnem in distribucijskem sistemu	821	864	105,3
<b>Poraba električne energije skupaj</b>	<b>13.539</b>	<b>13.905</b>	<b>102,7</b>
Oddaja električne energije v tujino	9.997	9.094	91,0
<b>Skupaj</b>	<b>23.536</b>	<b>22.999</b>	<b>97,7</b>

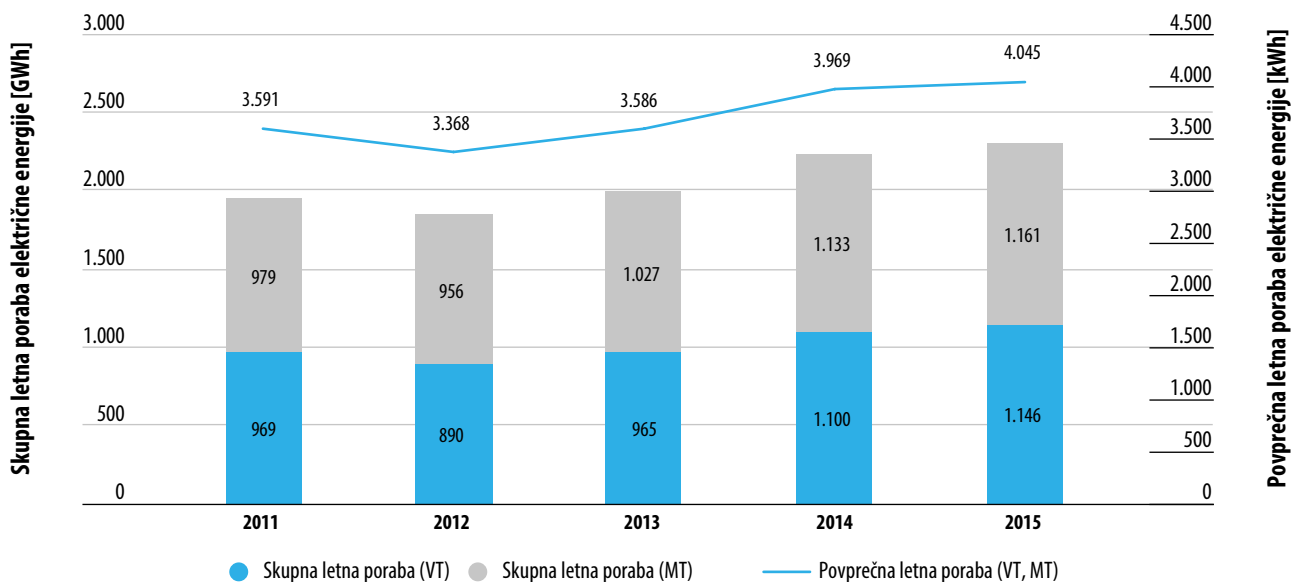
Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Poraba električne energije, vključno z izgubami v sistemu in ob upoštevanju, da polovični delež proizvodnje v jedrski elektrarni Krško pripada Hrvaški, ni bila v celoti pokrita iz proizvodnih virov na območju Slovenije. Pokritost slovenske porabe z domačimi proizvodnimi viri je znašala okoli 81 %. Oddaja električne energije v tujino po prenosnem in distribucijskem sistemu je znašala 9094 GWh, od tega je 2681 GWh polovica proizvodnje iz jedrske elektrarne Krško, ki pripada Hrvaški, iz tujine pa smo prejeli 9045 GWh električne energije.

Na slikah 8 in 9 je prikazana skupna in povprečna letna poraba električne energije gospodinjjskih odjemalcev v enotarifnem in dvotarifnem odjemu. S slike 8 je razvidno, da po padcu porabe električne

energije v letih 2011–2012 v zadnjih treh letih pri gospodinskih odjemalcih, ki uporabljajo dvotarifni odjem, beležimo ponovno rast porabe. V istem obdobju je pri teh odjemalcih opazna tudi povečana povprečna letna poraba električne energije, ki je v letu 2015 preseгла letno količino 4000 kWh.

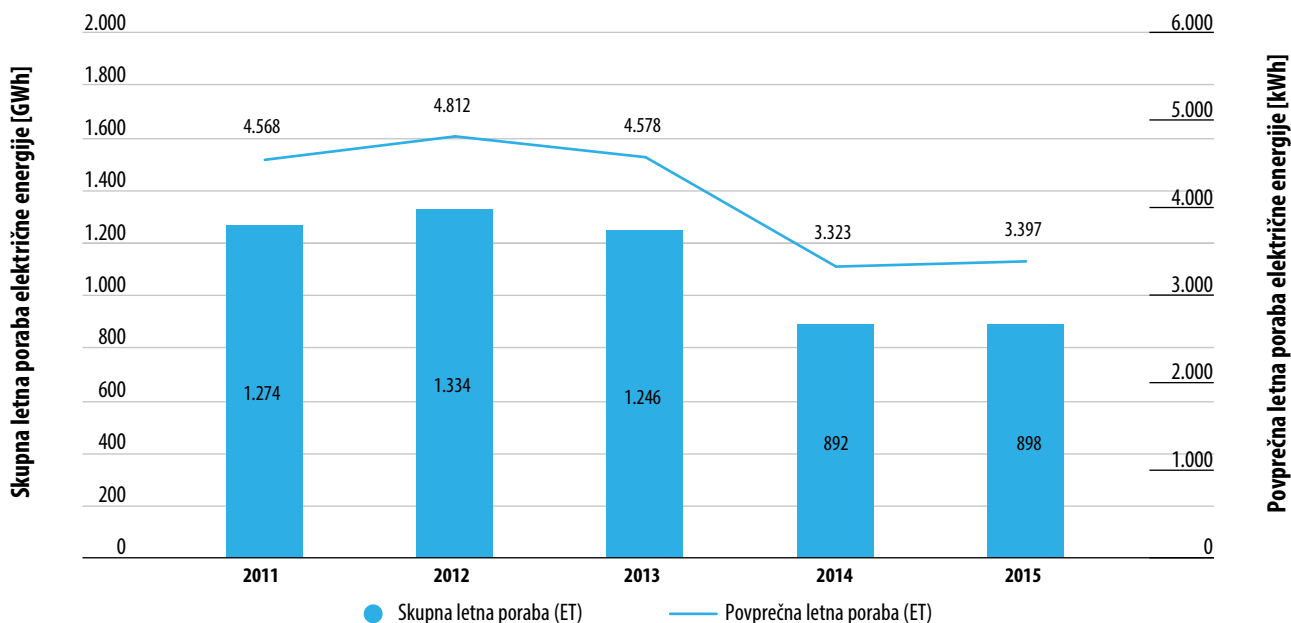
**Slika 8: Skupna in povprečna letna poraba gospodinskih odjemalcev z dvotarifnim odjemom električne energije v obdobju 2011–2015**



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

Slika 9 kaže gibanje porabe električne energije gospodinskih odjemalcev z enotarifnim odjemom v preteklih petih letih. V letu 2015 se poraba teh odjemalcev ni bistveno spremenila glede na predhodno leto, pri skupni in povprečni letni porabi električne energije pa opazimo le rahlo rast.

**Slika 9: Skupna in povprečna letna poraba gospodinskih odjemalcev z enotarifnim odjemom električne energije v obdobju 2011–2015**



Viri: podatki elektrooperaterjev, agencija

---

## 3.2 Reguliranje omrežnih dejavnosti

---

### 3.2.1 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 te dejavnosti opravljala ločena podjetja.

Dejavnost gospodarske javne službe (v nadaljevanju GJS) systemskega operaterja (ELES) se izvaja v pravni osebi, ki zraven prenosne dejavnosti opravlja še dejavnosti, ki niso elektroenergetske. 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 (SODO) se izvaja v ločeni pravni osebi in je to edina dejavnost, ki jo izvaja. Tako 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 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 druge dejavnosti, ki niso elektroenergetske dejavnosti. 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 upošteva pri sestavi ločenih računovodskih evidenc in ločenih računovodskih izkazov.

Agencija je izvedla postopek certificiranja operaterja prenosnega sistema električne energije, kot ga predvideva Direktiva 2009/72/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES v letu 2014. Končna odločba je bila izdana v začetku leta 2015. Po izdani odločbi je agencija predlagala vladi imenovanje systemskega operaterja prenosnega sistema z električno energijo. Vlada je 24. junija 2015 sprejela Sklep o imenovanju systemskega operaterja prenosnega sistema z električno energijo, ki je bil objavljen v Uradnem listu RS, št. 46/15.

---

### 3.2.2 Tehnične storitve operaterjev

#### 3.2.2.1 Zagotavljanje sistemskih storitev

Sistemske storitve so storitve, ki jih mora zagotavljati systemski operater, da omogoči normalno obratovanje celotnega elektroenergetskega sistema. Sistemske storitve na ravni slovenskega elektroenergetskega sistema zagotavlja systemski operater ELES. To poglavje obravnava le tiste sistemske storitve, ki so se v letu 2015 financirale iz omrežnine za sistemske storitve. Te sistemske storitve so:

- sekundarna in terciarna regulacija frekvence in moči,
- regulacija napetosti in
- zagon agregatov brez zunanega napajanja.

Za leto 2015 je ELES predvidel naslednji obseg sistemskih storitev:

- rezerva za sekundarno regulacijo frekvence in moči:  $\pm 60$  MW,
- rezerva za terciarno regulacijo frekvence in moči:  $+348$  MW,  $-180$  MW.

ELES je tudi za leto 2015 predvidel obseg rezerve za sekundarno regulacijo v višini  $\pm 60$  MW, kar je enako kot v letu 2014, vendar za 20 MW manj kot v prejšnjih letih. Ta obseg je utemeljen s tem, da v sistemu ni primernih proizvodnih enot, ki bi lahko zagotavljale večji obseg rezerve, hkrati pa so se potrebe po tej rezervi nekoliko zmanjšale po vzpostavitvi sporazuma o medsystemski izmenjavi med systemskima operaterjema Slovenije in Avstrije, ki je bil podpisan leta 2013. Ta sporazum omogoča izmenjavo energije trenutnih odstopanj v primerih, kadar regulacijski območji odstopata v nasprotnih smereh, med njima pa so na voljo proste prenosne zmogljivosti.

Na področju potrebne rezerve za terciarno regulacijo v letu 2015 ni bilo sprememb glede na predhodna leta. Kljub obratovanju šestega bloka v TE Šoštanj je potrebna pozitivna rezerva ostala na ravni, ki predstavlja polovico moči jedrske elektrarne v Krškem, potrebna negativna rezerva pa na ravni možnega izpada črpalne elektrarne Avče v črpalnem režimu. Razlog, da potrebne pozitivne rezerve za terciarno regulacijo v letu 2015 ni bilo treba povečati na 546 MW, kolikor znaša moč TEŠ 6, je v dejstvu, da ima ELES sklenjen ustrezen sporazum s sistemskima operaterjema Hrvaške ter Bosne in Hercegovine, po katerem vsi trije sistemski operaterji, ki obratujejo v okviru regulacijskega bloka Slovenija, Hrvaška, Bosna in Hercegovina, vsak s svojim deležem sodelujejo pri skupnem zagotavljanju rezerve za terciarno regulacijo.

Ker je ELES že ob koncu leta 2014 sklenil sporazume za zagotavljanje večine sistemskih storitev za obdobje 2014–2018, je moral za leto 2015 skleniti le še sporazume za manjkajoči obseg rezerve za terciarno regulacijo, ki ga ni imel pokritega s pogodbami za obdobje 2014–2018. Za omenjeno obdobje je imel sklenjene pogodbe za zagotavljanje 144 MW rezerve, tako da je moral zakupiti še dodatne 204 MW rezerve za terciarno regulacijo. Ponudnike je izbral na dražbah za tri produkte rezerve za terciarno regulacijo. Dražbe je izvedel 10. decembra 2014. Razpisani produkti so se razlikovali po času trajanja zakupa in načinu izvajanja rezerve. Pri produktu A je čas trajanja zakupa za obdobje 2015–2018, pri produktu B pa le za leto 2015. Oba omenjena produkta sta klasična produkta, ki ju zagotavljajo objekti za proizvodnjo električne energije. Tretji razpisani produkt DSM je produkt, ki ga zagotavljajo ponudniki z razpršenimi proizvodni viri in s prilagajanjem odjema. Rezultati dražb za ponudnike sistemske storitve terciarne regulacije so prikazani v tabeli 7.

**Tabela 7: Pregled produktov terciarne rezerve za leto 2015**

	Produkt 14–18	Produkt A	Produkt B	Produkt DSM
Obdobje zakupa	2014–2018	2015–2018	2015	2015
Količina (MW)	144	50	139	15
Izvor rezerve	Slovenija	Slovenija	Slovenija	Slovenija
Čas aktivacije	≤5 min	≤15 min	≤15 min	≤15 min
Čas najave spremembe aktivacije	≤15 min	≤15 min	≤15 min	≤15 min
Število aktivacij	Neomejeno	Neomejeno	Neomejeno	Neomejeno, vendar največ 2-krat na dan
Čas nerazpoložljivosti po aktivaciji	0 min	≤30 min	≤30 min	≤10 ur
Trajanje ene aktivacije	≤6 h	≤6 h	≤4 h	≤2 h

Vir: ELES

Rezultati javnih dražb za zakupe posameznih produktov rezerve za terciarno regulacijo za leto 2015 so prikazani v tabeli 8. V tabeli so prikazani tudi rezultati javne dražbe za zakup produkta rezerve za terciarno regulacijo v letih od 2014 do 2018, ki jo je ELES izvedel 18. novembra 2013.

**Tabela 8: Rezultati dražbe za zakup rezerve za terciarno regulacijo za leto 2015**

Produkt	Zakupljena moč (MW)	Cena zakupa (EUR/MW)	Cena energije (EUR/MWh)
<b>Produkt 14–18</b>			
Ponudnik 1	10	55.000,00	200,00
Ponudnik 2	134	68.300,00	270,00
<b>Produkt a</b>			
Ponudnik 1	50	47.000,00	249,00
<b>Produkt b</b>			
Ponudnik 1	139	39.500,00	260,00
<b>Produkt DSM</b>			
Ponudnik 1	15	38.900,00	240,00

Vir: ELES

Pri vrednostih, ki so prikazane v tabeli 8, je treba poudariti, da se iz omrežnine za sistemske storitve financirajo le stroški zakupa rezervnih zmogljivosti, medtem ko se stroški energije pri aktiviranju rezerve financirajo iz bilančnega obračuna.

ELES je za leto 2015 predvidel tudi zakup rezerve za izvajanje negativne terciarne regulacije v obsegu -180 MW, ki je potrebna za primer izpada največje enote odjema v sistemu, to je izpada ČHE Avče v črpalnem režimu. Skladno z določili 126. člena v letu 2015 veljavnega Akta o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetska omrežja in metodologiji za obračunavanje omrežnine je odgovorni bilančne skupine, v kateri obratuje ČHE Avče, to rezervo zagotavljal brezplačno.

Ponudnike sistemskih storitev zagotavljanja rezerve za sekundarno regulacijo frekvence in moči, regulacije napetosti in zagotavljanja zagona agregatov brez zunanega napajanja za obdobje 2014–2018 je ELES že ob koncu leta 2013 izbral 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.

Pri izvajanju sekundarne regulacije frekvence in moči je ELES v letu 2015 angažiral 68,2 GWh pozitivne in 121,9 GWh negativne energije. K temu je treba dodati, da je v okviru sporazuma o medsistemski izmenjavi v letu 2015 ELES za odpravo pozitivnih odstopanj izvozil 71 GWh, medtem ko je za odpravo negativnih odstopanj uvozil 28,1 GWh. Pri izvajanju terciarne regulacije je bilo 45 angažiranih v skupnem trajanju 86 ur in 43 minut, v okviru katerih so ponudniki ELES dobavili 10.195 MWh električne energije.

### 3.2.2.2 Izravnava odstopanj in bilančni obračun

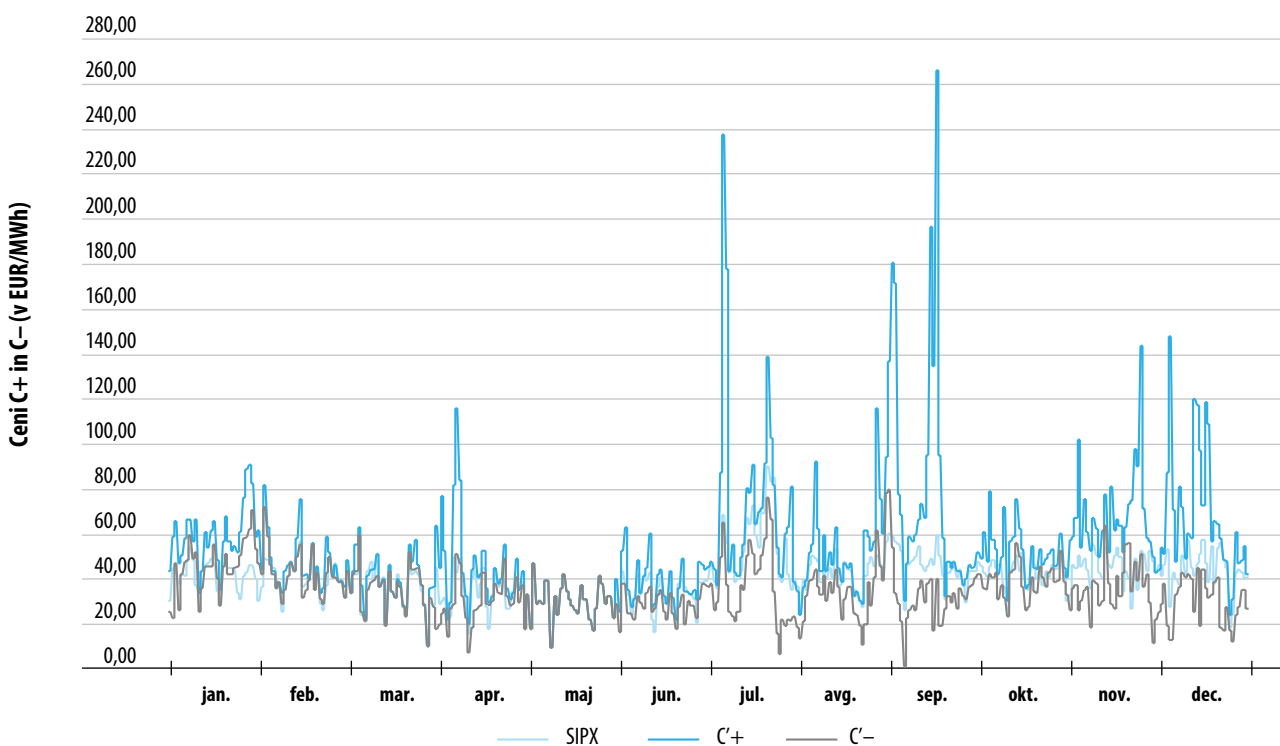
Za izravnavo odstopanj elektroenergetskega sistema od napovedanih voznih redov je v Sloveniji odgovoren sistemski operater ELES. Kadar trenutne razmere proizvodnje in odjema v sistemu odstopajo od napovedanih voznih redov, mora sistemski operater spremeniti razmerje med proizvodnjo in odjemom v sistemu. 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 prodati energijo na izravnalnem trgu. Izravnava odstopanj povzroča sistemskemu operaterju stroške, ki jih morajo pokriti tisti, ki jih povzročajo. V ta namen imamo v Sloveniji vzpostavljeno bilančno shemo, ki jo sestavljajo bilančne skupine, v okviru katerih lahko deluje tudi neomejeno število bilančnih podskupin. Bilančne skupine in podskupine so člani bilančne sheme, ki jih predstavljajo odgovorni bilančne skupine ali podskupine. Pravila za delovanje organiziranega trga z električno energijo določajo, da so odgovorni bilančnih skupin zadalženi 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 od napovedanih voznih redov ne odstopa v celoti.

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, cena  $C^-$  pa na negativna. Pri obračunu odstopanj posamezne bilančne skupine nato še preveri, ali so bila odstopanja izven tolerančnega pasu. Če je bilančna skupina v obračunskem intervalu odstopala izven tolerančnega pasu, ji izračuna še ustrezen znesek penalizacije. 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 z izravnavo odstopanj sistema v obračunskem obdobju, pokriti. Korekcijo cen odstopanj izračuna brez upoštevanja penalizacije odstopanj ter 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<sup>+</sup> in C<sup>-</sup> 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 10: C<sup>+</sup> in C<sup>-</sup> ter indeksa cen na slovenski borzi električne energije SIPX v letu 2015**



Vir: Borzen

Kot podlago za izračun osnovnih cen za odstopanja C<sup>+</sup> in C<sup>-</sup>, posledično pa tudi za izračun izpeljanih cen odstopanj C<sup>+</sup> in C<sup>-</sup>, organizator trga uporablja indeks slovenske borze električne energije SIPX. Povprečna vrednost indeksa SIPX je v letu 2015 znašala 41,41 EUR/MWh. Najvišja vrednost SIPX je bila zabeležena 23. julija v 15. in 16. urnem bloku, ko je znašala 143,02 EUR/MWh, najnižja vrednost pa v več urnih blokkih v letu, ko je znašala 0,00 EUR/MWh.

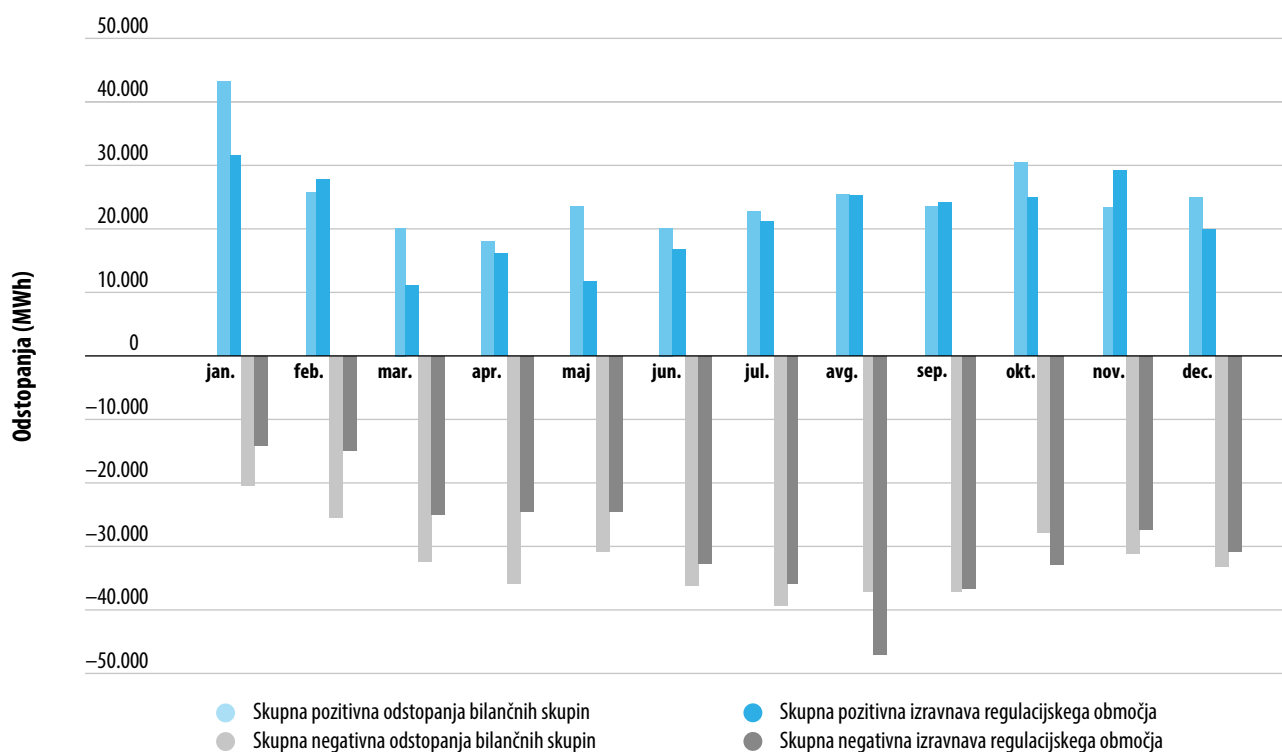
Gibanje cen za odstopanja v letu 2015 so zaznamovale nekoliko višje vrednosti v drugi polovici leta, predvsem med julijem in septembrom. Po nekoliko daljšem obdobju ceni C<sup>+</sup> in C<sup>-</sup> v letu 2015, razen v mesecu maju, nista več bili izenačeni in enaki indeksu SIPX, kar lahko pripišemo manjšemu vplivu sporazuma o medsistemski izravnavi INC (Imbalance Netting Cooperation) med slovenskim in avstrijskim prenosnim sistemom, ki se izvaja od maja 2013. Po tem sporazumu se v vsakem trenutku primerjajo odstopanja v slovenskem in avstrijskem elektroenergetskem sistemu, nato pa se različne smeri odstopanj medsebojno izničijo. INC je v letu 2014 učinkoval zelo pozitivno na skupne stroške odstopanj, saj je bila cena energije za izravnavo iz INC izredno ugodna. V letu 2015 so se

učinki energije iz INC nekoliko spremenili, tako da ta ni bila več tako izrazito ugodna za bilančne skupine na slovenskem trgu kot leto prej.

V obdobju od januarja do konca decembra 2015 je bila povprečna vrednost izpeljane cene za pozitivna odstopanja C+ 54,88 EUR/MWh, za negativna odstopanja C- pa 35,35 EUR/MWh. Cena C+ je najvišjo vrednost dosegla 7. julija v 24. urnem bloku, ko je znašala 1.112,26 EUR/MWh, medtem ko je cena C- svojo najvišjo vrednost 249,33 EUR/MWh dosegla 21. novembra v 13. urnem bloku. Najnižjo vrednost sta tako C+ kot C- dosegli 11. januarja v 2. urnem bloku, ko sta znašali -76,79 EUR/MWh.

Na sliki 11 so prikazana skupna pozitivna in negativna odstopanja vseh bilančnih skupin v Sloveniji v letu 2015 kot tudi skupna odstopanja slovenskega regulacijskega območja.

**Slika 11: Skupna odstopanja v slovenskem elektroenergetskem sistemu v letu 2015**



Vira: Borzen, ELES

Zaradi medsebojnega izničanja pozitivnih in negativnih odstopanj bilančnih skupin so odstopanja sistema praviloma manjša od vsote odstopanj bilančnih skupin. V mesecih ko je prišlo do odstopanja od tega pravila, je bilo to posledica izvajanja sporazuma INC, saj je sistem navidezno odstopal zaradi kompenziranja izravnav slovenskega in avstrijskega elektroenergetskega sistema.

Vseeno pa odstopanja regulacijskega območja po velikosti sledijo odstopanjem vseh bilančnih skupin, tako da so najvišje in najnižje vrednosti pri obeh kategorijah zabeležene v istih mesecih. Tako so bila najvišja pozitivna odstopanja bilančnih skupin v januarju, najvišja negativna pa v juliju. Skupna letna pozitivna odstopanja vseh bilančnih skupin so znašala 300.292 MWh, negativna pa 387.450 MWh. Hkrati so pozitivna odstopanja regulacijskega območja znašala 258.325 MWh, negativna pa 346.660 MWh. V primerjavi s prejšnjimi leti opazimo, da potrebe po izravnavi na ravni sistema postopoma naraščajo, medtem ko se skupna odstopanja bilančnih skupin po letih sicer spreminjajo, vendar nekega splošnega trenda naraščanja ali upadanja ni zaznati, kar je razvidno iz tabele 9.



**Tabela 9: Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in regulacijskega območja Slovenije v letih 2011–2015**

	2011	2012	2013	2014	2015
Skupna pozitivna odstopanja bilančnih skupin (MWh)	326.247	306.370	301.777	299.692	300.292
Skupna pozitivna odstopanja regulacijskega območja (MWh)	137.238	132.460	161.056	232.311	258.325
Skupna negativna odstopanja bilančnih skupin (MWh)	-398.218	-430.519	-397.808	-330.305	-387.450
Skupna negativna odstopanja regulacijskega območja (MWh)	-208.954	-255.025	-234.919	-292.514	-346.660

Vira: Borzen, ELES

Tako so se v letu 2015 glede na leto 2014 pozitivna odstopanja sistema povečala za dobrih 11 %, negativna pa za 18,5 %. V primerjavi z letom 2011 so se pozitivna odstopanja sistema povečala za dobrih 88 %, negativna pa za skoraj 66 %. Stalno povečevanje odstopanj sistema v obeh smereh je predvsem posledica vse večjega deleža nepredvidljive proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov.

V letu 2015 je bilo v slovensko bilančno shemo na novo vključenih 12 članov, od tega šest domačih in šest tujih družb. V istem obdobju je iz bilančne sheme izstopilo pet članov bilančne sheme, od tega dve domači in tri tuje družbe. Poleg vstopov in izstopov sta bila v letu 2015 izvedena tudi dva prehoda zaradi odpovedi bilančne pogodbe s sklenitvijo pogodbe o izravnavi, s čimer sta dve bilančni skupini postali bilančni podskupini. V primerjavi z letom 2014 se je število članov bilančne sheme povečalo za sedem. Ob koncu leta je bilančno shemo sestavljalo 60 bilančnih skupin (21 slovenskih in 39 tujih podjetij) in 24 bilančnih podskupin (18 slovenskih in šest tujih podjetij), kar pomeni, da je imela 84 članov, kar je največ doslej.

### 3.2.2.3 Standardi varnosti in zanesljivosti obratovanja ter kakovost storitev

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

Na sistemski ravni se z uvedbo ustreznega reguliranja s pomočjo kakovosti oskrbe skuša izboljševati ali ohranjati že doseženi nivo ravni kakovosti oskrbe z optimalnimi stroški. Kakovost oskrbe z električno energijo nadzoruje agencija na podlagi minimalnih standardov kakovosti. Pri obravnavi kakovosti oskrbe z električno energijo se izvajajo različne aktivnosti, kot so spremljanje, poročanje, analiza in presoja podatkov pri naslednjih opazovanih dimenzijah: neprekinjenost napajanja, komercialna kakovost in kakovost napetosti.

Elektrooperaterja in distribucijska podjetja uporabljajo pri izvrševanju svojih nalog 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

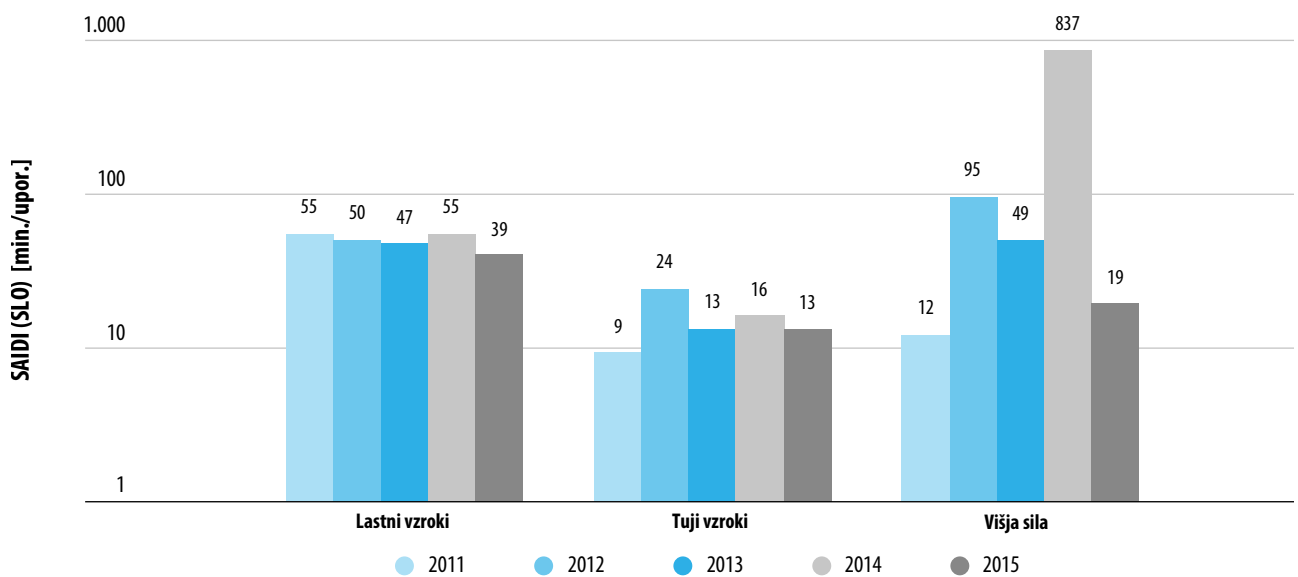
Podatki o neprekinjenosti napajanja se zbirajo, poročajo in analizirajo na podlagi enotne metodologije skladno z Aktom o pravih monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo. S tem je zagotovljena medsebojna primerljivost podatkov o kakovosti oskrbe med posameznimi distribucijskimi podjetji, prav tako tudi mednarodna primerljivost doseženih vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja z drugimi državami Evropske unije.

Prekinitve, ki so posledica lastne krivde elektrooperaterjev ali distribucijskih podjetij, razvrščamo med lastne vzroke, v primerih krivde tretje osebe pa take prekinitve razvrščamo med tuje vzroke. Višja sila je lahko vzrok za prekinitve, predvsem pri nepričakovanih oziroma nepredvidenih dogodkih, ki so velikokrat posledica vremenske ujme širših razsežnosti.

Agencija je iz podatkov o parametrih SAIDI in SAIFI, ki so izračunani na ravni posameznega distribucijskega podjetja, izračunala agregirane vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI glede na število vseh odjemalcev v Sloveniji. Spremljanje parametrov SAIDI in SAIFI v opazovanem obdobju kaže na postopno izboljšanje ravni kakovosti oskrbe, pri čemer je bila povprečnemu slovenskemu odjemalcu dobava električne energije v letu 2015 v povprečju prekinjena 2,66-krat v skupnem trajanju 200 minut. Prav tako se izboljšuje raven kakovosti oskrbe, za katero je neposredno odgovoren sistemski operater. Parametri neprekinjenosti napajanja (lastni vzroki) v preteklih letih kažejo na postopno izboljševanje ravni kakovosti oskrbe, razen v izjemnem letu 2014, ki ga je zaznamovala vremenska ujma širših razsežnosti (žled). Sicer pa raven neprekinjenosti napajanja v letu 2015 ne odstopa posebej od večletnega povprečja.

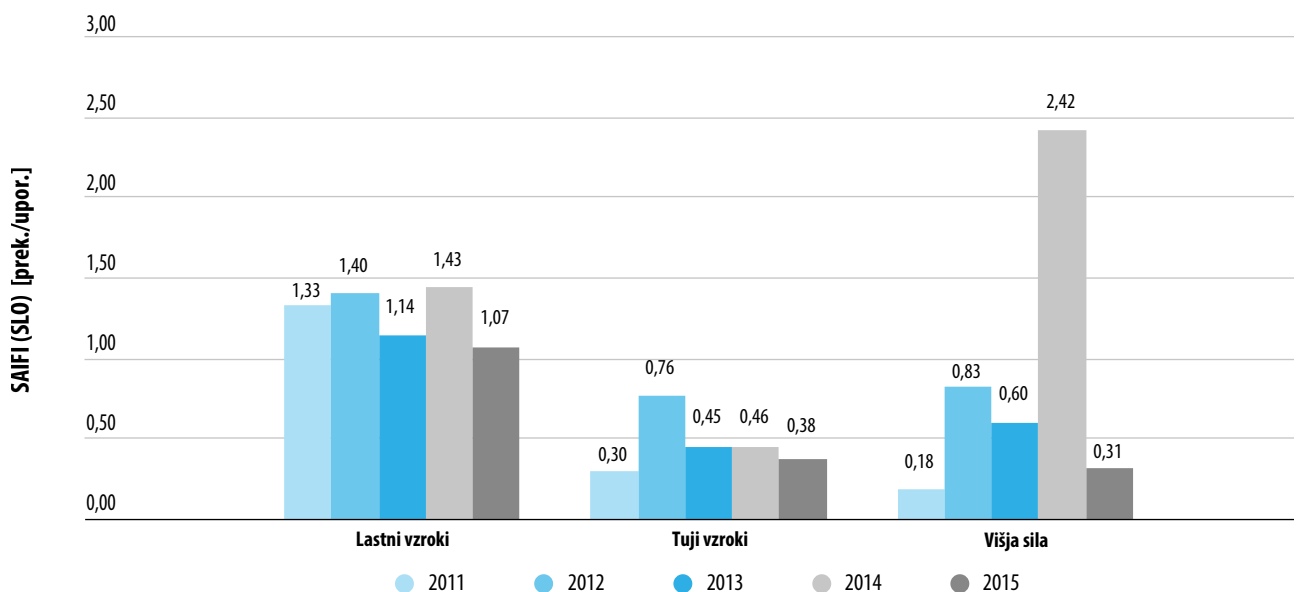
Na slikah 12 in 13 so prikazane vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI med leti 2011 in 2015 za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ki so ločene po vzrokih prekinitvev na lastne vzroke, tuje vzroke in višjo silo.

**Slika 12: Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

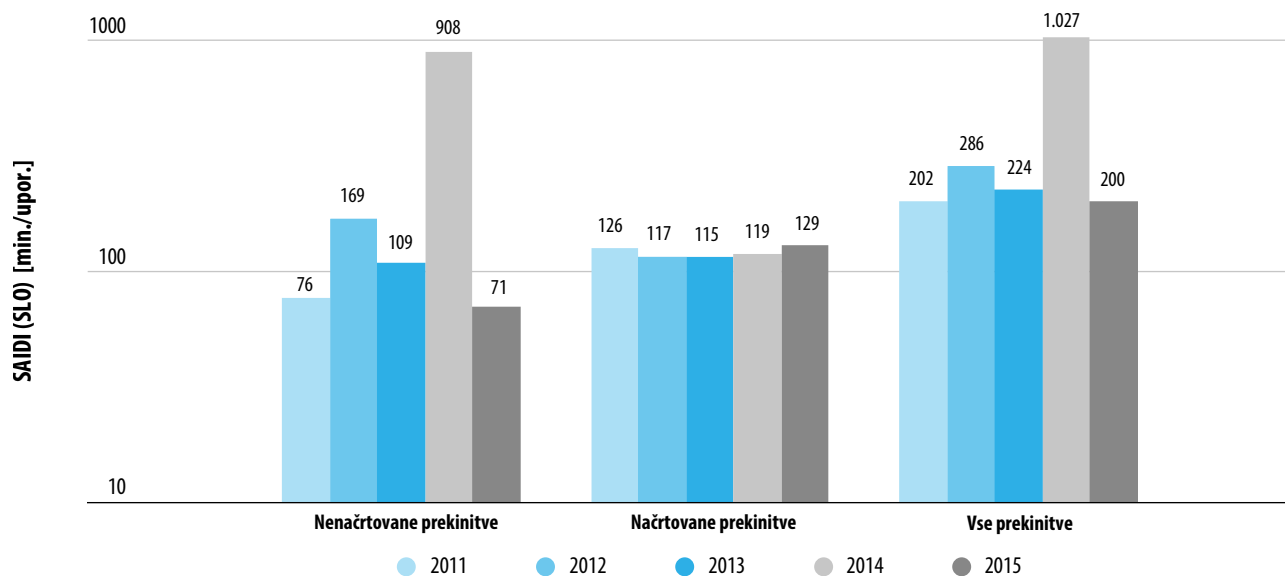
**Slika 13: Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

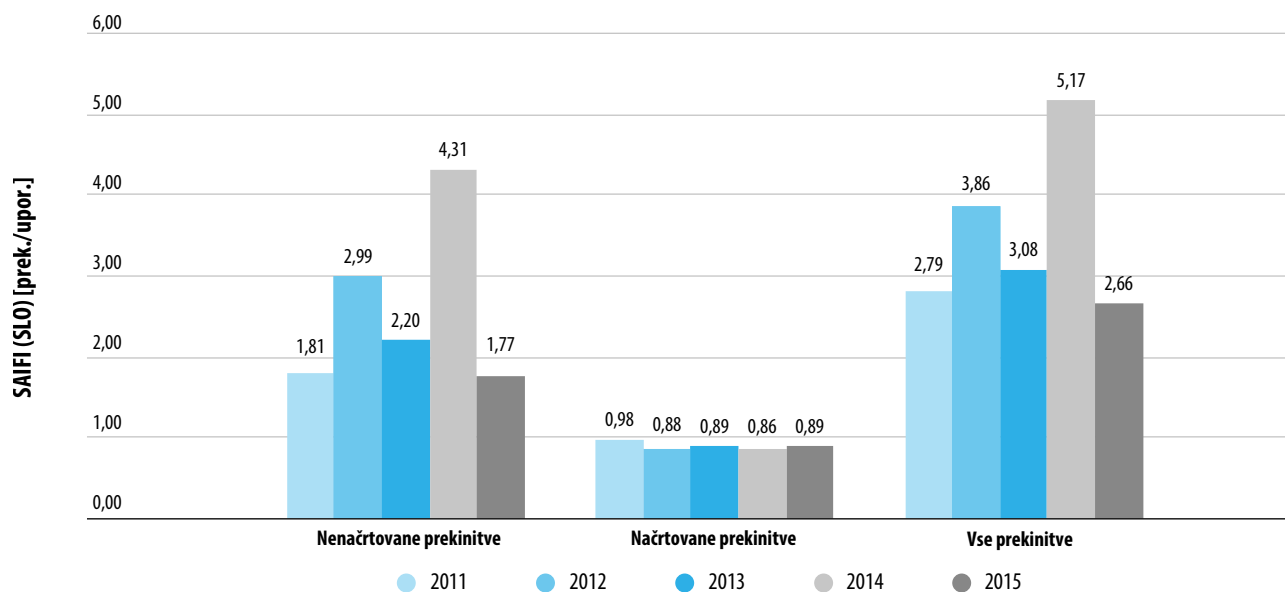
Na slikah 14 in 15 so prikazane skupne vrednosti parametrov SAIDI in SAIFI v obdobju 2011–2015 za nenačrtovane, načrtovane in vse prekinitev v Sloveniji.

**Slika 14: Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

**Slika 15: Parameter SAIFI za vse dolgotrajne prekinitev, ločene po vzrokih, v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

## Komercialna kakovost

Zahtevana raven komercialne kakovosti je določena s sistemskimi in zajamčenimi standardi komercialne kakovosti. Kršitev zajamčenih standardov komercialne kakovosti, ki so določeni z zakonodajo oziroma jih določi energetski regulator, lahko ima finančne posledice za izvajalca posamezne storitve v obliki plačila nadomestila posameznemu uporabniku. Iz vrednosti sistemskih standardov lahko uporabnik sklepa o pričakovani kakovosti, saj odražajo povprečno raven kakovosti storitev oziroma delež vseh uporabnikov omrežja, ki jim je zagotovljena zahtevana raven kakovosti storitve. V letu 2015 nismo zabeležili nobenega primera izplačila nadomestila uporabniku zaradi kršitev zajamčenega standarda.

Analiza parametrov komercialne kakovosti kaže na izboljšanje ravni storitev uporabnikom, saj pri večini parametrov beležimo zmanjšanje povprečnih časov za izvedbo določene storitve v letu 2015 glede na predhodno leto. V tabeli 10 so prikazane povprečne vrednosti parametrov komercialne kakovosti na posameznih področjih storitev v letih 2014 in 2015.

**Tabela 10: Parametri komercialne kakovosti na posameznih področjih storitev v letih 2014 in 2015**

Distribucijsko podjetje	Elektro Celje		Elektro Gorenjska		Elektro Ljubljana		Elektro Maribor		Elektro Primorska	
	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015
<b>Priključevanje na sistem</b>										
Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev [dni]	6,93	6,68	12,00	10,00	17,00	17,00	9,80	7,00	22,80	24,72
Povprečni čas, potreben za izdajo ocene stroškov oziroma predračuna za enostavna dela [dni]	1,38	1,49	3,60	2,70	2,82	3,17	5,50	3,80	3,75	6,64
Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-sistem [dni]	3,66	2,68	2,00	1,00	8,00	5,00	7,50	6,10	3,16	2,98
Povprečni čas, potreben za aktiviranje priključka na sistem [dni]	2,09	2,04	2,20	1,70	3,30	3,50	4,60	4,60	3,91	3,62
<b>Skrb za odjemalce</b>										
Povprečni čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov [dni]	3,96	1,67	6,40	3,00	3,60	2,42	4,00	4,80	–	–
Povprečni čas zadržanja klica v klicnem centru [s]	76,00	24,56	87,00	56,00	121,00	94,66	55,90	30,00	33,33	38,07
Kazalnik ravni strežbe klicnega centra [%]	90,00	–	64,00	84,00	66,20	85,91	88,60	90,90	82,95	86,12
<b>Tehnične storitve</b>										
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (06.00–22.00) [h]	1,35	1,33	1,30	1,20	0,99	1,01	1,22	1,20	2,10	2,43
Povprečni čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (22.00–06.00) [h]	1,60	1,17	2,40	2,00	1,05	0,88	–	1,60	3,59	2,78
Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti [dni]	30,34	18,00	16,80	13,70	33,39	29,04	11,10	12,30	18,44	8,37
Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti [mesecev]	0,18	0,25	1,00	–	81,25	5,02	19,60	30,30	37,66	1,95
<b>Merjenje in zaračunavanje</b>										
Povprečni čas, potreben za odpravo okvare števca [dni]	5,12	3,33	6,30	5,40	2,80	3,60	2,90	3,40	6,11	0,24
Povprečni čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila [h]	0,10	4,48	1,00	1,20	0,91	0,80	2,50	4,70	0,15	0,52

Vir: agencija

S podzakonskim predpisom je uveljavljen poenoten postopek zbiranja pritožb s področja komercialne kakovosti.

Iz podatkov o pritožbah s področja komercialne kakovosti je razvidno, da so se uporabniki sistema distribucijskim podjetjem največkrat pritožili zaradi zamud pri odpravi okvare števca. Pri nekaterih parametrih komercialne kakovosti beležimo tudi deleže upravičenih pritožb, kar kaže na osveščenost uporabnikov o njihovih pravicah, ki jim jih je sistemski operater dolžan zagotavljati pri opravljanju storitev.

Podatki o pritožbah s področja komercialne kakovosti za leto 2015 so zbrani v tabeli 11.

**Tabela 11: Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v letu 2015**

Vzrok za pritožbo	Število vseh pritožb	Število upravičenih pritožb	Delež upravičenih pritožb [%]
<b>Aktivacije priključkov</b>			
Napačen odklop zaradi napake vzdrževalnega osebja	1	1	100
Prekoračitev časa za ponovno vzpostavitev napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka	1	0	0
<b>Kakovost oskrbe</b>			
Prekoračitev roka za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	10	3	30
Prekoračitev maksimalnega časa trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	1	1	100
<b>Merjenje</b>			
Zamuda pri odpravi okvare števca	296	188	64
Neizvedeno redno letno odčitavanje števecov s strani pooblaščenega podjetja	1	0	0
<b>Obračunavanje in izdajanje računov ter izterjave</b>			
Zamuda pri odgovorih na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	45	9	20
<b>Priključevanje na sistem</b>			
Zamuda pri izdaji pogodbe o priključitvi na NN-sistem	1	1	100
Zamuda pri izdaji soglasja za priključitev	12	0	0
<b>Storitve uporabnikom</b>			
Nepravočasna obveščenost uporabnikov o načrtovani prekinitvi	16	4	25

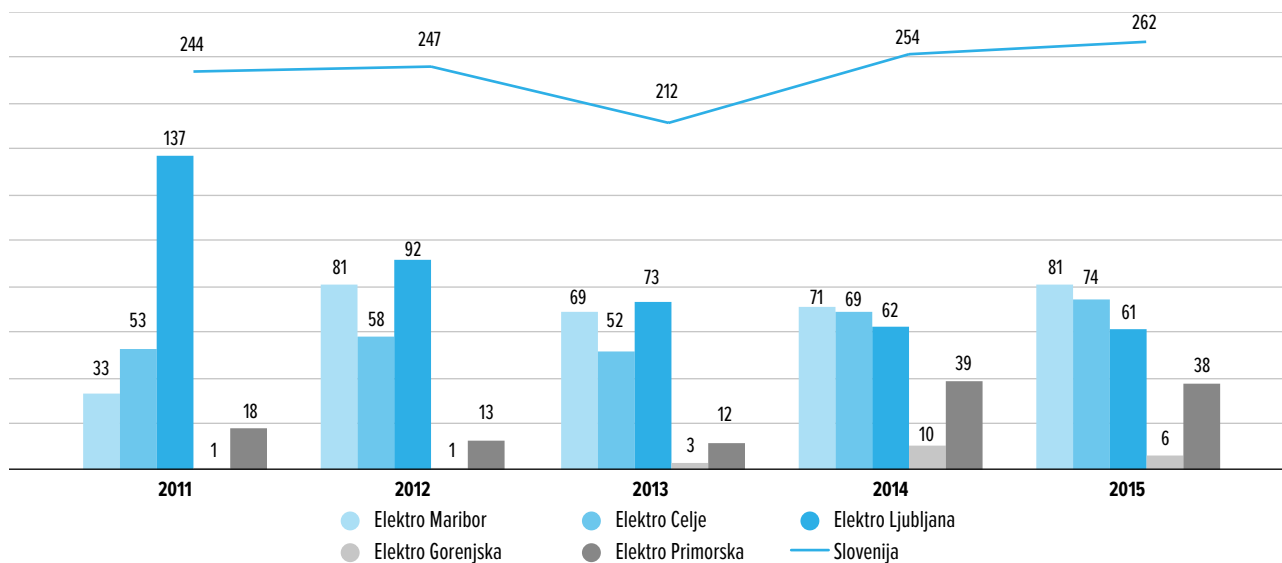
Vir: agencija

### Kakovost napetosti

Elektrooperaterja in distribucijska podjetja morajo skladno z zakonodajo 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.

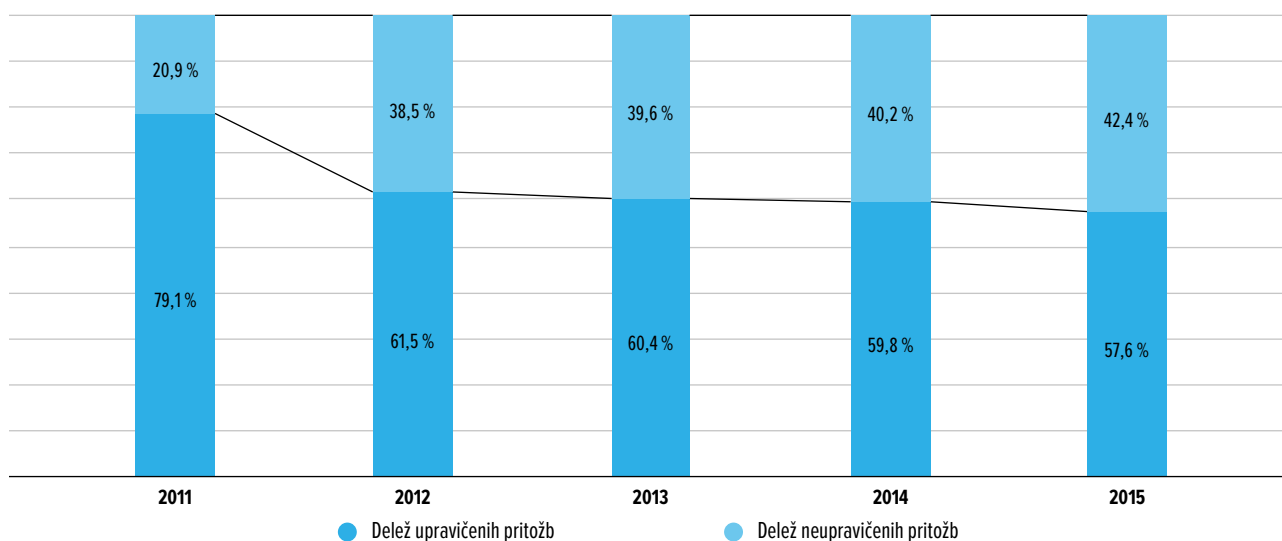
Na sliki 16 je ločeno prikazano gibanje števila pritožb s področja kakovosti napetosti po posameznih distribucijskih podjetjih in posebej za Slovenijo. Skupno število prejetih pritožb, ki so jih prejeli distribucijska podjetja in sistemski operater, se je v letu 2015 glede na predhodno leto povečalo, pri čemer pa se je delež upravičenih pritožb nekoliko zmanjšal.

**Slika 16: Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

**Slika 17: Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

V prenosnem sistemu izvaja aktivnosti, ki določajo kakovost storitev, sistemski operater. ELES je na visokonapetostnem sistemu izvajal stalni monitoring kakovosti napetosti v 186 merilnih točkah (meje z distribucijskimi sistemi, proizvodnjo in neposrednimi odjemalci). V nekaterih merilnih točkah je bilo zaznati manjše odstopanje od standarda, in sicer velikost napajalne napetosti ter fliker. Zaradi velikosti napajalne napetosti so bila zabeležena neskladja s standardom v treh merilnih točkah, kar je povprečno en neskladen teden na posamezno merilno točko. Podobno kot v letu pred tem je bilo tudi v letu 2015 zaznati največ kršitev standarda zaradi pojava flikerja. Neskladnost flikerja s standardom je bila zaznana v 163 merilnih točkah, kar je povprečno 13,6 neskladnih tednov na posamezno merilno točko.

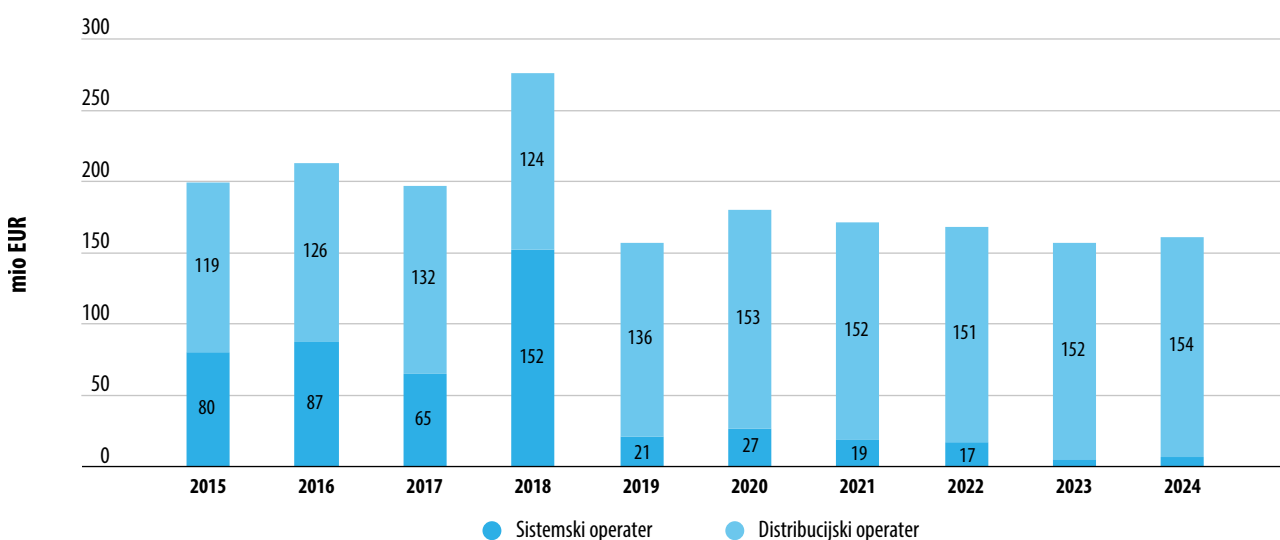
Vzpostavitev stalnega monitoringa kakovosti napetosti se bo v prihodnjih letih nadaljevala še v preostalih stičnih točkah med prenosnim sistemom in njegovimi uporabniki, kjer stalni monitoring še ni aktiven, in na povezovalnih točkah s sosednjimi prenosnimi sistemi Hrvaške, Avstrije in Italije.

### 3.2.2.4 Večletni razvoj elektroenergetskega omrežja

Elektrooperaterja sta v letu 2015 pridobila soglasje ministrstva, pristojnega za energijo, za razvojne načrte prenosnega in distribucijskega sistema električne energije za obdobje 2015–2024. Načrta sta med seboj razvojno usklajena in upoštevata strateške usmeritve nacionalne energetike. Pri načrtovanju elektrooperaterja uporabljata enotno metodologijo, ki upošteva dolgoročne napovedi porabe, analize pričakovanih obratovalnih stanj, stopnjo zanesljivosti napajanja uporabnikov in ekonomske analize ter tudi morebitne lokacije novih proizvodnih virov. Sistemski operater poleg tega upošteva tudi metodologijo evropskega združenja operaterjev prenosnih sistemov ENTSO-E, ki opredeljuje različne vizije in scenarije razvoja tehničnih in tehnoloških parametrov, izkoristkov, učinkovite rabe energije, uvajanja OVE in drugih parametrov na podlagi predpostavk o scenarijih makroekonomskega razvoja.

Elektrooperaterja v obdobju 2015–2024 načrtujeta naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo v vrednosti 481 milijonov na prenosnem sistemu in 1398 milijonov evrov na distribucijskem sistemu. Visoke vrednosti naložb na prenosnem sistemu v prvih letih desetletnega obdobja so povezane predvsem z implementacijo 35. člena EZ-1 o razmejitvi prenosnega in distribucijskega sistema ter izvedbo 400-kV povezave s sosednjo Madžarsko. Večja investicijska vlaganja na distribucijskem sistemu po letu 2020 so povezana s predvidevanji o pričakovani rasti porabe električne energije, koničnih obremenitev v omrežju in množičnem uvajanju pametnih omrežij.

**Slika 17: Ocena investicijskih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2015–2024**



Vira: ELES, SODO

Tudi v prihodnjem desetletju bodo temeljne usmeritve distribucijskega operaterja vlaganja v razvoj sistemov obratovanja omrežij, ki zajema zaznavanje sredjenapetostnega omrežja, avtomatizacijo in vodenje, način ozemljevanja nevtralne točke in kabliranje omrežja. Poleg navedenih ukrepov, ki pomembno vplivajo tudi na zmanjšanje ranljivosti omrežja ob vse pogostejših ekstremnih vremenskih vplivih, bo distribucijski operater izboljšanje kakovosti napajanja odjemalcev ter zmanjšanje števila kratkotrajnih in dolgotrajnih prekinitev zagotavljal še z uvajanjem koncepta pametnih omrežij in uvajanjem naprednega merjenja.

Po fizičnem obsegu pri načrtovanih investicijah distribucijskega operaterja prevladuje izgradnja novega in rekonstrukcija obstoječega sredjenapetostnega omrežja, saj je to s stališča neprekinjenosti oskrbe z električno energijo najšibkejši člen v elektroenergetskem sistemu, še posebej v nadzemni izvedbi. Pri novogradnjah zato prevladuje podzemna izvedba sredjenapetostnega omrežja, pri rekonstrukcijah nadzemnih vodov pa zamenjava golih vodnikov s polizoliranimi vodniki oziroma samonosnimi kablji.

Razvojni načrt systemskega operaterja do leta 2024 temelji na izgradnji novih povezav s sosednjimi elektroenergetskimi sistemi, obvladovanju nenadzorovanih pretokov moči ter zagotovitvi ustreznih napetostnih razmer in zanesljivega ter varnega obratovanja v skladu s priporočili in kriteriji ENTSO-E. Najpomembnejša investicija v prihodnjih letih bo izgradnja 400-kV daljnovoda Cirkovce–Pince, ki bo znatno povečal uvozno zmogljivost prenosnega sistema Slovenije in omogočil uvoz cenejše električne energije iz vzhodnega območja Evrope ter izboljšal zanesljivost napajanja v Sloveniji. Systemski operater proučuje možnost nove visokonapetostne enosmerne povezave v smeri proti Italiji, ki bi znatno povečala izvozne prenosne zmogljivosti, hkrati pa povzročila povečan obseg pretokov moči v notranjem omrežju Slovenije, ki bodo močno obremenjevali notranje prenosno omrežje Slovenije. Systemski operater za povečanje prepustnosti notranjega prenosnega omrežja in zagotovitev varnega ter zanesljivega obratovanja načrtuje okrepitev notranjega omrežja s preходом obstoječega 220-kV prenosnega omrežja na 400-kV napetostni nivo, in sicer na relaciji Divača–Beričevo–Cirkovce–Podlog. Po drugi strani pa bo ta prehod v času nizkih obremenitev še dodatno poslabšal napetostne razmere v prenosnem omrežju, zaradi česar bo treba v prihajajočem obdobju poseči po dodatnih ukrepih za zniževanje previsokih napetosti.

Evropska komisija je konec leta 2015 sprejela novo delegirano Uredbo o uvedbi drugega seznama projektov skupnega interesa (projekti PCI), s katero je bil potrjen nov seznam projektov PCI na področjih električne energije, plina, nafte, pametnih omrežij in elektroenergetskih avtocestah. Na seznam so uvrščeni tudi projekti, pri katerih sodeluje Slovenija:

- daljnovod 2 x 400 kV Cirkovce–Pince,
- daljnovod 2 x 400 kV Divača–Cirkovce, prehod z 220 kV na 400 kV,
- enosmerna povezava visoke napetosti med Italijo in Slovenijo,
- projekt pametnih omrežij Sincro.Grid.

Projekt Sincro.Grid vključuje systemska in distribucijska operaterja Slovenije in Hrvaške ter bo z uporabo najsodobnejših tehnologij v elektroenergetskih sistemih obeh držav med drugim pripomogel k obvladovanju vse zahtevnejših napetostnih razmer zaradi večjega vključevanja razpršenih virov ter k zagotavljanju systemskih storitev in dinamičnemu spremljanju prenosnih zmogljivosti.

### Nadzor nad izvajanjem razvojnih načrtov elektrooperaterjev

**Tabela 12: Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2015**

<b>Prenosni sistem</b>	
Vodi 400 kV	669 km
Vodi 220 kV	328 km
Vodi 110 kV	1.862 km
RTP VN/VN	27
RP 110 kV, TP 110 kV, ENP 110 kV	3
<b>Distribucijski sistem</b>	
Vodi 110 kV	870 km
Vodi 35 kV, 20 kV, 10 kV	17.600 km
Vodi 0,4 kV	46.555 km
RTP 110 kV/SN	88
RTP SN/SN	9
RP SN	92
TP SN/NN	17.833

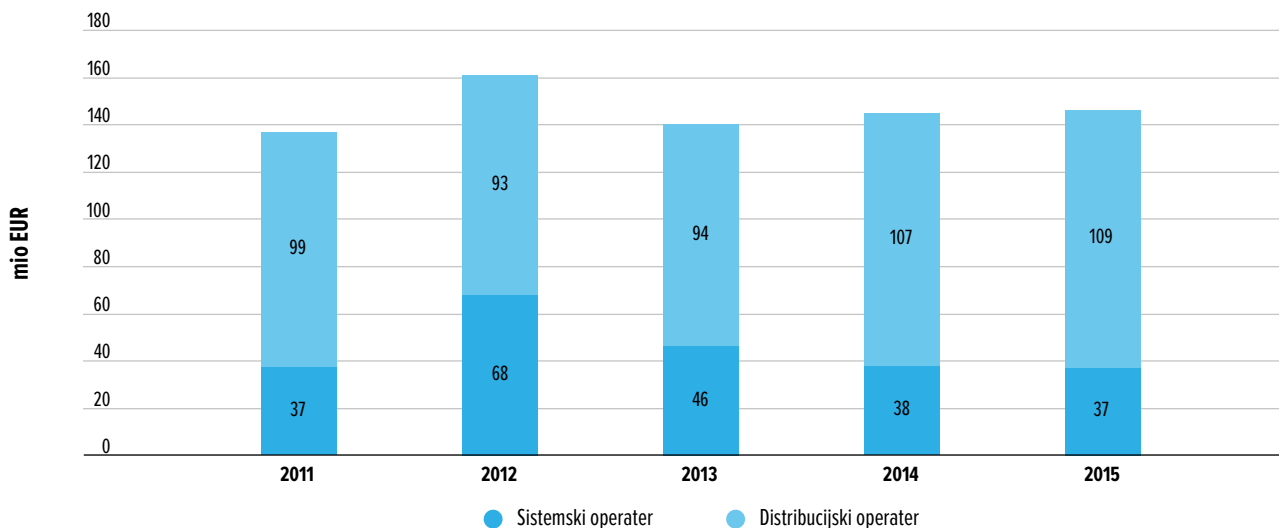
Vira: elektrooperaterja

Slika 19 prikazuje naložbe systemskega in distribucijskega operaterja v zadnjih petih letih, pri čemer so zajete naložbe v nova sredstva in tudi rekonstrukcije obstoječih. Obseg naložb distribucijskega



operaterja v zadnjih letih je stabilen oziroma celo počasi narašča, medtem ko naložbe sistemskega operaterja dosegajo izrazite konice v letih, v katerih se izvajajo večji projekti.

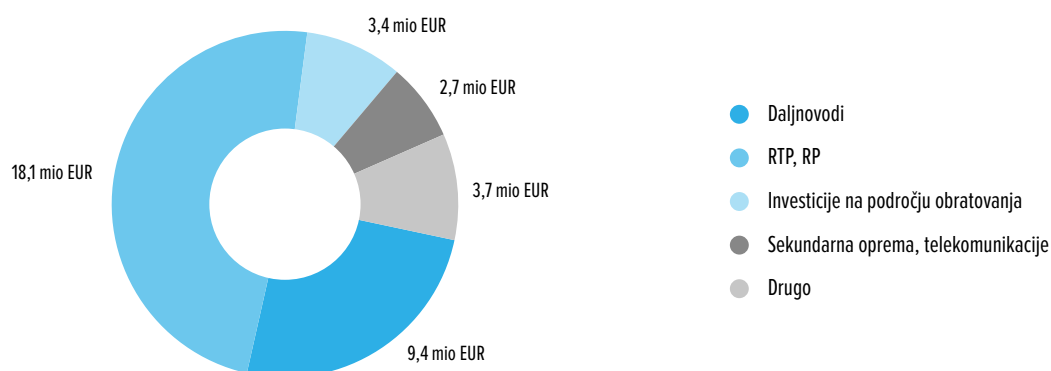
**Slika 19: Naložbe sistemskega in distribucijskega operaterja v obdobju 2011–2015**



Vir: ELES, SODO

Sistemskega operaterja je v letu 2015 za investicijska vlaganja namenil 37,3 milijona evrov, kar predstavlja le slabih 47 % sredstev, predvidenih v razvojnem načrtu, oziroma 53 % sredstev, predvidenih v regulativnem okviru. Vzroki odstopanja realizacije od letnega načrta so bili predvsem zakonodajni, delo pa so oteževali tudi dolgotrajni postopki usklajevanja z lokalnimi skupnostmi in neurejenost v zemljiški knjigi ter težave pri izvedbi javnih naročil. Zaključena ni bila nobena večja nova investicija, največ sredstev, 11,7 milijona evrov, pa je bilo porabljeno za implementacijo 35. člena EZ-1 na 110-kV omrežju, kar je zaradi zamika pri sprejemanju Uredbe o razmejitvi 110-kV omrežja v distribucijski in prenosni sistem precej manj od načrtovanih 28 milijonov evrov iz razvojnega načrta. Med večjimi investicijami v nova sredstva velja omeniti še naložbi v sistem za vodenje in nadzor elektroenergetskega sistema v višini skoraj 3 milijone evrov in uvedbo standardnega informacijskega sistema v višini 1,3 milijona evrov. Pri rekonstrukcijah izstopata naložbi za daljnovod 2 x 110 kV Divača–Pivka–Ilirska Bistrica v višini 2,2 milijona evrov ter zamenjava visokonapetostne in sekundarne opreme v regulacijski postaji 110 kV Hudo v višini 1,7 milijona evrov.

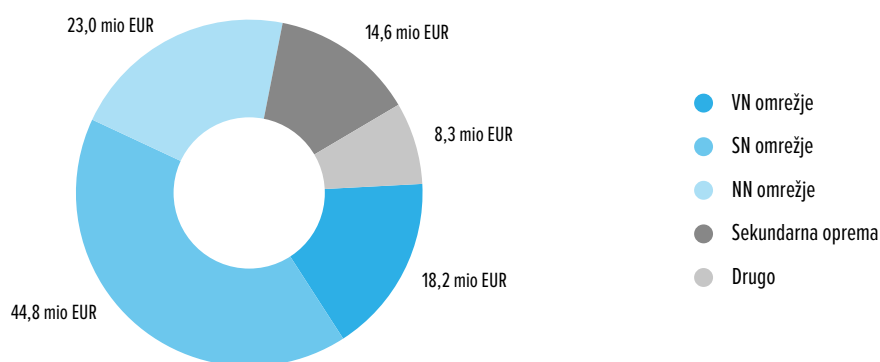
**Slika 20: Investicije sistemskega operaterja v letu 2015**



Vir: ELES

Distribucijski operater in lastniki elektrodistribucijskega omrežja so za naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo namenili 108,9 milijona evrov, kar predstavlja le dobrih 72 % sredstev, načrtovanih v regulativnem okviru, in 91 % sredstev, načrtovanih v razvojnem načrtu za obdobje 2015–2024. Razlog za to odstopanje je dejstvo, da je prišlo do spremembe vrednosti načrtovanih naložb za leto 2015 iz razvojnega načrta za distribucijski sistem za obdobje 2013–2022 glede na aktualni razvojni načrt. Od skupno realiziranih investicij je bilo 56,6 milijona evrov namenjenih za nove investicije, 44 milijonov evrov za rekonstrukcije in 8,3 milijona evrov za druge poslovno potrebne investicije. Največ sredstev je bilo namenjenih za investicije v srednjenapetostna omrežja, kjer prevladujejo izgradnja novih srednjenapetostnih kablovodov in zamenjava nadzemnih vodov s podzemnimi s ciljem zagotoviti večjo robustnost in zanesljivost obratovanja v ekstremnih vremenskih razmerah. Pomemben delež vlaganj predstavljajo tudi sredstva, namenjena zamenjavi merilnih naprav s sodobnimi sistemskimi števci.

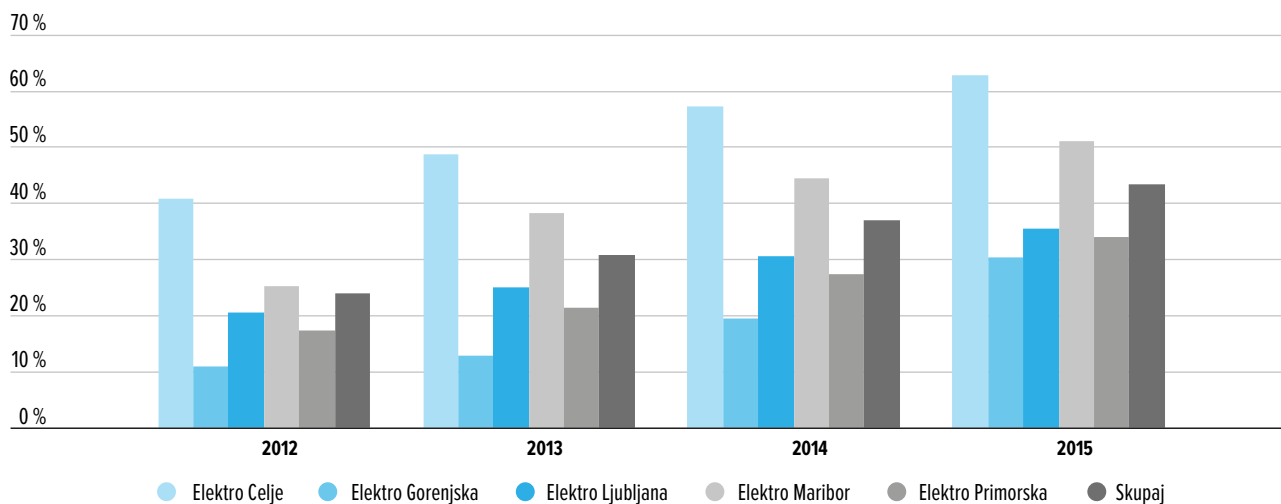
**Slika 21: Investicije distribucijskega operaterja v letu 2015**



Vir: SODO

Vlada je konec leta 2015 sprejela Uredbo o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije, s katero nalaga distribucijskemu operaterju, da uvede enoten napredni merilni sistem za vse uporabnike v Sloveniji, ne postavlja pa zavezujočih ciljev glede dinamike uvajanja. Ne glede na uredbo teče uvajanje naprednih merilnih naprav pri uporabnikih že vrsto let, Slovenija se v Evropski uniji uvršča v sam vrh glede na stopnjo zamenjave klasičnih merilnih naprav z naprednimi. Ob nadaljevanju sedanjega trenda uvajanja naprednih merilnih naprav, ki je prikazan na sliki 22, se bo Slovenija predvidoma uspela približati cilju iz evropske direktive 2009/72/ES, ki nalaga, da se 80 % odjemalcev do leta 2020 opremi z naprednimi merilnimi sistemi, oziroma ciljni vrednosti iz Operativnega programa za izvajanje evropske kohezijske politike v obdobju 2014–2020, ki kot ciljno vrednost kazalnika razvoja in uporabe pametnih distribucijskih sistemov navaja, da se 85 % uporabnikov priključi na napredne merilne sisteme do leta 2023.

**Slika 22: Trend uvajanja naprednih merilnih naprav v obdobju 2012–2015**



Viri: SODO, EDP

## 3.2.3 Omrežnine za prenosno in distribucijska omrežja

### 3.2.3.1 Določanje omrežnine

V obdobju od 1. januarja 2013 do 31. decembra 2015 je agencija izvajala regulacijo dejavnosti elektrooperaterjev na podlagi metode regulirane omrežnine. S to metodo se elektrooperaterju z določitvijo omrežnine in drugih prihodkov ter ob upoštevanju presežka omrežnine iz preteklih let zagotovi pokritje vseh upravičenih stroškov regulativnega obdobja in primanjkljaj omrežnine preteklih 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.

Agencija je pred začetkom navedenega regulativnega obdobja elektrooperaterjema z odločbama določila regulativni okvir. Regulativni okvir se je oblikoval na podlagi kriterijev za določitev upravičenih stroškov, ki so določeni v Aktu o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetsko omrežje in metodologiji za obračunavanje omrežnine. Z regulativnim okvirom se elektrooperaterjema z omrežnino zagotavlja pokrivanje stroškov, ki so nujno potrebni za opravljanje tovrstne dejavnosti. Sem sodijo stroški delovanja in vzdrževanja, stroški električne energije za izgube v omrežju, stroški sistemskih storitev in stroški amortizacije ter reguliran donos na sredstva. Pri določitvi omrežnine je agencija upoštevala tudi druge prihodke iz opravljanja dejavnosti elektrooperaterja ter presežke in primanjkljaje omrežnine iz preteklih let.

Za regulativno obdobje od 1. januarja 2013 do 31. decembra 2015 je agencija z regulativnim okvirom za sistemskega operaterja določila upravičene stroške v višini 426,5 milijona evrov in za distribucijskega operaterja v višini 829,5 milijona evrov.

Metoda regulirane omrežnine temelji tudi na spodbudah, ki so odvisne od realiziranih upravičenih stroškov, od dosežene ravni kakovosti oskrbe in od naložb v projekte pametnih omrežij. Upravičenost do spodbud se preveri po preteku posameznega leta regulativnega obdobja v okviru ugotavljanja odstopanj. Odstopanja od regulativnega okvira se ugotavljajo kot razlika med načrtovanimi in dejanskimi upravičenimi stroški elektrooperaterja ter kot razlika med načrtovanimi in dejanskimi viri za pokrivanje upravičenih stroškov. Metoda regulirane omrežnine določa obvezo elektrooperaterja, da mora presežek omrežnine upoštevati kot namenski vir za pokrivanje primanjkljajev omrežnine preteklih let oziroma upravičenih stroškov naslednjih let. Obenem pa metoda regulirane omrežnine daje elektrooperaterju pravico, da se primanjkljaj omrežnine upošteva pri določitvi omrežnine v naslednjih letih. Agencija izda posebno odločbo, če odstopanja, ki jih ugotavlja elektrooperater, niso izračunana skladno z metodologijo.

Če agencija ugotovi, da so znotraj regulativnega obdobja pri poslovanju elektrooperaterja nastale bistvene spremembe, lahko regulativni okvir spremeni že med regulativnim obdobjem.

V letu 2015 je agencija izdala splošni akt, s katerim je določila metodologijo za določitev regulativnega okvira za regulativno obdobje od 1. januarja 2016 do 31. decembra 2018, s katerim je uveljavila kriterije za določitev regulativnega okvira in način izračunavanja le-tega za navedeno obdobje. Za navedeno obdobje je agencija za sistemskega operaterja določila upravičene stroške v višini 490,9 milijona evrov in za distribucijskega operaterja v višini 840,1 milijona evrov.

### 3.2.3.2 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 načrtovani znesek 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 binomen način obračuna omrežnine, to je na doseženo obračunsko moč in prevzeto električno energijo. Takšen pristop načina obračuna omrežnine omogoča prilagajanje odjema v času, ko je sistem bolj obremenjen. Odjemalci z merjeno močjo lahko s prilagajanjem odjema zmanjšajo konično obremenitev. S tem ukrepom lahko pripomorejo k razbremenitvi omrežja, posledično pa vplivajo na višino stroška omrežnine. Prilagajanje odjema je torej eden od ukrepov, s katerim odjemalci s prerazporeditvijo svoje porabe električne energije v tista obdobja, ko so omrežja manj obremenjena, pripomorejo k povečanju zanesljive oskrbe.

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

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

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

Elektrooperater uvrsti končnega odjemalca v odjemno skupino glede na napetostni nivo (VN, SN, NN nivo), način priključitve (zbiralke, 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 KT (za končne odjemalce na VN- in SN nivoju, ki uporabljajo merilne naprave za evidentiranje 15-minutne konične obremenitve);
- višje dnevne tarifne postavke v času VT, ki se obračunavajo od ponedeljka do petka od 6.00 do 22.00, in
- nižje dnevne tarifne postavke v času MT, ki se obračunavajo v preostalem času in ob sobotah, nedeljah ter dela prostih dnevih od 00.00 do 24.00.

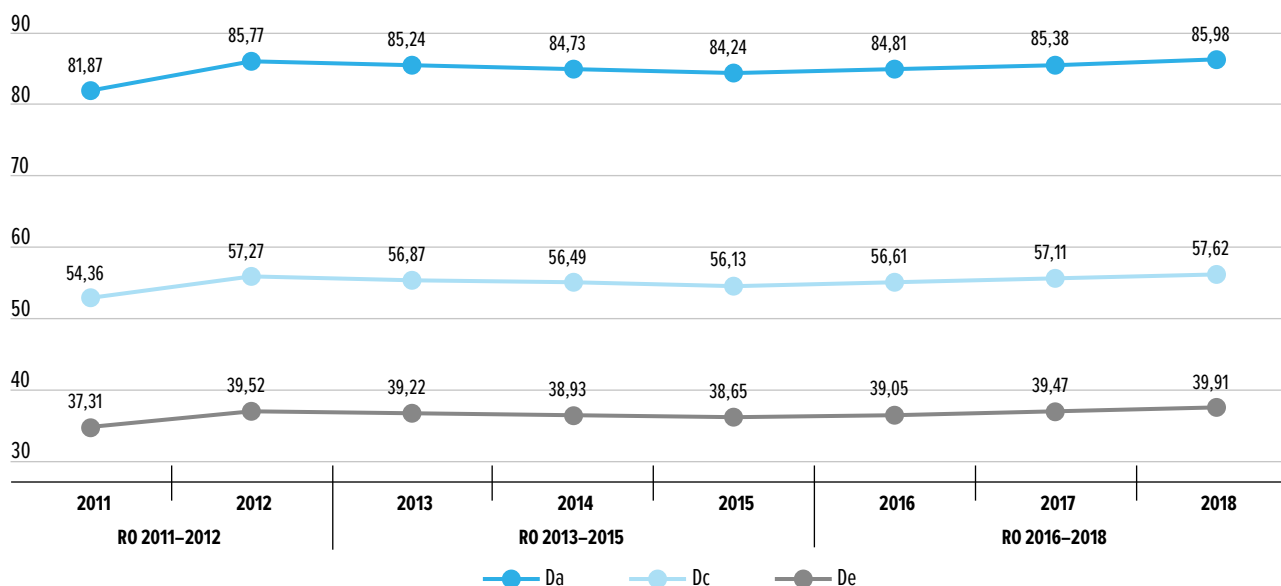
Pri končnih odjemalcih na NN nivoju brez merjenja moči in pri gospodinskih odjemalcih se obračunska moč določa na podlagi nazivne jakosti priprave za preprečevanje prekoračitev dogovorjene obremenitve (obračunske varovalke) in vrste priključka (enofazni oziroma trifazni priključek).

Na slikah 23 in 24 prikazujemo gibanje skupne omrežnine za prenosni in distribucijski sistem v preteklih letih (v regulativnih okvirih) in za trenutno veljaven regulativni okvir za obdobje 2016–2018 za nekatere značilne gospodinske in poslovne odjemalce, definirane s standardnimi porabniškimi skupinami z naslednjimi karakteristikami:

- Gospodinski odjemalec:
  - Da (poraba 600 kWh v enotni tarifi – ET, moč 3 kW),
  - Dc (poraba 2200 kWh v višji tarifi – VT in 1300 kWh v manjši tarifi – MT, moč 7 kW),
  - De (poraba 5000 kWh v višji tarifi – VT in 15000 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),

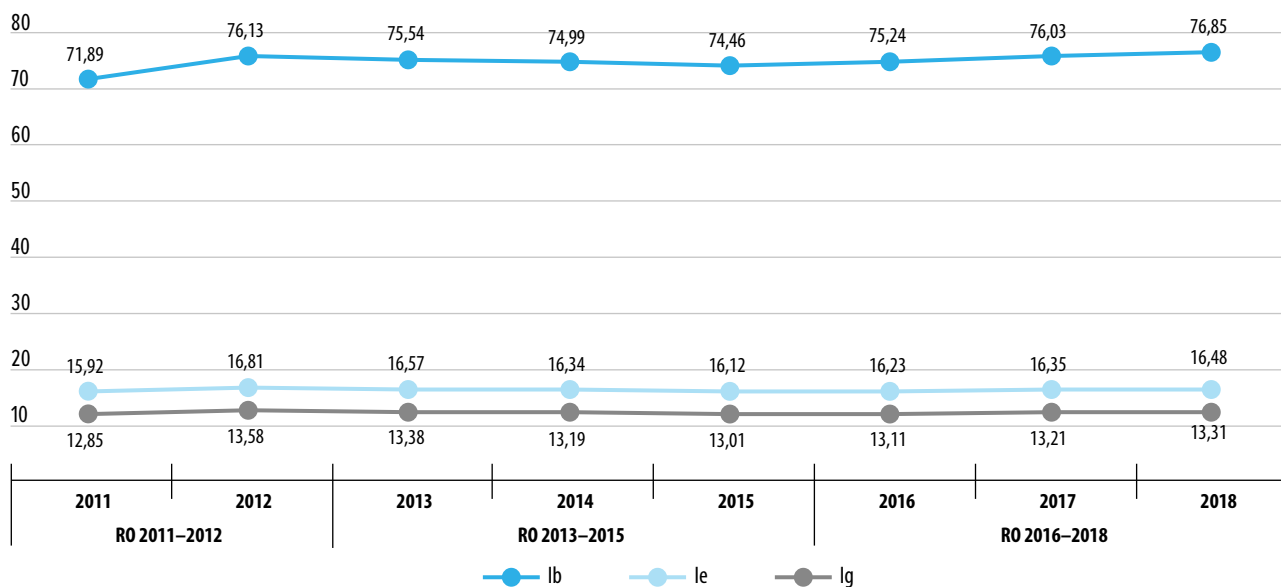
- le (moč 500 kW, letna poraba 2 GWh (razmerje tarif VT : MT = 55 : 45), odjemna skupina SN T > = 2500 h, povprečje sezon),
- lg (moč 4 MW, letna poraba 24 GWh (razmerje tarif VT : MT = 55 : 45), odjemna skupina SN T > = 2500 h, povprečje sezon).

**Slika 23: Gibanje omrežnine za gospodinjstvi odjem v obdobju 2011–2018 (EUR/MWh)**



Vir: agencija

**Slika 24: Gibanje omrežnine za poslovni odjem v obdobju 2011–2018 (EUR/MWh)**



Vir: agencija

Po rasti omrežnine iz regulativnega okvira 2011–2012 je v preteklih treh letih sledilo obdobje postopnega nižanja omrežnine. Ob upoštevanju kriterijev za določitev in način izračuna elementov regulativnega okvira za obdobje 2016–2018 je predvidena ponovna rast omrežnine. Tarifne postavke omrežnine za prenosni sistem se bodo v prihodnjem obdobju 2016–2018 zniževale za 1,03 % na leto, za distribucijski sistem pa zviševale za 1,52 % glede na predhodno leto.

### 3.2.4 Čezmejne prenosne zmogljivosti

Znotraj slovenskega prenosnega sistema nimamo omejitev pri dostopu do omrežja. To pomeni, da lahko vsak član slovenske bilančne sheme dostopa do prenosnega sistema in lahko med poljubnima točkama slovenskega prenosnega sistema prenese poljubno količino električne energije. Take razmere pa ne vladajo na mejah slovenskega prenosnega sistema proti sosednjim državam. Slovenski prenosni sistem je s čezmejnimi povezavami povezan s sosednjimi sistemi Avstrije, Italije in Hrvaške. Zmogljivosti teh povezav so omejene, zato je treba vzpostaviti postopke za dostop vseh zainteresiranih tržnih udeležencev do teh povezav na nediskriminatoren način.

Evropska zakonodaja zahteva, da zmogljivosti na omejenih povezavah med posameznimi trgovalnimi območji, ki so v večini primerov, mednje sodi tudi Slovenija, sistemski operaterji dodeljujejo z uporabo tržnih metod. Tržne metode so tiste, pri katerih tržni udeleženci plačajo dostop do čezmejnih prenosnih zmogljivosti (ČPZ). Cena, ki jo tržni udeleženci plačajo za dostop do ČPZ, odraža razliko v ceni med sosednjima trgovalnima območjema oziroma državama. Da bi zagotovili enake možnosti za vse udeležence, se za dodeljevanje ČPZ uporabljajo dražbe. Ločimo eksplicitne in implicitne dražbe. Pri eksplicitnih dražbah se tržni udeleženci potegujejo le za zmogljivosti na čezmejnih povezavah (MW), medtem ko se pri implicitnih dražbah, ki potekajo prek trgovanja na borzah, hkrati z energijo (MWh) potegujejo tudi za prenosne zmogljivosti. Dražbe za dostop do ČPZ 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 ČPZ 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 ČPZ, 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, medtem pa naj bi implicitno dodeljevanje za dan vnaprej in znotraj dneva potekalo koordinirano z uporabo enotnih evropskih algoritmov spajanja trgov. Ciljni evropski model trga z električno energijo bodo v celoti opredelili kodeksi omrežja, ki so bili v letu 2015 v intenzivni fazi razvoja in sprejemanja. Veljati je začela le Uredba Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti (Uredba 2015/1222), ki pokriva določanje in dodeljevanje ČPZ za dan vnaprej in znotraj dneva.

V letu 2015 je dodeljevanje ČPZ na mejah slovenskega prenosnega sistema s sosednjimi državami le delno potekalo v skladu z evropskim ciljnim modelom. Pregled načinov dodeljevanja ČPZ po mejah v letu 2015 prikazuje tabela 13.

**Tabela 13: Pregled načinov dodeljevanja ČPZ v letu 2015 po mejah**

Meja	Obdobje dodeljevanja ČPZ		Način dodeljevanja ČPZ
	Letno	Mesečno	
Slovensko-italijanska	Letno		Eksplicitne dražbe
	Mesečno		Eksplicitne dražbe
	Dan vnaprej		Spajanje trgov – implicitne dražbe
	Znotraj dneva		Eksplicitne dražbe
Slovensko-avstrijska	Letno		Eksplicitne dražbe
	Mesečno		Eksplicitne dražbe
	Dan vnaprej		Eksplicitne dražbe
	Znotraj dneva		Netržno dodeljevanje
Slovensko-hrvaška	Letno		Eksplicitne dražbe
	Mesečno		Eksplicitne dražbe
	Dan vnaprej		Eksplicitne dražbe
	Znotraj dneva		Netržno dodeljevanje

Vir: agencija

Iz tabele je razvidno, da so najbližje ciljnemu evropskemu modelu razmere na slovensko-italijanski meji, saj od njega odstopajo le pri dodeljevanju znotraj dneva, kjer ciljni model predvideva sprotno trgovanje in ne eksplicitnih dražb. Vendar je treba omeniti, da ciljni model dodeljevanja ČPZ znotraj dneva nikjer v Evropi še ni uveden, saj poteka razvoj ustreznega algoritma v okviru projekta XBID. Na slovensko-italijanski meji je bil v letu 2015 dosežen tudi zelo pomemben napredek pri dodeljevanju ČPZ za dan vnaprej, saj je bilo 24. februarja dotedanje bilateralno spajanje trgov Slovenije in Italije nadomeščeno s priključitvijo v medregijsko spajanje trgov, ki zajema območje od Skandinavije in Slovenije do Iberskega polotoka.

Dodeljevanje na preostalih dveh mejah je v letu 2015 potekalo pretežno z eksplicitnimi dražbami, razen pri dodeljevanju znotraj dneva, kjer je potekalo po netržni metodi dodeljevanja po kriteriju vrstnega reda prejetja ponudb. Omeniti je treba tudi, da je dodeljevanje ČPZ za dan vnaprej na teh dveh mejah potekalo z eksplicitnimi dražbami predvsem zaradi težav v regiji Srednja vzhodna Evropa (CEE), ki še vedno ni uspela uvesti načrtovane metode določanja in dodeljevanja ČPZ na podlagi dejanskih pretokov v omrežju. Eksplicitno dodeljevanje ČPZ na slovensko-italijanski meji je v letu 2015 izvajala dražbena hiša CASC.EU s sedežem v Luksemburgu, na slovensko-avstrijski in slovensko-hrvaški meji pa dražbena hiša CAO s sedežem v nemškem Freisingu. Dražbeni hiši sta se v septembru združili v dražbeno hišo JAO (Joint Allocation Office) s sedežem v Luksemburgu, ki bo opravljala vlogo skupne evropske platforme za eksplicitno dodeljevanje ČPZ. Pri implicitnem dodeljevanju na slovensko-italijanski meji je kot borza na trgovalnem območju Slovenije delovala borza BSP Regionalna Energetska Borza s sedežem v Ljubljani. Slednja je bila v decembru skladno z zahtevami uredbe 2015/1222 določena kot imenovani operater trga z električno energijo (IOTEE) za trgovalno območje Slovenije.

Količine dodeljenih ČPZ po posameznih mejah in smereh pretoka, skupaj s prihodki od dražb in ceno dodeljene megavatne ure električne energije, prikazuje tabela 14.

**Tabela 14: Pregled dodeljenih količin ČPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah**

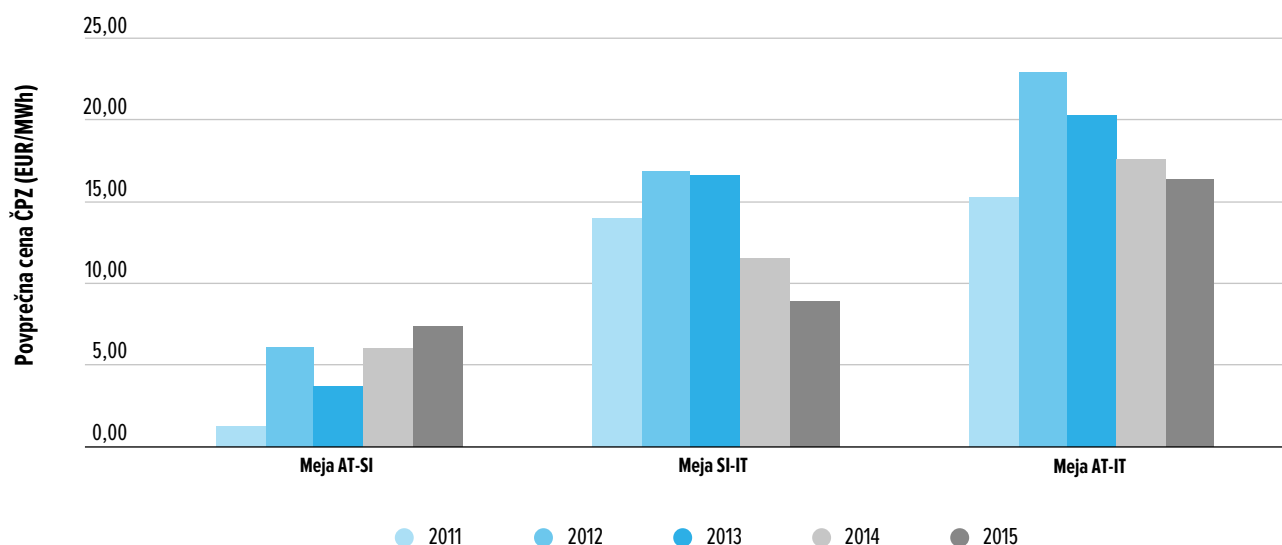
Meja	Dodeljeno (MWh)	Bruto prihodek (EUR)	Povprečna cena dodeljenih ČPZ (EUR/MWh)	Neto prihodek (EUR)
SI-IT	4.007.750	35.778.332	8,93	19.115.172
IT-SI	3.673.307	168.998	0,05	116.469
SI-AT	8.525.534	157.794	0,02	138.420
AT-SI	3.906.518	28.972.283	7,42	24.566.870
SI-HR	10.765.950	2.077.880	0,19	1.503.745
HR-SI	12.115.906	343.157	0,03	267.562

Vir: ELES

V tabeli 14 so prikazani tako bruto kot neto prihodki od dražb. Neto prihodki so bruto prihodki, od katerih so odšteti stroški izvedenih dražb za sosednje systemske operaterje. Povprečna cena dodeljenih ČPZ za posamezno mejo in smer prenosa so izračunani kot bruto prihodek, deljen s celotno količino dodeljenih ČPZ.

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 bile cene električne energije najnižje, in italijanski trg, za katerega so bile značilne visoke cene. Na sosednjem hrvaškem trgu v letu 2015 še ni bilo delujoče borze z električno energijo, zato urne cene na tem trgu niso znane. Glede na povprečno doseženo ceno ČPZ v obeh smereh prenosa pa lahko sklepamo, da se od slovenskih niso bistveno razlikovale. Zato je bila za trgovce tudi v letu 2015 najbolj zanimiva možnost prodaje električne energije iz Nemčije in Avstrije v Italijo, kar kažejo tudi vrednosti doseženih povprečnih cen ČPZ na posameznih mejah. Na sliki 25 je prikazano gibanje cen ČPZ iz Avstrije v Slovenijo, iz Slovenije v Italijo in skupna cena ČPZ iz Avstrije v Italijo v obdobju 2011–2015.

**Slika 25: Gibanje povprečne cene ČPZ v smeri iz Avstrije v Italijo v obdobju 2011–2015**



Vir: ELES

Na sliki 25 vidimo, da sta se skupna cena ČPZ in cena ČPZ iz Slovenije v Italijo v letih od 2012 do 2015 stalno zmanjševali, medtem ko se je v tem obdobju cena ČPZ iz Avstrije v Slovenijo povečala. Za pojasnitev teh gibanj je treba pogledati primerjavo gibanja cen na borzah z doseženimi povprečnimi cenami ČPZ.

**Tabela 15: Gibanje razlike v cenah na borzah in povprečnih cen ČPZ v obdobju 2011–2015**

Leto	Meja AT-SI		Meja SI-IT		Meja AT-IT	
	Razlika med cenami na borzah* (EUR/MWh)	Povprečne cene ČPZ (EUR/MWh)	Razlika med cenami na borzah (EUR/MWh)	Povprečne cene ČPZ (EUR/MWh)	Razlika med cenami na borzah (EUR/MWh)	Povprečne cene ČPZ (EUR/MWh)
2011	6,08	1,25	12,80	13,99	18,88	15,24
2012	10,55	6,08	20,66	16,86	31,21	22,94
2013	5,40	3,71	18,41	16,61	23,81	20,32
2014	7,66	6,02	9,92	11,51	17,58	17,53
2015	9,78	7,42	11,30	8,93	21,08	16,34

\* Kot cena na avstrijskem trgu je uporabljena cena na nemški borzi EPEX DE  
Viri: ELES, spletne strani borz z električno energijo

V tabeli 15 je prikazana primerjava razlik med borznimi cenami in doseženimi povprečnimi cenami ČPZ na ustreznih mejah, ki ločujejo trgovalna območja borz. 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 se da razbrati velika stopnja korelacije med razliko cen na borzah in doseženo ceno ČPZ. V večini primerov je razlika med cenami na borzah nekoliko višja od doseženih cen ČPZ, kar je razumljivo, saj trgovci postavljajo take cene za ČPZ, da jim po trgovanju ostane ustrezen dobiček. Edino odstopanje od tega pravila opazimo v letih 2011 in 2014 na slovensko-italijanski meji, ko so bile dosežene povprečne cene ČPZ višje od razlike v cenah na borzah. To odstopanje je najbrž posledica spajanja trgov, ki se na tej meji izvaja že od 1. januarja 2011. V povprečni razliki med cenami na obeh trgih so upoštevane tudi ure, ko je bila cena na slovenskem trgu višja kot na italijanskem, in ure, ko sta bili ceni na obeh trgih enaki. V teh urah so bile zaradi učinkovitosti spajanja trgov ČPZ dodeljene v smeri iz Italije v Slovenijo oziroma so bile v smeri iz Slovenije v Italijo izkoriščene le delno. Nasprotno pa so bile v primerih,



ko je bila cena na italijanskem trgu višja, izkoriščene v celoti. To dejstvo lahko pripelje do tega, da je povprečna letna cena ČPZ višja od povprečne razlike cen na borzah. Na mejah z eksplicitnimi dražbami do takih anomalij praviloma ne prihaja, kar lahko pripišemo preračunljivosti trgovcev, ki raje ponudijo nižjo ceno za ČPZ, da ne bi zaradi morebitnih znižanih razlik v cenah ostali brez posla ali bi poslovali z izgubo.

Dostop do ČPZ 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 za oba posrednika med trgovoma. Ko uporabnik omrežja na eksplicitni dražbi pridobi pravico uporabe ČPZ, 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 ČPZ ali jo prodaš", kar pomeni, da neizkoriščeni delež ČPZ sistemski operater proda na naslednji dražbi za krajše obdobje, imetnik ČPZ pa dobi neizkoriščen delež plačan po ceni, doseženi na tej dražbi. Na eksplicitnih dražbah za dan vnaprej pa velja pravilo "uporabi ČPZ ali jo izgubiš", kar pomeni, da mora imetnik ČPZ to plačati po ceni, doseženi na dražbi, tudi če teh zmogljivosti ne uporabi. Zaradi opisanih razlik v cenah je bil v letu 2015 največji delež uporabe ČPZ na meji iz Avstrije v Slovenijo in iz Slovenije v Italijo. Velik delež izkoriščenosti je bil tudi v obeh smereh prenosa na meji s Hrvaško, kjer pa so bili prihodki od ČPZ relativno nizki zaradi velike količine razpoložljivih ČPZ. Relativno visoka izkoriščenost smeri iz Slovenije v Hrvaško je tudi posledica dejstva, da polovica proizvodnje v jedrski elektrarni v Krškem pripada Hrvaški. Izkoriščenost uporabe ČPZ za vse meje v obdobju 2012–2015 prikazuje tabela 16.

**Tabela 16: Stopnja uporabe ČPZ v letih 2012–2015**

Meja/leto	Stopnja uporabe ČPZ (%)			
	2012	2013	2014	2015
SI-IT	94	96	91	87
IT-SI	8	7	9	3
SI-AT	11	28	16	12
AT-SI	92	75	92	96
SI-HR	67	49	58	46
HR-SI	35	54	33	36

Vir: ELES

Tudi primerjava stopnje uporabe ČPZ na posameznih mejah kaže, da je bila smer prenosa iz Avstrije čez Slovenijo najbolj zanimiva, zato so bile tudi ČPZ v tej smeri najbolj izkoriščene. Ker se avstrijsko-slovenska meja uporablja tudi za tranzite v in iz držav Zahodnega Balkana, so v letih ugodnih hidroloških razmer v teh državah razmere nekoliko spremenjene glede na večino preostalih let. Take razmere so vladale v letu 2013, ko smo zabeležili povečanje količin tranzitov iz smeri Hrvaške proti Avstriji. Zato je bila v tem letu stopnja uporabe ČPZ iz Avstrije v Slovenijo nižja kot v preostalih letih, v nasprotni smeri pa višja. Zaradi istega vzroka v letu 2013 v primerjavi s preostalimi leti opazimo tudi višjo izkoriščenost ČPZ v smeri iz Hrvaške v Slovenijo in nižjo v nasprotni smeri. V obdobju 2012–2015 lahko opazimo tudi postopno zniževanje stopnje uporabe ČPZ v smeri iz Slovenije v Italijo. Na to je v največji meri vplivalo postopno padanje cen na italijanskem trgu, ki je predvsem posledica novih proizvodnih zmogljivosti v Italiji, med katerimi prevladujejo objekti za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov. Od 24. februarja 2015 na zmanjšano stopnjo izrabe ČPZ v tej smeri vpliva tudi razširitev območja spajanja trgov. Ker je od takrat italijanski trg na zahodu spojen tudi s francoskim trgom, s katerim ima relativno močne prenosne zmogljivosti, in ker je za francoski trg značilen zelo velik delež proizvodnje električne energije z nizkimi mejnimi stroški (jedrske elektrarne in obnovljivi viri), pogosto pride do izkoriščanja celotnih ČPZ na francosko-italijanski meji, s čimer se cena na italijanskem trgu toliko zniža, da celotnih ČPZ na slovensko-italijanski meji ni več mogoče izkoristiti.

---

### 3.2.5 Skladnost z energetska zakonodaja

Skladno z Direktivo 2009/72/ES Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo in o razveljavitvi Direktive 2003/54/ES (v nadaljevanju Direktiva 2009/72/ES) mora agencija izpolnjevati in izvajati vse zadevne pravno zavezujoče odločitve ACER in Komisije in pri sprejemanju odločitev zagotavljati skladnost s smernicami iz te direktive ali Uredbe (ES) št. 714/2009 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 13. julija 2009 o pogojih za dostop do omrežja za čezmejne izmenjave električne energije in razveljavitvi Uredbe (ES) št. 1228/2003 (v nadaljevanju Uredba (ES) št. 714/2009).

Po izvedenem postopku leta 2014 je agencija v začetku leta 2015 izdala odločbo o certificiranju sistemskega operaterja.

Agencija skladno s 65. členom EZ-1 nadzira izpolnjevanje zahtev iz 60., 61., 63. in 64. člena EZ-1. Če pri nadzoru ugotovi, da je pri določeni osebi nastal razlog, ki predstavlja kršitev, jo mora na takšen razlog opozoriti, prav tako tudi na dolžnost ukrepanja po prvem in drugem odstavku 65. člena EZ-1. Agencija skladno z 71. členom EZ-1 spremlja, ali sistemski operater izpolnjuje zahteve iz 60., 61., 63. in 64. člena EZ-1. Če agencija prejme obvestilo sistemskega operaterja iz drugega odstavka 65. člena EZ-1 ali če je seznanjena z načrtovano transakcijo iz tretjega odstavka 65. člena EZ-1 ali če ugotovi, da obstaja razlog za domnevo, da je prišlo ali bi lahko prišlo zaradi načrtovane spremembe pravic ali vpliva nad lastniki prenosnega sistema ali sistemskega operaterja do kršitve zahtev iz 60., 61., 63. in 64. člena EZ-1, skladno s 66. členom EZ-1, ter kadar tako utemeljeno zahteva Evropska komisija, po uradni dolžnosti začne postopek preizkusa pogojev za certifikat.

V letu 2015 ni bilo ugotovljenih nobenih kršitev 65. in 71. člena EZ-1.

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 in v letu 2015 sistemskemu operaterju izdala soglasja k: Pravilom o načinu in pogojih dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti, Pravilom za dodeljevanje dolgoročnih zmogljivosti, Pravilom za senčno dodeljevanje, Pravilom za dodeljevanje zmogljivosti znotraj dneva na severnoitalijanskih mejah ter Pravilom za dnevno dodeljevanje zmogljivosti na mejah regije CEE in na mejah med Hrvaško in Madžarsko ter Hrvaško in Slovenijo.

Na podlagi 4. člena Uredbe Komisije (EU) 2015/1222 z dne 24. julija 2015 o določitvi smernic za dodeljevanje zmogljivosti in upravljanje prezasedenosti (v nadaljevanju Uredba (EU) 2015/1222) mora vsaka država članica, ki je z električno energijo povezana s trgovalnim območjem druge države članice, zagotoviti, da je določen en ali več imenovanih operaterjev trga z električno energijo (v nadaljevanju IOTEE) za izvajanje enotnega spajanja trgov za dan vnaprej in/ali znotraj dneva. Agencija je v letu 2015 prejela vlogo družbe BSP Regionalna Energetska Borza, d.o.o., za določitev kot IOTEE. V postopku je bilo ugotovljeno, da vlagatelj izpolnjuje vsa merila iz 6. člena Uredbe (EU) 2015/1222, zato ga je določila kot imenovanega operaterja trga z električno energijo za izvajanje nalog v zvezi z enotnim spajanjem trgov za dan vnaprej in enotnim spajanjem trgov znotraj dneva na trgovalnem območju Republike Slovenije za obdobje štirih let.

Agencija je nadzorovala tudi izvajanje določb uredb Evropske unije s področja notranjega trga z električno energijo ter izvajala nadzor nad tem, ali elektroenergetska podjetja izpolnjujejo obveznosti, ki izhajajo iz evropske zakonodaje. Posebnih kršitev evropske zakonodaje agencija v letu 2015 ni ugotovila.

---

## 3.3 Spodbujanje konkurence

V nadaljevanju podajamo opis stanja konkurenčnosti na področju maloprodajnih in veleprodajnih trgov. Agencija aktivno spremlja razvoj na področju cen (vplivni faktorji na cene, gibanje cen, vpliv likvidnosti na cene ipd.), preglednosti delovanja trga (npr. dostop do informacij o cenah, izvajanje uredbe o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga) ter učinkovitosti trga (odprtost in konkurenčnost). Na podlagi analiz stanja izvaja ustrezne ukrepe v okviru svojih pristojnosti s ciljem sprotnega odpravljanja ovir za razvoj konkurence. S takšnim spodbujanjem konkurence se zagotavlja krepitev trga, kar koristi končnim potrošnikom električne energije.

---

### 3.3.1 Veleprodajni trg

Na veleprodajnem trgu nastopajo proizvajalci, trgovci in dobavitelji električne energije, ki med sabo sklepajo zaprte pogodbe, pri katerih so količine in časovni potek dobave pogodbenih količin električne energije vnaprej določeni, cena pa ni odvisna od dejanske realizacije pogodb. Vsaka razlika med količinami iz zaprtih pogodb in dejansko realiziranimi količinami je predmet obračuna odstopanj. Na veleprodajnem trgu udeleženci posle sklepajo bilateralno ali na borzah v Sloveniji in tujini. Na borzah se lahko trguje s fizično energijo za dan vnaprej, znotraj dneva in za namene izravnave sistema ali s terminskimi produkti, ki praviloma pokrivajo daljša časovna obdobja od naslednjega dneva.

Dejavnost borze z električno energijo v Republiki Sloveniji izvaja družba BSP Regionalna energetska borza, d.o.o (v nadaljevanju BSP). Na slovenskem borznem trgu BSP je bilo tudi v letu 2015 omogočeno trgovanje na dveh tržnih segmentih:

- sprotno trgovanje znotraj dneva: posli se sklepajo v trgovalni aplikaciji med tržnimi udeleženci v celotnem času trgovanja, in sicer so sklenjeni v trenutku, ko se srečata ponudba in povpraševanje. Za posamezni produkt je lahko sklenjenih več poslov po različnih cenah;
- avkcijsko trgovanje za dan vnaprej: tržni udeleženci v trgovalno aplikacijo vnašajo naročila (ponudbe in povpraševanja) in s tem ustvarjajo skupno knjigo ponudb, katere struktura tržnim udeležencem ni vidna. Po zaključku zbiranja ponudb algoritem trgovalne aplikacije izračuna marginalno ceno, po kateri so sklenjeni vsi posli za posamezni produkt.

V okviru trgovanja znotraj dneva poteka trgovanje do ene ure pred začetkom dobave električne energije, pri avkcijskem trgovanju za dan vnaprej pa poteka trgovanje en dan pred dobavo električne energije in se konča ob 12. uri. Na segmentu trgovanja za dan vnaprej se hkrati izvaja spajanje trgov na slovensko-italijanski meji, ki predstavlja način implicitnega dodeljevanja čezmejnih prenosnih zmogljivosti za dan vnaprej, pri katerem se kot vhodni parameter pri izmenjavanju ponudb med dvema ali več sosednjimi borzami z električno energijo uporabljajo razpoložljive čezmejne prenosne zmogljivosti ter krivulje ponudbe in povpraševanja na posameznih borzah. Projekt spajanja trgov med Slovenijo in Italijo se je v februarju 2015 povezal v enotni evropski trg trgovanja za dan vnaprej. S tem projektom je družba BSP izpolnila zahtevo Evropske unije za spajanje trgov za dan vnaprej.

Za oba tržna segmenta 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. OTC kliring se izvede po vnosu in potrditvi posla med prodajalcem in kupcem električne energije v trgovalni aplikaciji za sprotni način trgovanja.

Pri trgovanju znotraj dneva se uporabljajo standardizirani produkti: pasovna energija – Base, vršna energija – Peak, urni produkti in 15-minutni produkti ter nestandardni produkti (najmanj dva zaporedna enaka standardizirana produkta znotraj istega dne), pri načinu avkcijskega trgovanja za dan vnaprej pa je mogoče trgovati s standardiziranimi urnimi produkti.

Organizator slovenskega trga z električno energijo, družba Borzen, je zadolžen, da evidentira vse pogodbe, sklenjene na organiziranem trgu. Tako organizator trga evidentira vse pogodbeno dogovorjene obveznosti, v katerih se električna energija kupi ali proda v Sloveniji oziroma se energija prenese preko regulacijskega območja. To zajema evidentiranje vseh pogodb, sklenjenih med člani bilančne sheme, vseh izvoznih in uvoznih zaprtih pogodb ter poslov, sklenjenih na borzi. Razen tega organizator trga v obliki obratovalnih napovedi proizvodnje in odjema evidentira tudi pogodbe med dobavitelji ter odjemalci in proizvajalci električne energije.

#### 3.3.1.1 Cene električne energije

Agencija spremlja raven veleprodajnih cen v Sloveniji in na referenčnih trgih, ki vplivajo na cene v Sloveniji. Informacije o cenah na veleprodajnih trgih je v Sloveniji mogoče pridobiti na spletnih straneh borze BSP in tudi od komercialnih ponudnikov analitičnih storitev ter informacij o trgu.

#### Cene na borzah v Sloveniji in na tujih trgih

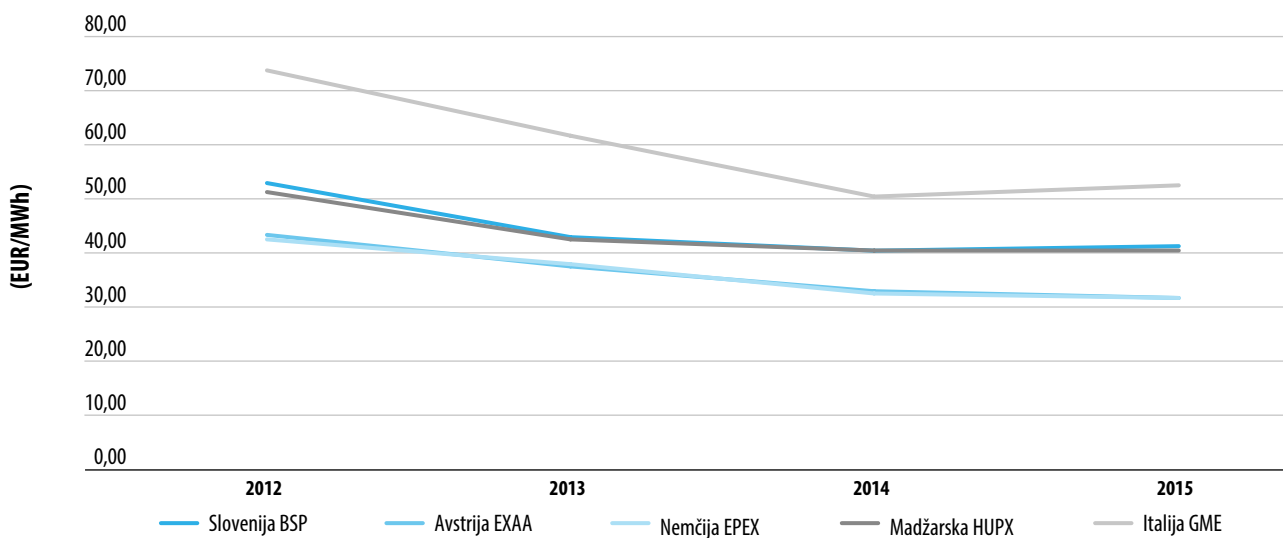
Cene električne energije na borzah so v državah izpostavljene velikim nihanjem. Ker električne energije ne moremo skladiščiti, na trgu z električno energijo prihaja do številnih nesorazmerij med ponudbo in povpraševanjem.

Slovenski energetski trg je del italijanske ter jugovzhodne in srednjevzhodne evropske regije. To pomeni, da meji na dva zelo likvidna trga, italijanski in avstrijsko-nemški borzni trg, ter na razdrobljene trge jugovzhodne Evrope, ki so z vidika borznega trgovanja zelo nepregledni.

Zaradi velike proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov v zadnjih letih beležimo padec cen električne energije na borzi v Sloveniji ter sosednjih borzah. Leta 2012 je povprečna cena pasovne energije na borzi v Sloveniji znašala 53,1 EUR/MWh, v letu 2015 pa le še 41,4 EUR/MWh. Kot je razvidno s slike 26, tudi na sosednjih borzah beležijo padce cen električne energije.

Ob primerjavi cen lahko vidimo, da so skoraj identične na avstrijski in nemški borzi, kjer so tudi najnižje med opazovanimi borzami. Prav tako je skoraj identično gibanje cen med slovensko in madžarsko borzo. Cene na italijanskem trgu v povprečju dosegajo najvišje vrednosti v Evropi.

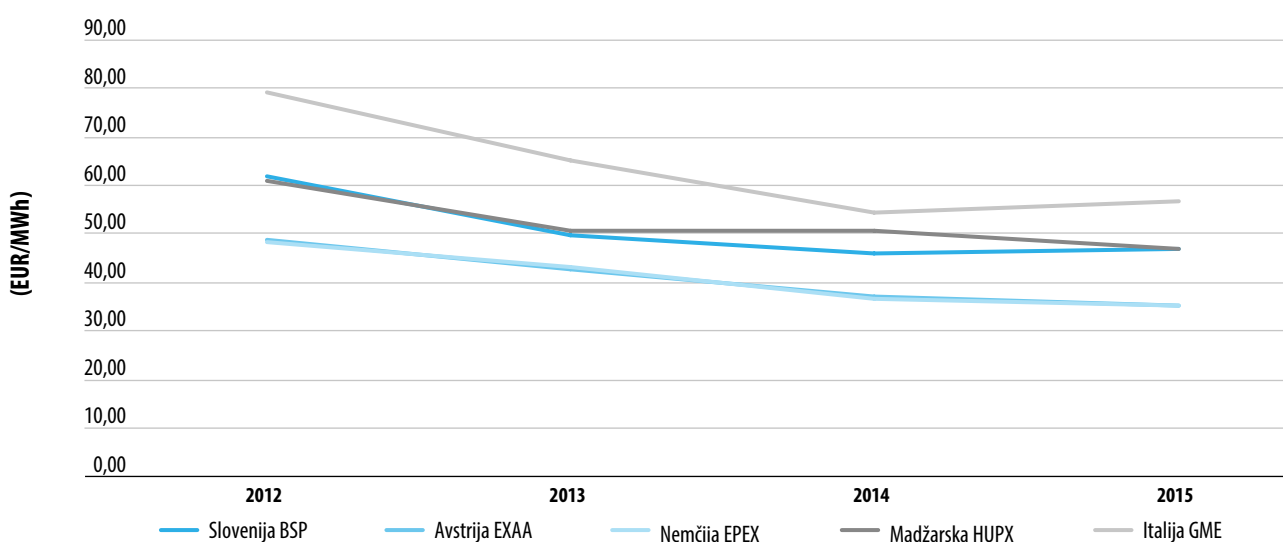
**Slika 26: Gibanje cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2012–2015**



Vir: Montel

Tudi pri cenah vršne energije lahko opazimo podobno gibanje cen in korelacije med posameznimi borzami. Leta 2012 je povprečna cena vršne energije na borzi v Sloveniji znašala 61,8 EUR/MWh, v letu 2015 pa 46,9 EUR/MWh. Tudi na tujih borzah so se v tem obdobju cene znižale.

**Slika 27: Gibanje cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2012–2015**

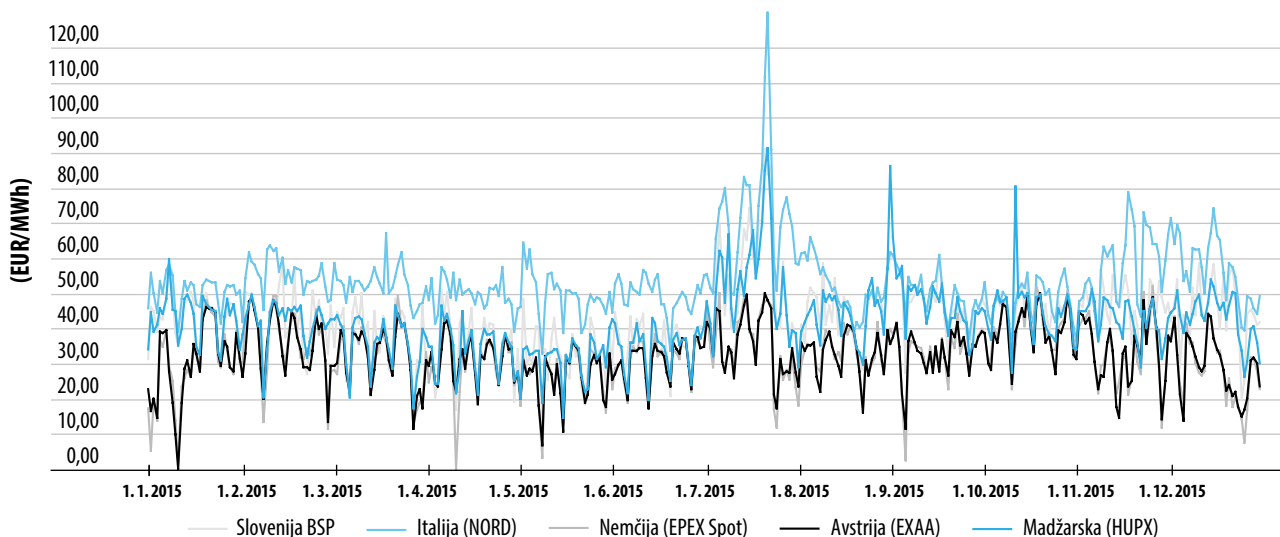


Vir: Montel

Najvišja cena pri trgovanju za dan vnaprej je bila v letu 2015 na slovenski borzi dosežena julija, in sicer zaradi zmanjšanih ČPZ v smeri iz Avstrije v Slovenijo in tudi v smeri iz Slovenije v Italijo. Višja cena odraža tudi večje povpraševanje po energiji v jugovzhodni Evropi. To lahko razberemo tudi s slik 28 in 29, ki kažejo na skok cen pasovne in vršne energije, in sicer najbolj na italijanski, madžarski in slovenski borzi.

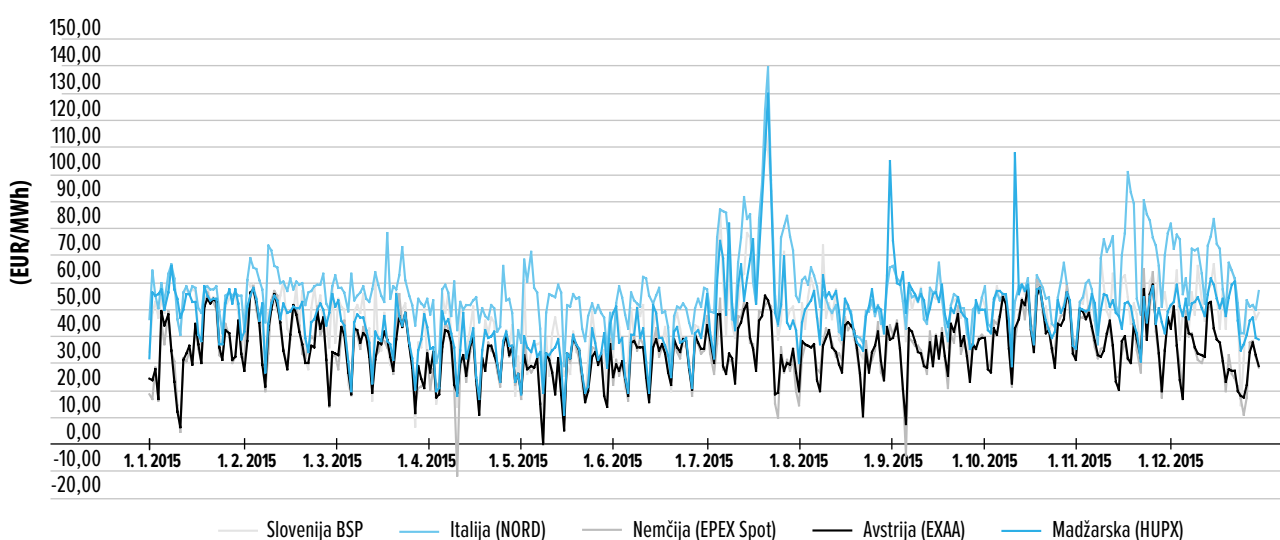
Najnižja cena pri trgovanju za dan vnaprej je bila dosežena maja zaradi visoke proizvodnje iz obnovljivih virov, toplega vremena in posledično tudi nizke porabe električne energije. Na nizko ceno so v maju vplivale tudi negativne cene v Nemčiji.

**Slika 28: Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2015**



Viri: spletne strani borz

**Slika 29: Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2015**



Viri: spletne strani borz

Pri primerjavi cen med slovensko in sosednjimi borzami lahko ugotovimo, da je cena električne energije na borzi BSP odraz gibanja cen na sosednjih trgih.

Z vidika spajanja trga je zanimiva analiza doseženih cen med borznima trgoma BSP in GME, ki je prikazana v tabeli 17. Borzna cena na BSP je bila večinoma nižja kot na borznem trgu GME, višja od cene na GME je bila le v manj kot enoodstotnem deležu ur.

**Tabela 17: Analiza doseženih cen med borznim trgom BSP in borznim trgom GME**

Opis	Delež ur
Nižja cena na BSP glede na GME	64,49 %
Nižja cena na GME glede na BSP	0,33 %
Enaka cena na BSP in GME	35,18 %

Vira: BSP, GME

V letu 2015 je proizvedena električna energija, ki je vključena v sistem podpor proizvodnji električne energije iz obnovljivih virov energije in soproizvodnje toplote in električne energije z visokim izkoristkom, znašala 8,4 % vse v Sloveniji proizvedene električne energije, leto prej pa 6,7 %. Ker se delež električne energije, ki je vključena v sistem podpor, v primerjavi s celotno proizvodnjo električne energije v Sloveniji iz leta v leto povečuje in se približuje 10 %, je smiselno spremljati razvoj cen te energije na trgu. V okviru podporne sheme je mogoče izbirati med obratovalno podporo ali zagotovljenim odkupom. Če proizvajalec 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 (Borzen). To električno energijo na trgu prodaja Center za podpore. V letih 2014 in 2015 je bil del te energije prodan na letnih dražbah, del pa na slovenski energetski borzi BSP. Tržna cena električne energije, ki je vključena v sistem podpor, se torej oblikuje na individualni ravni na trgu, na dražbah in na borzi. Pri izračunu ocenjene tržne cene električne energije iz podporne sheme so bile upoštevane vse tri možnosti. Ocenjena tržna cena izhaja iz povprečja doseženih cen na individualni ravni, doseženo ceno na dražbi in povprečno urno ceno na BSP v posameznem letu. Upoštevane cene so tehtane s količino iz posameznih postavk. Ob tem velja poudariti, da je bilo v letu 2015 skoraj 72 %, v letu 2014 pa 78 % te električne energije prodane na individualni ravni, torej v okviru obratovalne podpore. V izračunu ocenjene tržne cene tako k skupni ceni bistveni del prispeva ravno cena, ki je oblikovana na trgu na individualni ravni. Ocenjena tržna cena električne energije, ki je vključena v podporno shemo, je skupaj s povprečno urno ceno na BSP za leti 2014 in 2015 prikazana v tabeli 18. Izračun je pokazal, da je bila v obeh opazovanih letih ocenjena tržna cena višja od cene, dosežene na borzi.

**Tabela 18: Primerjava ocenjene tržne cene električne energije iz podporne sheme s povprečno urno ceno na borzi BSP**

Leto	Ocenjena tržna cena električne energije, vključene v podporno shemo (EUR/MWh)	Povprečna urna cena na BSP (EUR/MWh)
2015	42,18	41,41
2014	43,58	40,43

Vira: Borzen, BSP

### Emisijski kuponi

Z ratifikacijo Kjotskega protokola je Republika Slovenija prevzela obveznost, da bo v povprečju letne emisije toplogrednih plinov v obdobju 2008–2012 zmanjšala za 8 % glede na izhodiščno leto 1986. Trgovanje z emisijskimi kuponi je eden od instrumentov za doseganje tega cilja. Z uvedbo evropskega sistema trgovanja z emisijskimi kuponi (European Emission Trading System: EU ETS) je EU leta 2005 v ta sistem vključila tovarne, proizvajalce električne energije in vse druge naprave, ki povzročajo izpuste toplogrednih plinov.

V tretji fazi EU ETS, ki bo trajala do leta 2020, lahko posamezna podjetja emisijske kupone pridobijo brezplačno ali pa na dnevni dražbi emisijskih kuponov. Vendar se delež brezplačno dodeljenih kuponov linearno zmanjšuje (80 % v 2013, 30 % v 2020), delež kuponov, prodanih na dražbah, pa se povečuje (v letu 2015 je znašal približno 50 %). Vse to pa vpliva na ceno emisijskih kuponov, ki se je v primerjavi z letom 2014 zvišala.

V sistem trgovanja z emisijskimi kuponi so vključene naprave z vhodno toplotno močjo 20 MW in dodatno iz dejavnosti energetike še naprave z vhodno toplotno močjo med 15 in 20 MW.

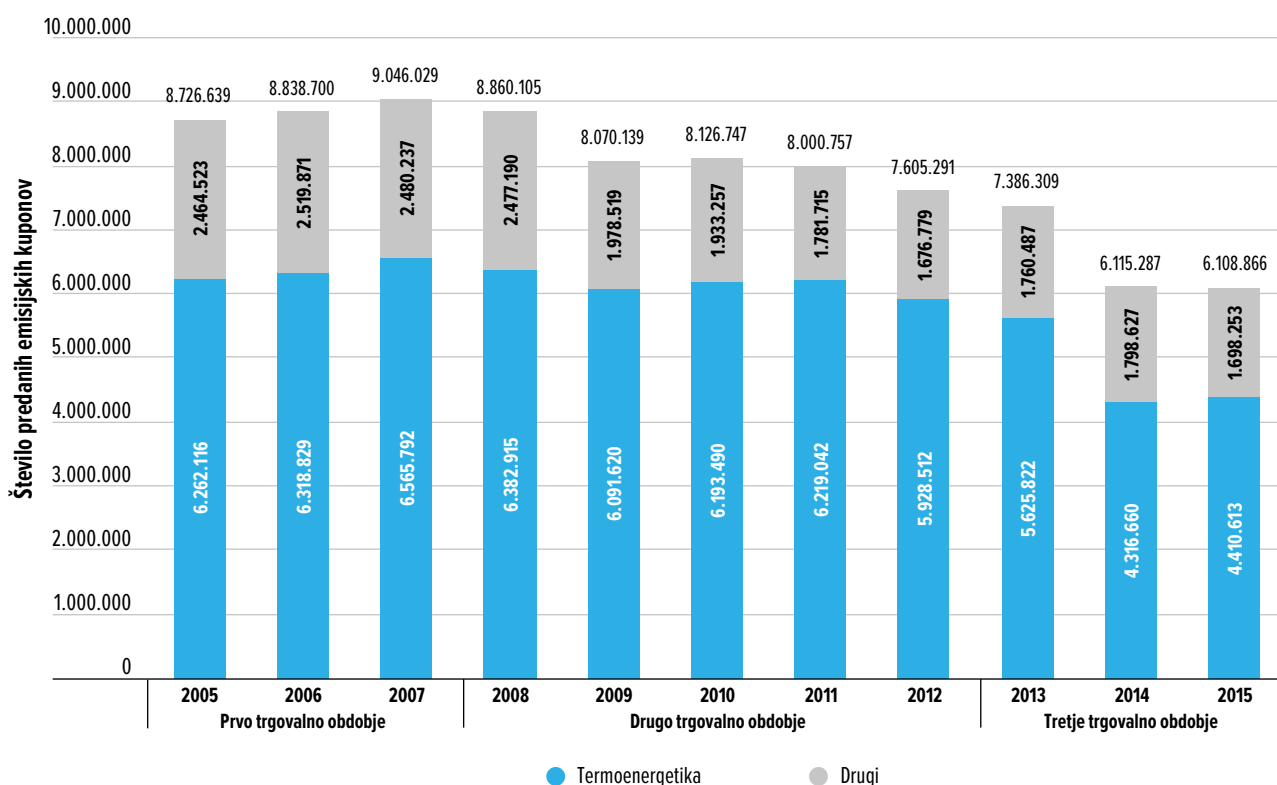
Na podlagi spremembe Zakona o varstvu okolja (ZVO-1) iz leta 2013 morajo upravljavci naprav za proizvodnjo električne energije, zajem ali prenos ali za shranjevanje CO<sub>2</sub> od leta 2013 vse emisijske

kupone kupiti. Vlada je tako sprejela Odlok o seznamu upravljavcev naprav, ki izpuščajo toplogredne pline, za obdobje 2013–2020. Odlok vsebuje seznam upravljavcev naprav:

- ki so v tem obdobju upravičeni do razdelitve emisijskih kuponov brez obveznosti plačila,
- seznam upravljavcev naprav, ki do brezplačne razdelitve emisijskih kuponov niso več upravičeni (Termoelektrarna Brestanica in Termoelektrarna Trbovlje), in
- seznam upravljavcev naprav, ki so izključeni iz sistema trgovanja, ker bodo izvajali enakovredne ukrepe.

Na sliki 30 je prikazano gibanje števila predanih emisijskih kuponov za vsa tri trgovalna obdobja med leti 2005 in 2015:

**Slika 30: Število predanih emisijskih kuponov v obdobju 2005–2015**

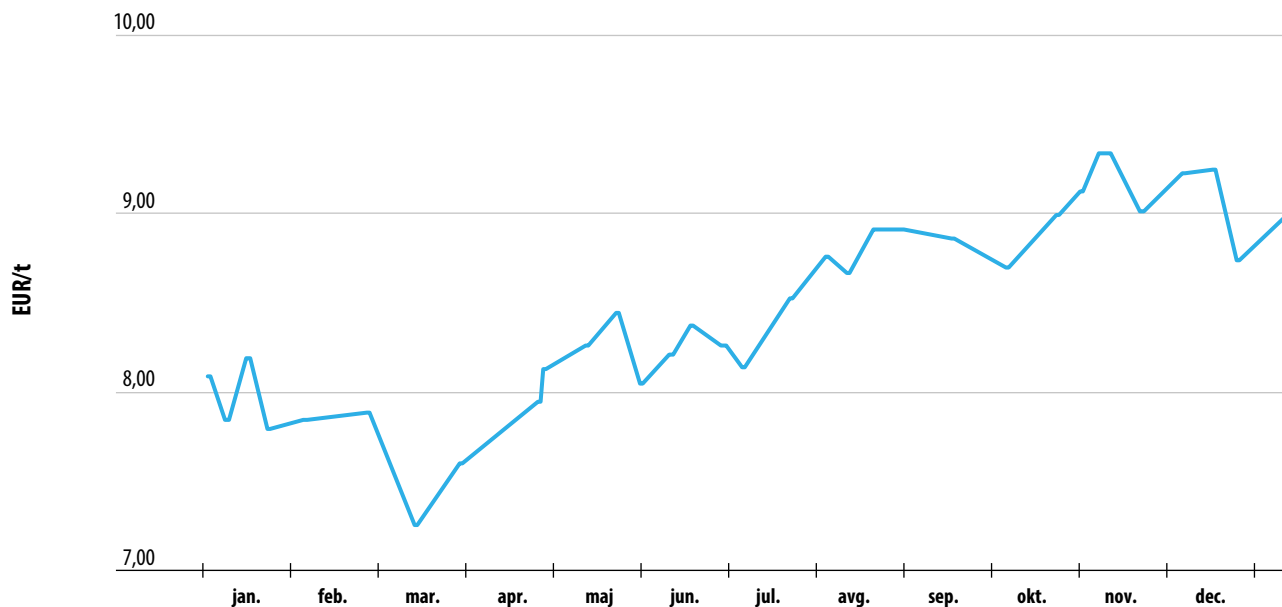


Vir: Agencija RS za okolje

V letu 2015 se je število predanih emisijskih kuponov v primerjavi z letom 2014 ponovno zmanjšalo. To je posledica dejstva, da se je EU zavezala, da bo zaradi podnebnih sprememb do leta 2020 zmanjšala emisije toplogrednih plinov za 20 %, povečala porabo obnovljivih virov energije za 20 % in dosegla 10-odstotni delež biogoriv kot pogonskih goriv v prometu ter 20-odstotno povečanje učinkovite rabe energije. Termoenergetika je v letu 2015 v tretjem trgovalnem obdobju predala 4.410.613 emisijskih kuponov, kar predstavlja 72 % vseh v Sloveniji predanih emisijskih kuponov. Delež se je v primerjavi z letom 2014 povečal kljub začetemu likvidacijskemu postopku družbe Termoelektrarna Trbovlje, d.o.o.

Slika 31 prikazuje ceno emisijskih kuponov (European Emission Allowances Futures – EUA), s katerimi se je trgovalo na borzi EEX (nakup v letu 2015 za leto 2016).

**Slika 31: Gibanje cene emisijskih kuponov na borzi EEX v letu 2015**



Vir: EEX

Cena emisijskih kuponov se je med letom gibala med 7,20 in 9,50 evra za tono CO<sub>2</sub> in se je v primerjavi z letom 2014 zvišala za 13 %. Glavna vzroka za dvig cene emisijskih kuponov sta bila regulirano zmanjšanje ponudbe in zmanjšano število brezplačno podeljenih emisijskih kuponov. Ob tem pa nižje cene nafte, plina, premoga in električne energije na ceno emisijskih kuponov niso vplivale.

Na podlagi Uredbe o okoljski dajatvi za onesnaževanje zraka z emisijo CO<sub>2</sub> se okoljska dajatev plačuje zaradi onesnaževanje zraka z emisijo CO<sub>2</sub> pri zgorevanju goriva in je prihodek proračuna Republike Slovenije.

### 3.3.1.2 Preglednost trga

Uredba REMIT je ključna podlaga za zagotavljanje preglednosti cen na veleprodajnem trgu z električno energijo. Agencija skladno z uredbo REMIT spremlja raven preglednosti veleprodajnih cen in zagotavlja, da elektroenergetska podjetja izpolnjujejo obveznosti glede preglednosti.

Vzpostavitev dobro delujočega in preglednega veleprodajnega trga ni samoumevna, temveč zahteva sodelovanje vseh udeležencev na trgu. Pri tem je pomembno njihovo usklajeno delovanje, saj je le tako mogoče doseči zastavljeni cilj. Premik na področju usklajenega pristopa k zagotovitvi omenjenih skupnih ciljev na ravni EU je mogoče prepoznati v sprejeti uredbi REMIT. Ta uredba predstavlja celosten regulativni okvir za spremljanje in nadzor evropskega veleprodajnega energetskega trga z električno energijo in zemeljskim plinom. Okvir sestavljajo trije poglobljeni deli: prepoved tržnih manipulacij in trgovanja na podlagi notranjih informacij, zahteva po učinkoviti in pravočasni objavi notranjih informacij ter ogroditve za celovito spremljanje trga.

Trgovanje na podlagi notranjih informacij in tržne manipulacije so po uredbi REMIT prepovedane. Kršitev prepovedi se šteje kot prekršek in se kaznuje z globo. Osebe, ki v okviru svoje dejavnosti sklepajo transakcije in utemeljeno sumijo, da bi transakcija na veleprodajnem energetskega trgu lahko pomenila kršitev prepovedi tržne manipulacije in trgovanja na podlagi notranjih informacij, morajo po 15. členu uredbe REMIT o tem nemudoma uradno obvestiti nacionalni energetski regulativni organ. V Sloveniji je to Agencija za energijo. Obveščanje poteka prek platforme ACER (ACER Notification Platform<sup>1</sup>), pri čemer je o kršitvi poleg nacionalnega regulativnega organa obveščen tudi ACER. Če je kršitev čezmejna, ACER obvestilo o kršitvi posreduje tudi drugim nacionalnim

<sup>1</sup> <https://www.acer-rem.it/np/str>



regulativnim organom držav članic EU, ki jih kršitev zadeva. V letu 2015 agencija ni prejela nobene prijave suma kršitve zaradi trgovanja na podlagi notranjih informacij ali izvajanja tržnih manipulacij na veleprodajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom.

Objava notranjih informacij vključuje objavo tako imenovanih temeljnih podatkov, ki jih morajo objaviti udeleženci na veleprodajnem energetskem trgu. Temeljni podatki vsebujejo informacije glede zmogljivosti in uporabe objektov za proizvodnjo, skladiščenje, porabo ali prenos električne energije ali zemeljskega plina, ali zmogljivosti in uporabe objektov za utekočinjeni zemeljski plin. Združeni sistemskih operaterjev, ENTSO-E in ENTSO-G, skladno z izvedbeno uredbo REMIT<sup>2</sup> posredujejo omenjene temeljne podatke ACER v imenu udeležencev na trgu.

Spremljanje trga po uredbi REMIT je zastavljeno celovito in vključuje spremljanje celotnega evropskega veleprodajnega trga z električno energijo in zemeljskim plinom. Pod drobnogled so vzeti vsi veleprodajni energetski produkti, ne glede na to ali se z njimi trguje na organiziranih mestih trgovanja ali bilateralno. Za spremljanje trgovanja z veleprodajnimi energetskimi produkti moramo imeti podatek o tem, kdo je s tem produktom trgoval. Zato je potrebna registracija vseh udeležencev na teh trgih. Registracija udeležencev na trgu je ena izmed pomembnejših nalog nacionalnih regulativnih organov. Udeleženci na trgu se morajo registrirati pri nacionalnem regulativnem organu v državi članici, v kateri so ustanovljeni ali so rezidenti, če niso niti ustanovljeni niti niso rezidenti EU, pa se prijavijo v državi članici, v kateri so dejavni. Agencija je s pripravami na registracijo začela že v letu 2014 in nadaljevala v letu 2015. V letu 2015 so tekli zaključni postopki pri vzpostavitvi nacionalnega registra tržnih udeležencev. Zaključeval se je postopek integracije spletnih storitev, prek katerih se izvajajo pridobivanje in validacija podatkov o tržnih udeležencih. Ta rešitev prinaša dodano vrednost tržnim udeležencem in tudi agenciji, saj je uporabniška izkušnja izboljšana, samodejno pa je zagotovljena ustrezna kakovost podatkov, kar izključuje potrebo po ročnem preverjanju in popravljanju podatkov. Register med drugim skrbi tudi za avtomatizirano izmenjavo podatkov o udeležencih na trgu z evropskim centralnim registrom CEREMP<sup>3</sup>, ki ga upravlja ACER. Agencija je v začetku marca 2015 omogočila poskusno uporabo aplikacije, da bi zavezanecem za registracijo omogočila učinkovito pripravo na postopek registracije in pridobila povratno informacijo o svoji rešitvi. Agencija je uradno začela fazo registracije skladno z uredbo REMIT 16. marca 2015.

V letu 2015 je registracijo opravilo 24 udeležencev na veleprodajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom. Velika večina udeležencev, ki so pristopili k registraciji, je prisotna na veleprodajnem trgu z električno energijo. Ker se je poročanje o transakcijah, sklenjenih na organiziranih mestih trgovanja, začelo 7. oktobra 2015 in so morali do tega dne opraviti registracijo le udeleženci, ki so aktivni na organiziranih mestih trgovanja, je bilo pričakovati, da se vsi udeleženci do tega datuma ne bodo registrirali. Večina drugih udeležencev je aktivnih na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom in sklepajo bilateralne pogodbe, ki pa zapadejo v poročanje šele 7. aprila 2016. Ti udeleženci morajo torej registracijo opraviti do 7. aprila 2016 oziroma do sklenitve prve bilateralne pogodbe po tem datumu ali do 6. julija 2016, ki je rok za poročanje o pogodbah, ki so bile sklenjene pred začetkom poročanja in na ta datum še niso izpolnjene. Zaradi navedenega število udeležencev, ki so v letu 2015 opravili registracijo, ni končno.

Poročanje o pogodbah, ki jih na veleprodajnih energetskih trgih sklepajo registrirani udeleženci, je obveznost udeležencev samih. Poročanje ACER se izvaja prek poročevalcev, ki poročajo o transakcijah po uredbi REMIT, ali tako imenovanega RRM mehanizma (Registered Reporting Mechanism), to so porečevalci, ki poročajo v imenu tržnega udeleženca. Registracija RRM poteka pri ACER, ki objavlja tudi seznam trenutno registriranih poročevalcev. Za razbremenitev udeležencev na trgu lahko udeleženci izberejo tretje osebe, ki kot RRM izvajajo storitev poročanja v njihovem imenu. Da bi se izognili podvojenemu poročanju, se podatki, ki so predmet poročanja, posredujejo le ACER.

Za potrebe spremljanja slovenskega trga bo agencija podatke o pogodbah, vključno s temeljnimi podatki, pridobivala od ACER. Podatki in spremljajoče informacije o zlorabah zahtevajo vzpostavitev informacijskega sistema, ki zagotavlja visoko stopno varnosti. Agencija je zato v letu 2015 začela z revizijo sistema za upravljanje varnosti informacij in posredno posodobila oziroma nadgradila politike informacijske varnosti. Prav tako je začela s pripravo namenske informacijske in fizične infrastrukture, s katero se zagotavljajo zaupnost, celovitost in razpoložljivost podatkov in informacij ter njihovo varovanje v okviru uredbe REMIT. Ukrepi, sprejeti na tem področju, zmanjšujejo izpostavljenost tveganju zlorabe občutljivih podatkov in informacij na stopnjo, ki jo predpisuje uredba. S tem se agencija uvršča med evropske regulatorje, ki bodo predvidoma najhitreje zagotovili vse pogoje za kontinuirano pridobivanje podatkov o transakcijah.

<sup>2</sup> Izvedbena uredba Komisije (št. 1348/2014 z dne 17. decembra 2014 o sporočanju podatkov v skladu s členom 8(2) in (6) Uredbe (EU) št. 1227/2011 Evropskega parlamenta in Sveta o celovitosti in preglednosti veleprodajnega energetskega trga UL L 363 z dne 18. 12. 2014, str. 121)

<sup>3</sup> <https://www.acer-remit.eu/portal/european-registry>

Faza implementacije spremljanja veleprodajnega energetskega trga na nacionalni ravni je bila v polnem teku, vendar v letu 2015 še ni bila v celoti zaključena. Do začetka izvajanja sprotne spremljanja trga je treba izvesti še manjkajoče procesne ureditve na evropski ravni ter druge tehnično-organizacijske prilagoditve agencije in ACER. Sem spada tudi vzpostavitev namenskih podpornih orodij za sprotno spremljanje veleprodajnega energetskega trga. V letu 2015 se sprotno spremljanje veleprodajnega energetskega trga skladno z uredbo REMIT še ni izvajalo. Vse aktivnosti na področju preiskav in nadzornih postopkov so v letu 2015 temeljile na zunanjih prijavah in informacijah. Če bi lastna analiza, prijava ali zunanja informacija kazale na sum kršitve po uredbi REMIT, bi agencija po uradni dolžnosti zbrala podatke in analizirala sumljiv dogodek. V letu 2015 ni bil obravnavan noben sum kršitve določil uredbe REMIT.

Nadaljeval se je tudi nadzor nad izpolnjevanjem obvez tržnih udeležencev po uredbi REMIT, zlasti obvez, ki izhajajo iz 4. člena uredbe REMIT z vidika učinkovitosti razkrivanja notranjih informacij. Postopki do konca leta še niso bili zaključeni.

Glede na omejitve, s katerimi se agencija sooča, predstavlja izvajanje zahtev uredbe REMIT enega izmed največjih izzivov od njene ustanovitve. Pripravljenost na te zahtevne naloge je bila konec leta 2015 skladna z internimi načrti in zmožnostmi in tudi pričakovanji ACER, s katerim agencija že od uveljavitve uredbe REMIT odlično sodeluje.

Izpolnjevanje zahtev po učinkoviti in pravočasni objavi notranjih informacij, ki predstavlja enega od treh temeljnih delov regulativnega okvira za spremljanje in nadzor evropskega veleprodajnega trga z električno energijo, je podrobneje urejeno z Uredbo Komisije (EU) št. 543/2013 z dne 14. junija 2013 o predložitvi in objavi podatkov na trgih z električno energijo ter spremembi Priloge I k Uredbi (ES) št. 714/2009 Evropskega parlamenta in Sveta (v nadaljevanju uredba 543/2013). Ta uredba določa vrste podatkov, ki morajo biti javno objavljeni in s tem dostopni tržnim udeležencem, in roke za njihovo objavo. Podatki, katerih objavo zahteva uredba 543/2013, se nanašajo na odjem in proizvodnjo električne energije, vključno z nerazpoložljivostjo večjih enot proizvodnje in odjema, prenosno infrastrukturo, vključno z nerazpoložljivostjo enot prenosne infrastrukture, povezovalnimi zmogljivostmi med trgovalnimi območji, ukrepi za odpravljanje prezasedenosti in izvajanje izravnave v sistemu, vključno s podatki o rezervnih virih za izravnavo in cenami za obračun odstopanj. Uredba 543/2013 določa, da mora vse zahtevane podatke na posebni platformi objavljati združenje ENTSO-E.

Združenje ENTSO-E je zahtevano platformo vzpostavilo 5. januarja 2015. Pred tem je združenje tudi že objavljalo večino zahtevanih podatkov, vendar na prejšnji platformi, ki jo je na lastno pobudo vzpostavilo že v letu 2011. Ob vzpostavitvi platforme je združenje ENTSO-E na njej zagotovilo tudi dostop do zgodovinskih podatkov za obdobje 2011–2014. Ker je agencija kot nacionalni energetski regulator zadolžena za izvajanje uredbe 543/2013, redno spremlja objavo podatkov na platformi, še posebej tistih, ki se nanašajo na slovenski trg z električno energijo in slovenski elektroenergetski sistem.

### 3.3.1.3 Učinkovitost trga

Agencija spremlja učinkovitost veleprodajnih trgov z vidika likvidnosti, stopnje konkurenčnosti ter ravni integracije trgov. V nadaljevanju so prikazani kazalniki, s katerimi spremljamo raven učinkovitosti.

#### Bilateralno trgovanje

V letu 2015 je bilo evidentiranih 112.491 zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v skupni količini 78.935.614 MWh. V primerjavi s predhodnim letom je bilo število evidentiranih zaprtih pogodb in obratovalnih napovedi v enakem obdobju višje za 0,4 %, skupna količina energije iz pogodb pa je bila nižja za 4,3 %.

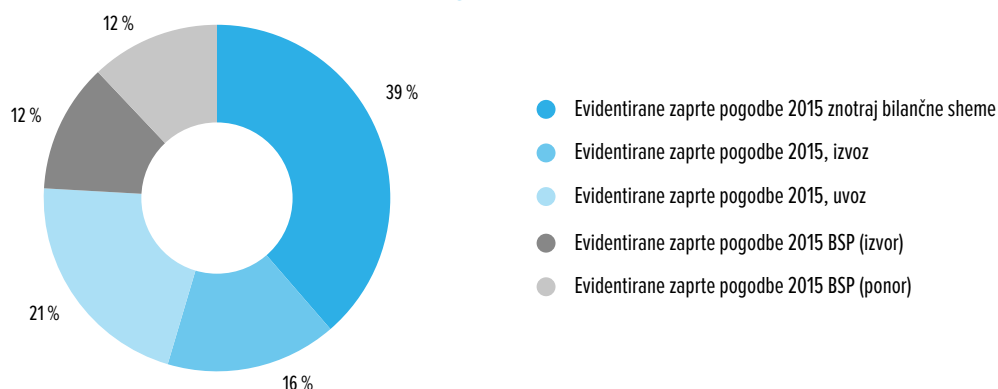
Operater trga je evidentiral prodano oziroma kupljeno električno energijo prek zaprtih pogodb v skupni količini 52.143.848 MWh.

Pri vseh izvedenih transakcijah na slovenski energetski borzi (BSP) nastopa borza kot nasprotna stran, sklenjeni posel pa se evidentira kot kupljena količina (izvor) in prodana količina (ponor). Te količine so skupaj z ostalimi evidentiranimi količinami predstavljene na sliki 32.

V primerjavi z letom 2014 je bila količina električne energije iz zaprtih pogodb nižja za 3,2 %, količina, ki je bila evidentirana prek obratovalnih napovedi, pa je bila nižja za 6,4 %, predvsem zaradi nižje proizvodnje. To pomeni, da je aktivnost trgovanja med udeleženci nekoliko upadla. Iz primerjave števila evidentiranih zaprtih pogodb in količin električne energije iz evidentiranih zaprtih pogodb je razvidno, da je skupna letna količina evidentiranih zaprtih pogodb v zadnjih treh letih celo nekoliko

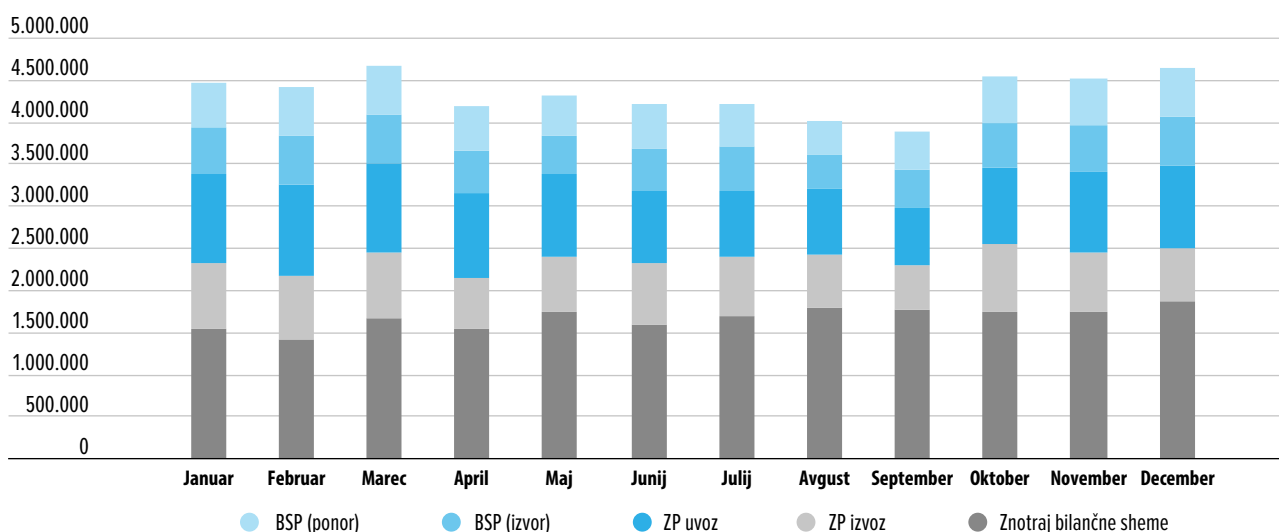
upadla, kljub temu pa se je število prijavljenih zaprtih pogodb v obdobju 2011–2015 povečalo za dobrih 12 %.

**Slika 32: Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb v letu 2015**



Vir: Borzen

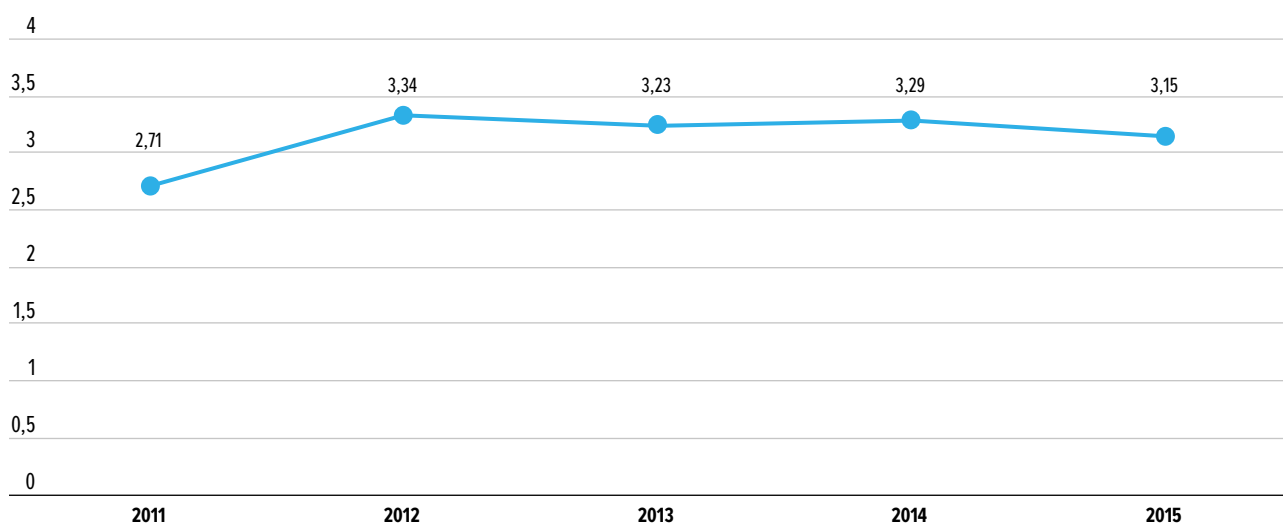
**Slika 33: Količine prodane oziroma kupljene električne energije prek zaprtih pogodb po mesecih za leto 2015**



Vir: Borzen

Likvidnost je merilo sposobnosti nakupa ali prodaje produkta – kot je električna energija – z majhnimi stroški transakcij in ne da bi pri tem prišlo do velikih sprememb v ceni produkta zaradi stroškov transakcij. Visoko likvidni trgi so razviti trgi, na katerih sta mogoča enostaven nakup in prodaja energije po zanesljivih cenah. Pogoji za likviden trg je visoka stopnja preglednosti z velikim številom aktivnih udeležencev, ki sklepajo veliko poslov. Zaradi velikega obsega trgovanja so cene produktov stabilne in se v primeru sklenitve manjših poslov ne spremenijo bistveno. Likvidnost se prikazuje v obliki indeksa Churn ratio, ki podaja informacijo, kolikokrat se je z enoto električne energije trgovalo, preden je bila dobavljena končnemu odjemalcu. Churn ratio je za slovenski veleprodajni trg z električno energijo prikazan na sliki 34. Določen je kot kvocient med vsoto evidentiranih količin iz zaprtih pogodb, ki so jim odštete izvožene količine, in porabo v Sloveniji v letu 2015. Z upoštevanjem količin iz zaprtih pogodb so v izračun vključene tako količine, s katerimi se je trgovalo na slovenski energetski borzi BSP, kot tudi količine, s katerimi se je trgovalo na bilateralnem trgu. V opazovanem obdobju petih let, v letih od 2011 do 2015, je bila največja sprememba indeksa opazna v letu 2012. V tem letu je poraba ostala skoraj na enaki ravni kot je bila leta 2011, medtem ko se je v letu 2012 povečala skupna količina električne energije, s katero se je trgovalo. Posledično se je indeks povečal z 2,71 na 3,34. V letih od 2012 do 2015 je indeks ostal nad vrednostjo 3. Manjši upad je opazen v letu 2015, kar je posledica povečane porabe in manjše skupne količine, s katero se je trgovalo v letu 2015 v primerjavi z letom 2014.

**Slika 34: Trend gibanja Churn ratio po letih**



Vir: Borzen

## Slovenski borzni trg

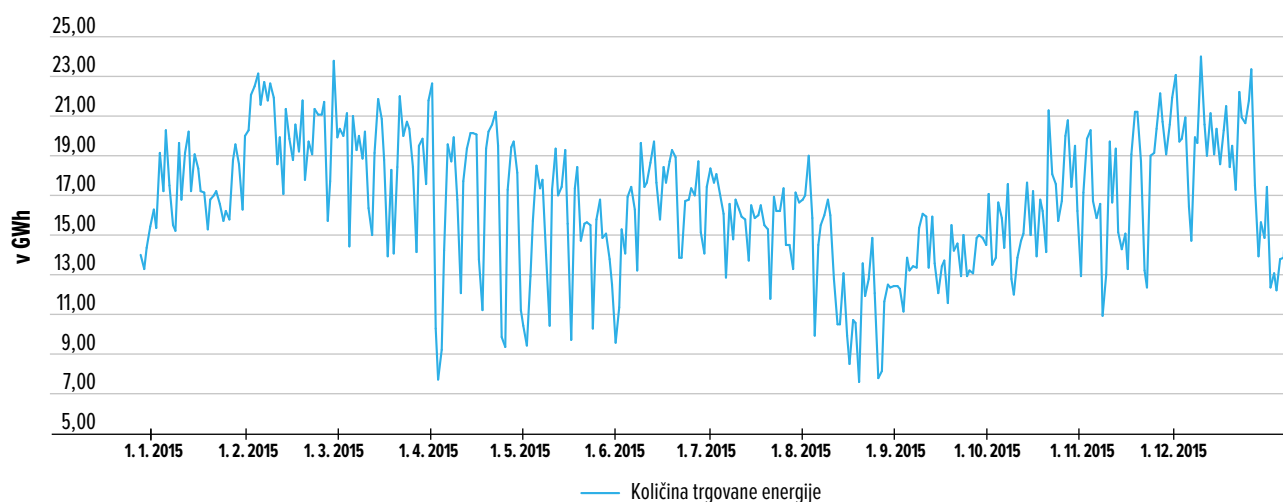
### Trgovanje za dan vnaprej

Trgovanje za dan vnaprej poteka na slovenski borzi z električno energijo BSP. Na obseg trgovanja za dan vnaprej poleg števila udeležencev najbolj vplivajo dnevne količine prostih ČPZ na slovensko-italijanski meji, ki se implicitno dodeljujejo prek mehanizma spajanja trgov.

Celoten obseg trgovanja na slovenskem trgu za dan vnaprej je znašal 6.071.966 MWh, kar je 2,8 % manj kot v letu 2014. Povprečna letna cena pasovne energije je znašala 41,41 EUR/MWh, povprečna cena vršne energije pa 46,87 EUR/MWh. Ob koncu leta 2015 je na slovenskem trgu pri trgovanju za dan vnaprej sodelovalo 36 tržnih udeležencev, od tega skoraj 70 % tujih. V povprečju je ponudbe dnevno vnašalo 28 tržnih udeležencev.

Najvišji mesečni obseg trgovanja v letu 2015 je bil dosežen marca, ko je bilo največ dodeljenih ČPZ v smeri iz Slovenije v Italijo. Pričakovano je bil najnižji obseg trgovanja dosežen v poletnih mesecih, ko je bila cena v Italiji zaradi majhnega odjema in velike proizvodnje iz obnovljivih virov energije nižja kot sicer, kar se izraža v nižji dodelitvi ČPZ in njihovi manjši izkoriščenosti v smeri Slovenija-Italija. Najmanjši obseg trgovanja je bil dosežen avgusta.

**Slika 35: Količina električne energije, s katero se je trgovalo v letu 2015**



Vir: BSP

## Trgovanje znotraj dneva

Tudi trgovanje znotraj dneva na slovenskem organiziranem trgu poteka na borzi BSP. Ker na področju trga znotraj dneva še nimamo vzpostavljenega spajanja s sosednjimi trgi, poteka trgovanje na njem le znotraj Slovenije. Na segmentu trgovanja znotraj dneva je bilo v letu 2015 zaznано bistveno povečanje števila vnesenih ponudb in posledično tudi sklenjenih poslov. Tako je bilo sklenjenih 569 poslov, kar je 317 več kot v letu 2014. Skupna količina sklenjenih poslov pri trgovanju znotraj dneva se je v letu 2015 sicer zmanjšala glede na predhodno leto in je znašala 20.754 MWh.

V letu 2015 je bilo v finančno poravnavo (OTC) posredovanih 25 poslov s skupno količino 3715 MWh. Na slovenskem trgu znotraj dneva je sodelovalo 15 tržnih udeležencev, osem slovenskih in sedem tujih. V povprečju je ponudbe dnevno vnašalo pet tržnih udeležencev.

## Trgovanje na izravnalnem trgu

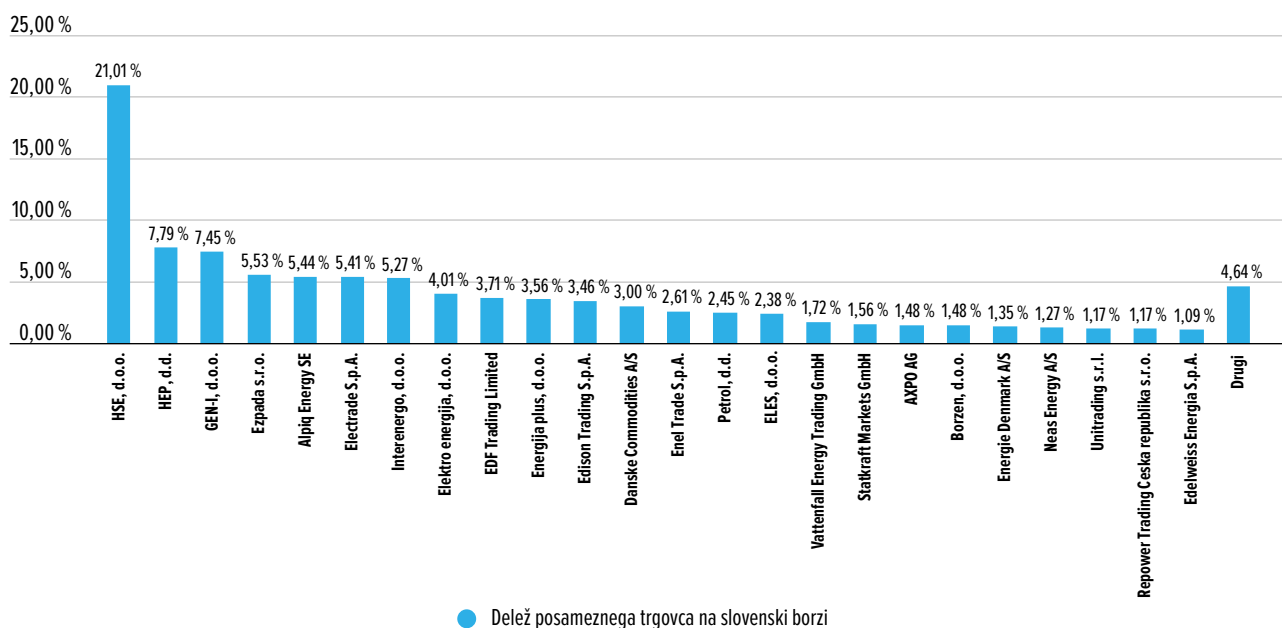
Izravnalni trg v Sloveniji vodi organizator trga z električno energijo. Izravnalni trg je poseben trg, ki sistemskemu operaterju omogoča pregleden način nabave energije, potrebne za izravnavo sistema. Sistemski operater mora namreč v vsakem trenutku zagotavljati usklajenost med proizvodnjo in odjemom elektrike na svojem regulacijskem območju, ki v primeru slovenskega sistema predstavlja celoten slovenski elektroenergetski sistem. Za potrebe izravnavne sistema mora imeti sistemski operater ves čas na voljo ustrezno pozitivno in negativno energijo. V normalnih obratovalnih stanjih temu namenu zadošča zakupljena rezerva za sekundarno regulacijo frekvence in moči. Kadar pa pride do večjih odstopanj sistema v pozitivno ali negativno smer, sistemski operater na izravnalnem trgu od ponudnikov kupi ustrezno količino pozitivne izravnalne energije (če je energije v sistemu premalo) ali proda morebitne viške. S tem sprosti angažirane sekundarne rezerve v pozitivno ali negativno smer in ponovno pridobi potrebni obseg rezerv za izvajanje samodejne sekundarne regulacije. Če prodajo energije obravnavamo kot nakup negativne energije, lahko izravnalni trg obravnavamo kot trg, na katerem nastopa en kupec in večje število ponudnikov. Pri tem pa je treba poudariti, da ima v primeru večjih motenj v elektroenergetskem sistemu, kakršni so izpadi večjih proizvodnih enot ali pomembnih povezovalnih vodov, sistemski operater še vedno na voljo angažiranje zakupljene rezerve za terciarno regulacijo frekvence in moči, kar pa je praviloma precej dražje od nakupa energije na izravnalnem trgu. Na izravnalnem trgu se trgovanje izvaja na način sprotnega trgovanja, kar pomeni, da se posel sklene, kadar koli se srečata ustrezna ponudba in povpraševanje. Iz praktičnih razlogov je zaradi lažje izvedbe slovenski izravnalni trg povezan s trgom znotraj dneva. Izravnalni trg po pooblastilu organizatorja trga izvaja družba BSP Regionalna Energetska Borza, d.o.o., ki izvaja tudi trg znotraj dneva. Na obeh trgih veljajo enaka pravila, pri čemer velja načelo, da se trgovanje na trgu znotraj dneva eno uro pred časom dobave zaključi in pretvori v trgovanje na izravnalnem trgu. Tako v zadnji uri pred dobavo niso več možne transakcije med različnimi člani bilančne sheme, saj mora na izravnalnem trgu pri sklenitvi poslov na eni strani, ki je lahko prodajna ali nakupna, vedno nastopati sistemski operater. Na izravnalnem trgu lahko prek trgovalnega sistema vlagajo ponudbe vsi člani izravnalnega trga, kar so lahko vsi člani bilančne sheme, torej odgovorni bilančnih skupin in podskupin. Trgovanje na izravnalnem trgu poteka 24 ur na dan, sedem dni na teden in največ za dan vnaprej. Omogočeno je trgovanje z urnimi, 15-minutnimi, pasovnimi in vršnimi produkti. Prav tako je omogočeno 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.

V letu 2015 je bilo na izravnalnem trgu sklenjenih 3133 poslov v skupni količini 188.059 MWh. Od tega je 63.690 MWh predstavljalo nakup izravnalne energije, 124.369 MWh pa prodajo izravnalne energije s strani sistema operaterja. Največja količina poslov je bila sklenjena z blok produkti v skupni količini 98.316 MWh električne energije, največ poslov, in sicer 1751, pa je bilo sklenjenih z urnimi produkti. V primerjavi s predhodnim letom se je količina sklenjenih poslov povečala za več kot 138 %, število sklenjenih poslov pa se je povečalo za več kot 228 %. V letu 2015 je najvišja cena za nakup izravnalne energije znašala 180 EUR/MWh, najnižja cena za prodajo izravnalne energije pa -40 EUR/MWh. V posle je bilo poleg sistema operaterja vključenih še sedem članov izravnalnega trga. Ob koncu leta 2015 je bilo na izravnalnem trgu 38 članov, kar je dva manj kot ob koncu leta 2014.

## Koncentracija na organiziranem trgu

Največji delež v letu 2015 glede na količino, s katero se je trgovalo na borzi BSP, ima družba HSE z 21 %, sledijo HEP s 7,8 % in GEN-I s 7,5 %. Skupni delež največjih treh trgovcev na slovenski borzi je znašal 36,3 %. Sicer je v letu 2015 na borzi trgovalo 36 tujih in domačih družb. Herfindahl-Hirschmanov indeks (HHI) znaša 796, kar kaže na nizko koncentracijo na veleprodajnem trgu.

**Slika 36: Delež trgovcev na slovenski borzi v letu 2015 glede na trgovano količino**

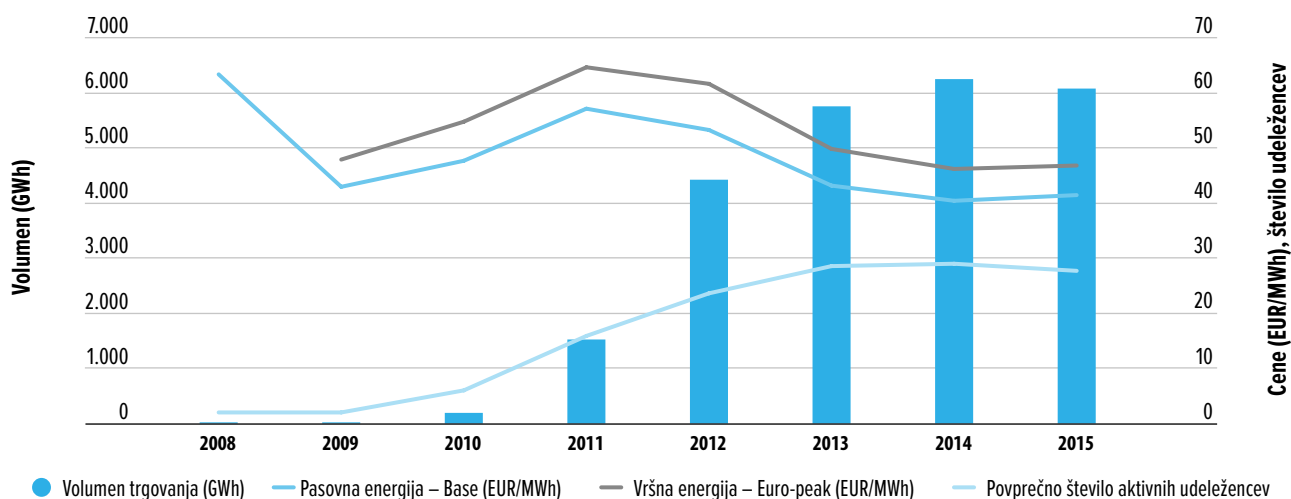


Vir: BSP

### Spajanje trgov

Družba BSP je že v začetku leta 2011 skupaj s slovenskim sistemskim operaterjem, BSP, Borznom ter italijanskim sistemskim operaterjem Terno in organizatorjem trga, ki hkrati upravlja tudi italijansko borzo z električno energijo, GME, začela sodelovati v projektu spajanja trgov na slovensko-italijanski meji, ki je omogočil implicitno dodeljevanje fizičnih dnevniških ČPZ na slovensko-italijanski meji. V nadaljevanju je podan podrobnejši pregled razmer na tej meji v obdobju 2011–2015. To spajanje trgov se je od 1. januarja 2011 do 23. februarja 2015 izvajalo v obliki bilateralnega spajanja trgov Slovenije in Italije, od 24. februarja 2015 pa je slovensko-italijanska meja postala del medregijskega spajanja trgov, ki zajema območje od Skandinavije do Iberskega polotoka in vseh severnoitalijanskih meja. Uvedba spajanja trgov je zelo ugodno vplivala na slovensko borzo z električno energijo BSP, s tem pa tudi na slovenski trg v celoti. Kot je razvidno s slike 37, je od vzpostavitve spajanja trgov obseg trgovanja na slovenski borzi nenehno naraščal, s čimer je slovenski trg dobil tudi verodostojen cenovni indeks. V istem obdobju se je povečevalo tudi število aktivnih udeležencev na borzi. V letih od vzpostavitve spajanja trgov opažamo tudi padec cen energije, ki pa ni neposredna posledica spajanja trgov, temveč vse večjega deleža energije iz obnovljivih virov z nizkimi ali ničnimi mejnimi stroški na skupnem evropskem trgu, kar je povzročilo znatno znižanje cen električne energije v večini evropskih držav.

**Slika 37: Dogajanje na slovenski borzi z električno energijo v obdobju 2008–2015**



Vir: BSP

Preostale ključne parametre v zvezi s spajanjem trgov v obdobju 2011–2015 prikazujeta tabela 19 in slika 38.

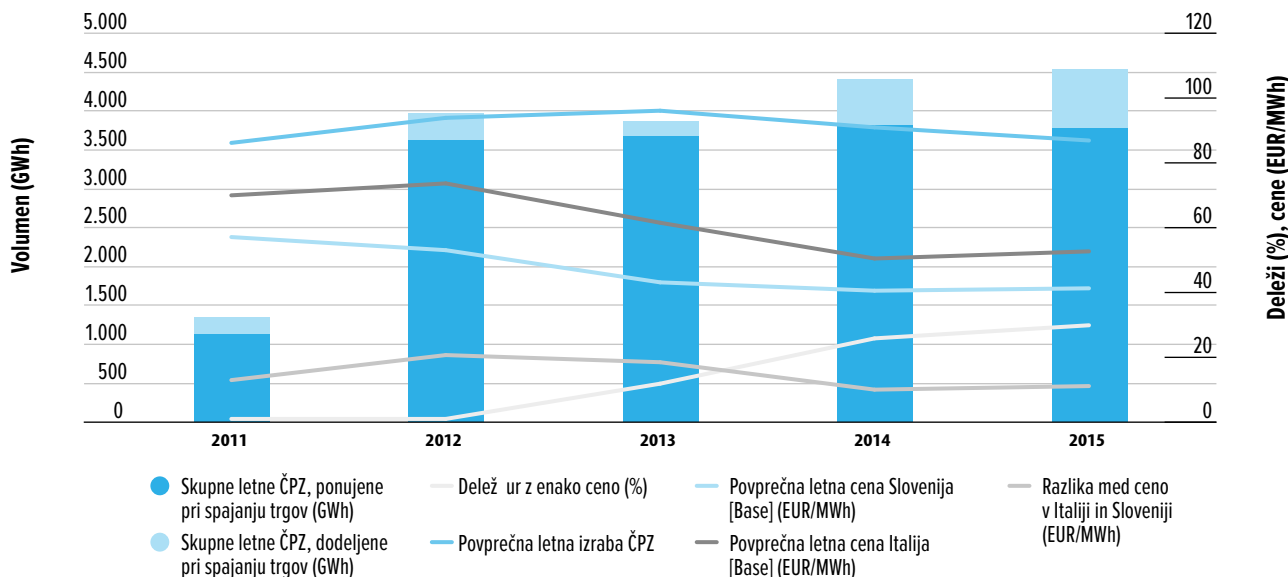
**Tabela 19: Razmere na slovensko-italijanski meji v obdobju 2011–2015**

Leto	2011	2012	2013	2014	2015
Skupne letne ČPZ iz Slovenije v Italijo, ponujene v okviru spajanja trgov (MWh)	1.353.984	3.969.838	3.872.444	4.408.921	4.535.013
Skupne letne ČPZ iz Slovenije v Italijo, dodeljene v okviru spajanja trgov (MWh)	1.132.441	3.641.607	3.681.987	3.820.554	3.794.713
Povprečna letna cena v Sloveniji (EUR/MWh)	57,20	53,15	43,18	40,43	41,41
Povprečna letna cena v Italiji (EUR/MWh)	70,00	73,81	61,58	50,35	52,71
Razlika med ceno v Italiji in Sloveniji (EUR/MWh)	12,80	20,66	18,41	9,92	11,30
Število ur z enako ceno	55	54	1.007	2.288	2.622
Delež ur z enako ceno	0,63 %	0,61 %	11,50 %	26,12 %	29,93 %

Viri: ELES, spletne strani borz z električno energijo

V okviru spajanja trgov na slovensko-italijanski meji je bilo v letu 2015 v smeri Slovenija-Italija dodeljenih 3.794.713 MWh od 4.535.013 MWh ponujenih ČPZ, kar predstavlja z vidika implicitnega dodeljevanja prenosnih zmogljivosti 83,68-odstotno izkoriščenost dnevnih razpoložljivih prenosnih zmogljivosti. Povprečna cena ČPZ v smeri Slovenija-Italija je v letu 2015 znašala 17,07 evra. V smeri Italija-Slovenija je bilo v istem obdobju dodeljenih 92.861 MWh od 5.778.139 MWh ponujenih ČPZ, kar predstavlja 1,61-odstotno izkoriščenost dnevnih razpoložljivih prenosnih zmogljivosti. V letu 2015 je bila dodelitev ČPZ iz smeri Italija-Slovenija približno na enaki ravni kot v letu 2014. Povprečna cena ČPZ iz smeri Italija-Slovenija je v letu 2015 znašala 11,03 evra.

**Slika 38: Razmere na slovensko-italijanski meji v obdobju 2011–2015**



Viri: ELES, spletne strani borz z električno energijo

Iz tabele 19 in slike 38 je razvidno, da so bile v prvem letu izvajanja spajanja trgov ponujene količine bistveno nižje kot v nadaljnjih letih. To je delno posledica manjšega deleža ČPZ, ki je bil že v naprej namenjen dodeljevanju za dan vnaprej, še bolj pa dejstvu, da v letu 2011 trgovci še niso množično vračali zmogljivosti, pridobljenih na letnih in mesečnih dražbah, kot to počnejo od leta 2012 naprej. Od leta 2012 naprej lahko opazimo relativno konstantno količino dodeljenih ČPZ v okviru spajanja trgov kljub postopnemu povečevanju razpoložljivih zmogljivosti. To si lahko razlagamo z zniževanjem cenovne razlike med trgoma. Tej razlagi v prid govori tudi dejstvo, da se je od leta 2013 zelo povečalo število ur s cenovno konvergenco, to je z enakimi cenami na slovenskem in italijanskem trgu.

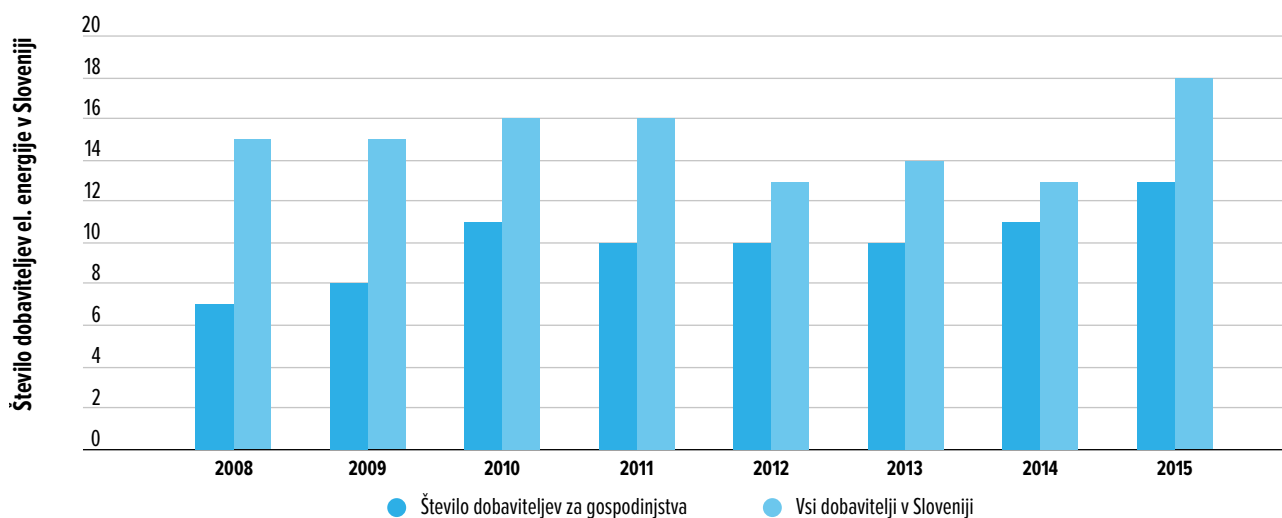
### 3.3.2 Maloprodajni trg

Na maloprodajnem trgu z električno energijo nastopajo dobavitelji in 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 2015 je bilo na tem trgu v Sloveniji dejavnih 18 dobaviteljev električne energije, ki so na podlagi sklenjenih dobavnih pogodb dobavljali električno energijo štirim neposrednim odjemalcem, priključenim na prenosni sistem, zaprtim distribucijskim sistemom in 940.785 poslovnim in gospodinjstvom odjemalcem, priključenim na distribucijski sistem. Ob koncu leta 2015 je bilo vsem odjemalcem v Sloveniji dobavljenih za 12,8 TWh električne energije.

Na maloprodajnem trgu z električno energijo se je v letu 2015 pojavilo nekaj novih dobaviteljev, kot so RWE Ljubljana, Logo energija, HEP Energija, Energenti plus in Energija direkt. Glede na poslovni model posameznega dobavitelja so nekateri dobavljali električno energijo izključno gospodinjstvom odjemalcem, drugi izključno poslovnim odjemalcem ali pa obojim hkrati. Prvega oktobra 2015 sta se združili Elektro Gorenjska prodaja, d.o.o., in Elektro Celje Energija, d.o.o., v družbo ECE, d.o.o. Prav tako so se v letu 2015 začeli postopki lastniškega združevanja GEN-I, d.o.o., in Elektro energije, d.o.o.

Slika 39: Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2008–2015



Vir: Direktorat za energijo (EPOS)

#### 3.3.2.1 Cene

Trg z električno energijo je odprt in konkurenčen, zato na končne cene energije vplivajo tržni signali. Regulirani element končne cene je omrežnina. Agencija aktivno spremlja cene na trgih gospodinjstvih in poslovnih odjemalcev. Na mesečni ravni od dobaviteljev pridobiva podatke o spremembah cen oziroma ponudb na trgu gospodinjstvih odjemalcev in malih poslovnih odjemalcev. Trg večjih poslovnih odjemalcev pa agencija analizira na letni ravni na podlagi podatkov iz sistema EPOS, ki ga upravlja Ministrstvo za infrastrukturo. Navedeni podatki in drugi podporni podatki se uporabljajo za izvajanje učinkovitega monitoringa trgov za gospodinjstve in male poslovne odjemalce ter za nudeenje primerjalnih storitev v okviru skupne kontaktne točke.

Električno energijo dobavitelji ponujajo v obliki različnih produktov, ki jih lahko razdelimo med tako imenovane redne ponudbe (temeljijo na rednih cenikih in njihovih pogojih dobave, ki jih določa EZ-1) in ostale ponudbe, ki jih lahko nadalje razvrstimo v akcijske ponudbe (te naj bi izhajale iz rednih cenikov), paketne ponudbe (te poleg dobave električne energije vključujejo tudi druge storitve) ter druge ponudbe, ki jih zaradi svoje specifičnosti ni mogoče umestiti v nobeno izmed prej naštetih kategorij. Redne ponudbe so produkti, ki so dostopni vsem odjemalcem, brez vezav in penalov, ter omogočajo menjavo dobavitelja v vsakem času. Med rednimi ponudbami agencija posebej spremlja tiste redne ponudbe, ki temeljijo na rednem ceniku. Te ponudbe so tudi predmet primerjave v okviru



primerjalnih storitev skupne kontaktne točke. Ostale ponudbe pa lahko vključujejo penalizacijo, če odjemalec predčasno odstopi od pogodbe, omejene so lahko tudi na določen specifični krog odjemalcev (nameščen pametni števec, toplotna črpalka itd.).

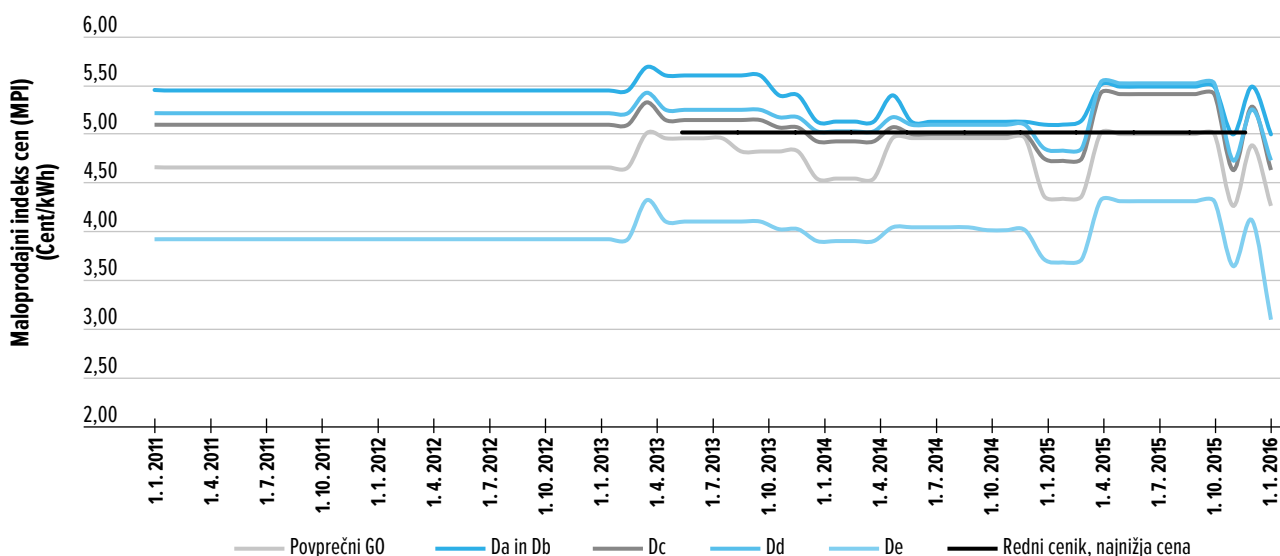
Cena posameznih produktov se oblikuje na podlagi profila odjema, strukture primarnih proizvodnih virov (npr. energija, pridobljena izključno iz obnovljivih virov) ter drugih značilnosti posameznega produkta (dodatne ugodnosti, čas vezave itd.). Cena je torej le ena izmed lastnosti posameznega produkta dobave na trgu, zato agencija spremlja tudi vse druge bistvene značilnosti ponudbe na trgu (npr. strukturo primarnih proizvodnih virov ipd.).

### Maloprodajni indeksi cen

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

Slika 40 prikazuje trend gibanja maloprodajnega indeksa cen (MPI) za standardne porabniške skupine Da, Db, Dc, Dd in De za povprečnega slovenskega gospodinjskega odjemalca (profil odjema: 8 kW, 2100 kWh MT, 1996 kWh VT) ter gibanje najnižje redne cene za povprečnega gospodinjskega odjemalca v Sloveniji v obdobju 2011–2015.

**Slika 40: Maloprodajni indeksi cen v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

Gibanje MPI vseh porabniških skupin je bilo močno soodvisno. Med letom smo opazili tako dvige cen kot tudi pocenitve, vrednost MPI pa se je na koncu leta v povprečju ustalila na nekoliko nižji vrednosti, kot jo je imela v začetku leta. Večjo razliko opazamo pri MPI za porabniške skupine Da in Db, v katerih je ob koncu leta prišlo do občutnega znižanja MPI. Povečanje MPI v prvem četrtletju je posledica prenehanja veljavnosti cenikov, skladno s katerimi so bili odjemalci oskrbovani v okviru akcije Zveze potrošnikov Slovenije. MPI na podlagi rednega cenika za povprečnega gospodinjskega odjemalca pa skozi celotno obdobje od uveljavitve EZ-1 oziroma definicije rednega cenika ne spreminja vrednosti. Najnižja cena po rednem ceniku za povprečnega gospodinjskega odjemalca skoraj sovпада z maksimalno ravniyo najnižje dosežene cene na trgu, kar bi lahko nakazovalo, da najnižja redna cena dejansko predstavlja neko referenčno ceno, na podlagi katere se oblikujejo akcijski in paketni produkti.

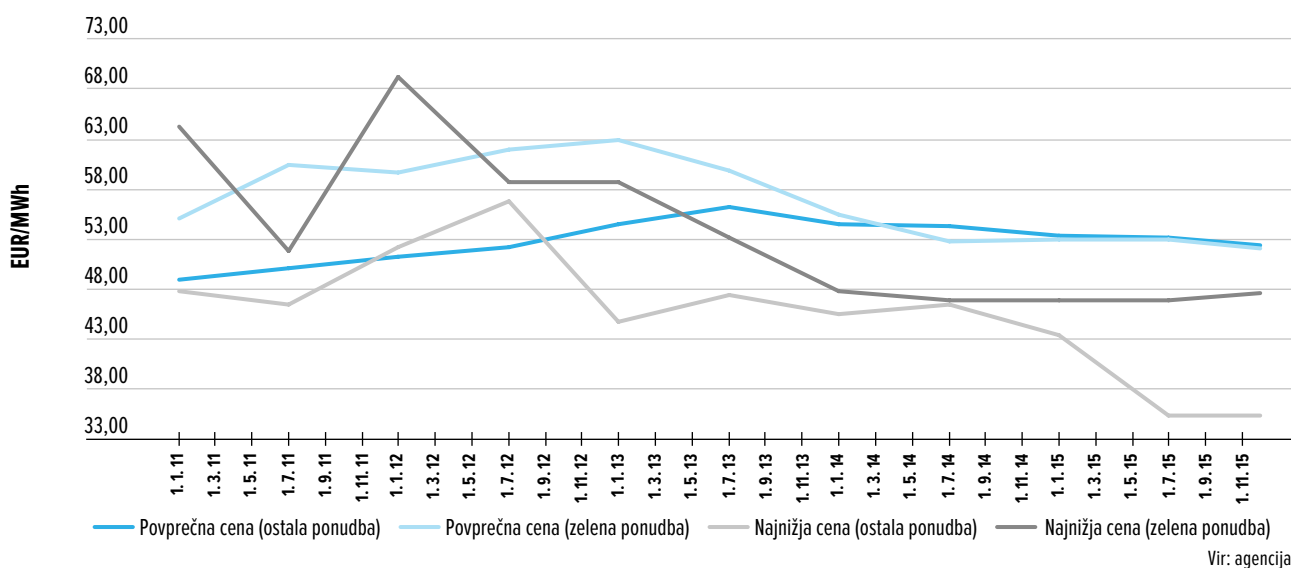
### Analiza gibanja cen ponudbe zelene energije

Produkti storitve dobave električne energije se razlikujejo med drugim tudi po strukturi primarnih proizvodnih virov. Dobavitelji zato v svojih ponudbah odjemalcem ponujajo energijo, ki je v celoti pridobljena iz OVE ali okolju prijaznejših virov (v nadaljevanju zelene ponudbe). Preos-

tale ponudbe vključujejo v strukturi proizvodnih virov poleg obnovljivih tudi druge vire energije ali pa so v strukturi le ostali primarni viri (v nadaljevanju ostale ponudbe).

Slika 41 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 opazovanem obdobju.

**Slika 41: Primerjava cene zelene energije in ostale energije na maloprodajnem trgu v Sloveniji za značilnega gospodinjstvega odjemalca (Dc – 3500 kWh na leto) v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

V letih 2011 in 2012 lahko zasledimo velik razkorak med povprečno ceno zelene in ostale energije, ki se nato sredi leta 2013 začne zmanjševati, vse dokler v začetku leta 2014 ne dosežeta praktično iste ravni. Povprečni ceni obeh vrst energije v letih 2014 in 2015 ostajata skoraj na isti ravni in imata trend rahlega upadanja.

V primerjavi z letom 2014 se je sicer precej povečala razlika med najnižjo ceno zelene energije in med najnižjo ceno ostale energije. Avgusta 2014 sta bili ceni skoraj izenačeni.

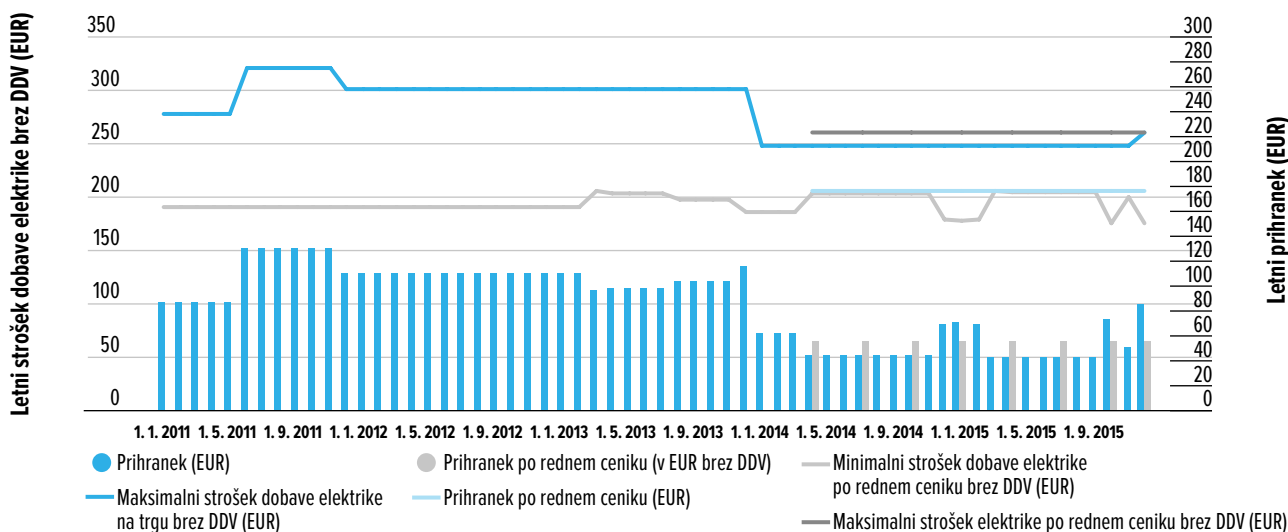
### Ocena potencialnih koristi pri menjavi dobavitelja

Z menjavo dobavitelja lahko vsako gospodinjstvo ali pravna oseba zmanjša svoj letni strošek za električno energijo, pridobi dodatne ugodnosti oziroma bolje uskladi pogodbene pogoje s svojimi pričakovanji.

Slika 42 prikazuje gibanje minimalnih stroškov električne energije in maksimalnih stroškov dobavljene električne energije 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.

Če bi odjemalec, ki je bil v letu 2015 oskrbovan z energijo na podlagi najdražje ponudbe, izbral najcenejšo ponudbo na trgu, bi znašal njegov potencialni letni prihranek v letu 2015 med 43 in 85 evrov. Potencialni prihranek se je v začetku leta 2014 v primerjavi s povprečnim prihrankom v obdobju 2011–2014, ko je znašal okoli 110 evrov, skorajda prepolovil. Konec leta 2015 lahko ponovno opazimo večji razkorak med stroški dobavljene energije na podlagi najcenejše in najdražje ponudbe na trgu oziroma povečan potencial letnega prihranka po menjavi dobavitelja.

**Slika 42: Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ponudbo na trgu oziroma ponudbo na podlagi rednih cenikov**



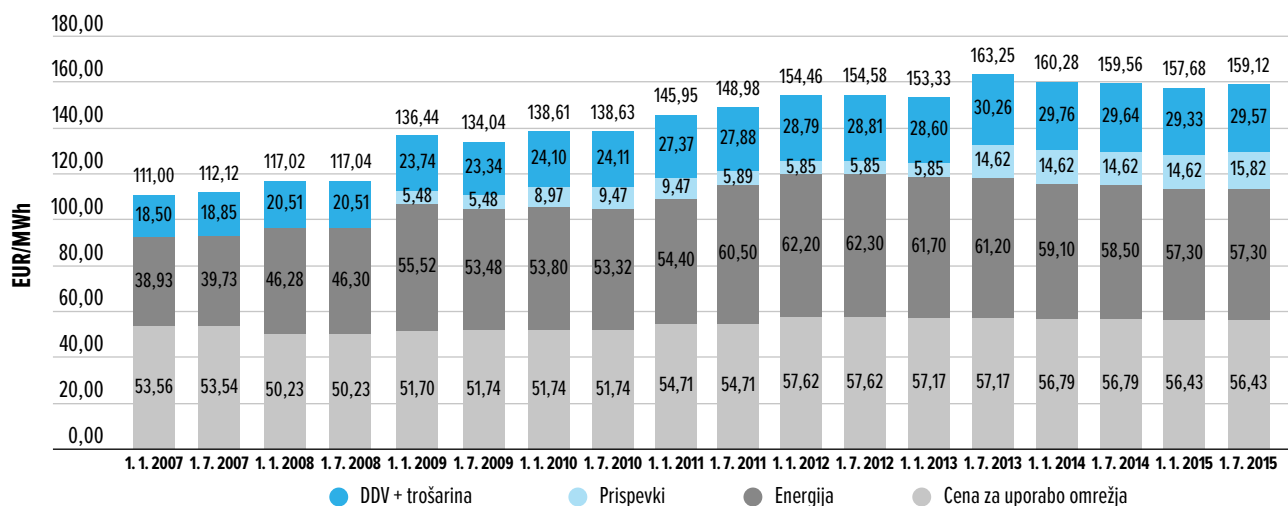
Potencialni prihranek pri menjavi dobavitelja na področju rednih ponudb je od uvedbe definicije redni cenik konstanten in znaša 55 evrov. V predhodnih poglavjih opisane razmere na trgih za zdaj ne vplivajo na redne cene dobaviteljev. Najnižjo redno ceno skozi celotno opazovano obdobje narekuje isti dobavitelj, maksimalno redno ceno pa v opazovanem obdobju določa drugi, a vedno isti dobavitelj s svojim arhivskim cenikom, na katerega odjemalcem pristop ni več omogočen.

### Končne cene električne energije za gospodinjске odjemalce

Končni znesek za plačilo dobavljene električne energije za odjemalca je sestavljen iz:

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

**Slika 43: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinjסקega odjemalca (Dc – 3500 kWh na leto) v obdobju 2007–2015**



Vir: Eurostat

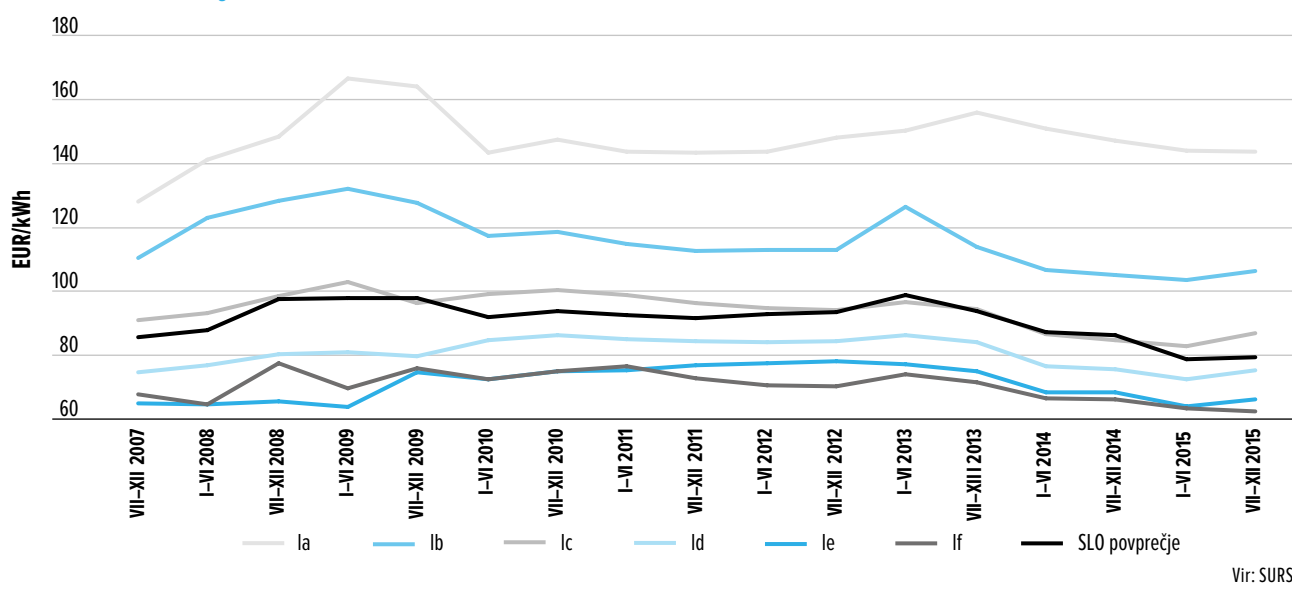
Zniževanje končne cene električne energije od leta 2013 do leta 2015 je bilo posledica zniževanja cen za energijo, v letu 2015 pa beležimo zvišanje končne cene zaradi višjih prispevkov, dodatkov in trošarin. Omrežnina je bila zadnjih pet let praktično konstantna, medtem ko je cena energije v tem obdobju rahlo padala. Opazni sta dve večji spremembi končnih cen, ki sta bili posledici:

- večjega zvišanja cene energije ter uvedbe prispevkov v letu 2008 in
- povečanja prispevkov v letu 2013.

### Končna cena električne energije za poslovne odjemalce

Povprečna cena dobavljene električne energije za poslovni odjem brez upoštevanja davka na dodano vrednost je v drugem polletju 2015 znašala 88,6 EUR/MWh in se je v primerjavi z enakim obdobjem leta 2014 znižala za 2 %. Znižanje cene je posledica razmer na energetskih trgih, saj so v letu 2015 cene na veleprodajnih trgih padale in dosegale zgodovinsko nizke vrednosti.

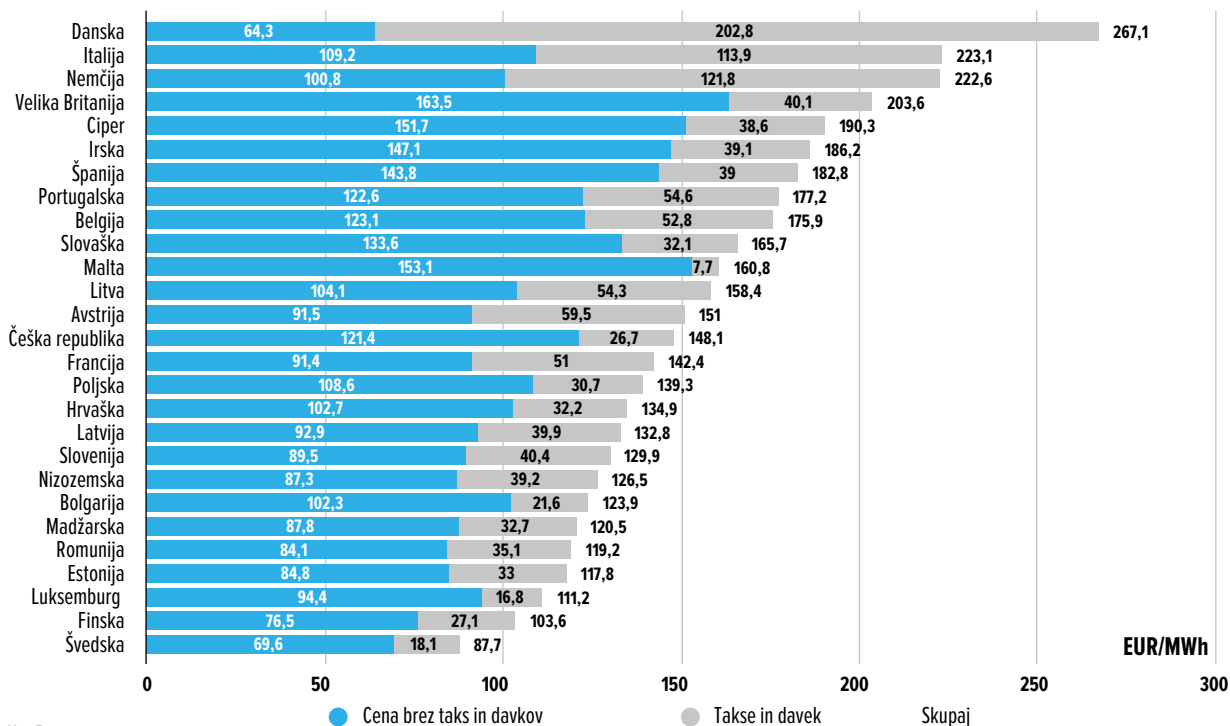
**Slika 44: Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v Sloveniji v obdobju 2007–2015**



Vir: SURS

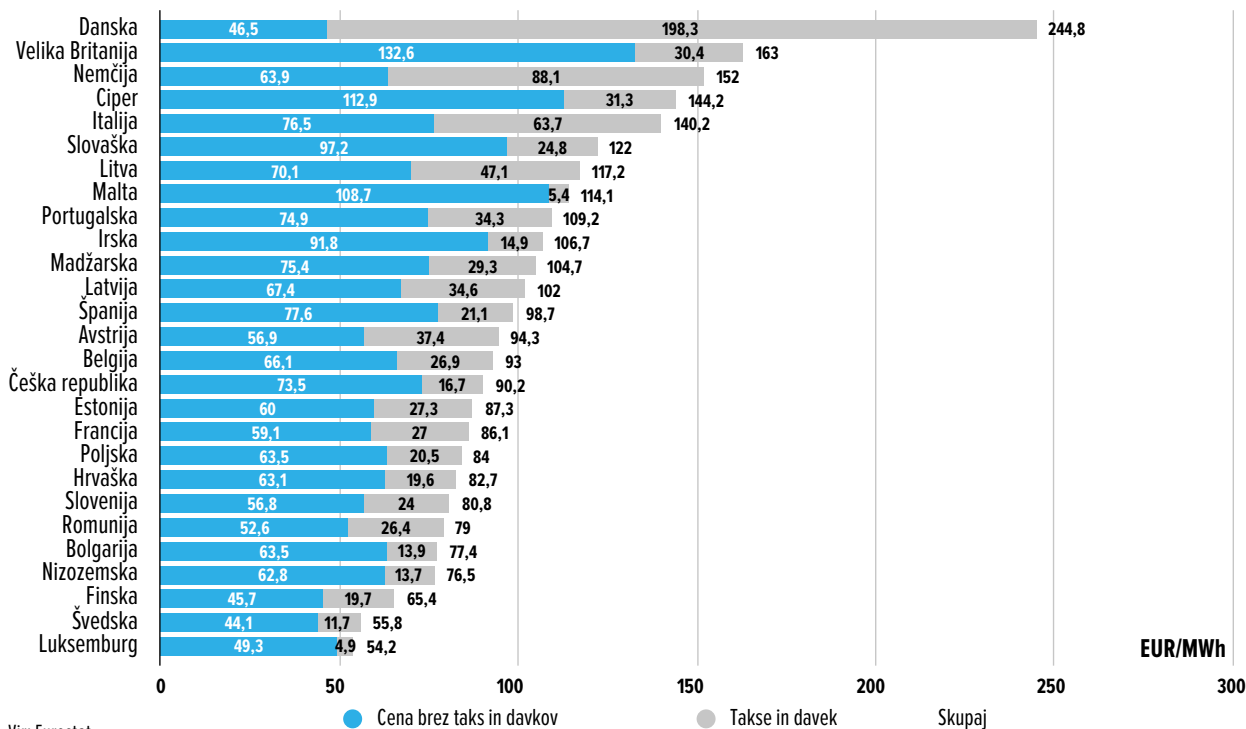
V nadaljevanju je prikazana primerjava cen električne energije v državah Evropske unije za leto 2015 za dva značilna poslovna odjemalca, izbrana po metodologiji Eurostata. Prikazane so končne cene električne energije, v katerih so za Slovenijo v ceno brez taks in davkov vključeni cena za energijo in omrežnina. Med takse in davke pa so za Slovenijo vključeni prispevki, trošarina in davek na dodano vrednost. Najvišjo ceno za poslovne odjemalce v Evropski uniji je imela Danska, večino njihovih končnih cen za poslovne odjemalca pa predstavljajo takse in davki.

**Slika 45: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh (lb) v državah EU in Sloveniji za leto 2015**



Vir: Eurostat

**Slika 46: Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh (le) v državah EU in Sloveniji za leto 2015**



Vir: Eurostat

Iz obeh primerjalnih analiz je razvidno, da so končne cene za izbrane poslovne odjemalce v Sloveniji nižje od povprečja v EU, kar ugodno vpliva na konkurenčnost naše industrije.

### 3.3.2.2. Preglednost

#### Finančna preglednost dobaviteljev

Finančna transparentnost dobaviteljev je zagotovljena na podlagi obvezne javne objave letnih poročil subjektov in posredovanja podatkov AJPES za potrebe državne statistike po Zakonu o gospodarskih družbah (ZGD-1). Agencija v okviru monitoringa trga analizira letna poročila in pripravlja ustrezna poročila o poslovanju, ki jih javno objavlja ali pa uporablja v korelacijskih analizah za potrebe spremljanja trga. Agencija ocenjuje, da krovna zakonodaja zagotavlja dovolj visoko stopnjo finančne preglednosti dobaviteljev na maloprodajnem trgu.

#### Preglednost računov in objava sestave proizvodnih virov

Preglednost računov je sistemsko regulirana na podlagi EZ-1, veljavnega Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje ter akta, ki ureja način določanja deležev posameznih proizvodnih virov električne energije in način njihovega prikazovanja. Na računu za dobavljeno električno energijo so tako ločeno prikazani električna energija, omrežnina ter drugi prispevki, trošarina in DDV. Obvezna sestavina računa je tudi prikaz sestave proizvodnih virov.

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

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

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

Posamezni dobavitelj pri izračunu sestave proizvodnih virov svojo količino dobavljene električne energije iz OVE pokrije s količino potrdil o izvoru za OVE, ki jih razveljavi na njegovo ime ali na ime njegovih končnih odjemalcev, in delom potrdil o izvoru dobavljene električne energije iz OVE, za katero je bila izplačana podpora v obliki zagotovljenega odkupa. Kolikšen del energije iz zagotovljenega odkupa pripada posameznemu dobavitelju, določi agencija glede na njegov delež dobavljene električne energije v skupni dobavi električne energije končnim odjemalcem. Preostalo količino dobavljene energije dobavitelj nadomesti s preostalo sestavo proizvodnih virov, pri čemer se tako nadomeščena sestava upošteva v sorazmernem deležu med skupno dobavljeno količino dobavitelja in količino, za katero je razveljavil potrdila o izvoru. Na ta način posamezni dobavitelj določi svojo sestavo proizvodnih virov na ravni podjetja. To sestavo morajo objavljati vsi dobavitelji, ki so aktivni na slovenskem maloprodajnem trgu z električno energijo. Če pa

dobavitelj dobavlja svojim odjemalcem tudi posebne produkte električne energije, ki praviloma predstavljajo 100-odstotno energijo iz obnovljivih virov ali določen delež energije iz obnovljivih virov, mora tistim odjemalcem, ki jim dobavlja te produkte, ločeno objaviti tudi sestavo proizvodnih virov konkretnega produkta.

### **Obveznost oblikovanja redne ponudbe in javne objave ponudb**

Dobavitelji gospodinjiskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem morajo javno objavljati ponudbe za dobavo električne energije in z njimi povezane cenike kakor tudi splošne pogoje za storitev dobave, ki jo nudijo odjemalcem. Z uveljavitvijo EZ-1 morajo oblikovati in objaviti ponudbo na podlagi rednih cenikov. Redni cenik je definiran v veljavnem Energetskem zakonu in pomeni cenik za določen tip odjemalca (gospodinjiski ali mali poslovni odjemalec), ki velja za vse odjemalce, ki sklenejo pogodbo o dobavi z dobaviteljem, z izjemo akcijskih oziroma paketnih cenikov, in je vanj vključenih najmanj 50 % in najmanj 1000 odjemalcev pri posameznem dobavitelju.

### **Dejavnosti za zagotavljanje preglednosti**

S spremljanjem maloprodajnega trga z električno energijo ter zagotavljanjem informacij v okviru skupne kontaktne točke agencija aktivno prispeva k preglednosti tega trga. Monitoring preglednosti maloprodajnega trga se izvaja na podlagi javno objavljenih podatkov in drugih podatkov, ki se jih zahteva od zavezancev za poročanje; agencija prav tako izvaja raziskave trga in nadzorne dejavnosti (na podlagi izsledkov monitoringa, prijav kršitev oziroma omejevalnih praks ipd.) ter izvaja ukrepe za zagotavljanje preglednosti. Ti ukrepi vključujejo bilateralno delovanje, vplivanje na vsebino in potrjevanje pravil za delovanje trga in druge sekundarne zakonodaje, pripravo predlogov za spremembe zakonodaje in pravil, izvajanje posvetovalnih procesov skladno s sprejetimi usmeritvami za aktivno reguliranje energetskih dejavnosti in omrežij prihodnosti (AREDOP) ter korektivno vplivanje na delovanje udeležencev na trgu v okviru sodelovanja v strokovnih združenjih (npr. v Sekciji IPET).

Zagotavljanje preglednosti je osredotočeno predvsem na področje maloprodajnega trga za najbolj občutljive odjemalce, torej za gospodinjiske in male poslovne odjemalce, vendar pa se spremljajo tudi vidiki, ki vplivajo na raven preglednosti maloprodajnega trga drugih odjemalcev. Na spletni strani agencije so v okviru skupne kontaktne točke uporabnikom na voljo e-storitve, med katerimi je ključna spletna aplikacija Primerjalnik stroškov oskrbe z električno energijo (v nadaljevanju primerjalnik stroškov), ki 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 gospodinjiskim odjemalcem in malim poslovnim odjemalcem. Podatke o ponudbah dobavitelji posredujejo na mesečni ravni standardizirano v okviru sistema primerjalnih e-storitev. Primerjava je omejena le na primerjavo stroškov tistih ponudb, ki temeljijo na rednih cenikih. To pomeni, da uporabniki od uveljavitve EZ-1 nimajo več enotnega dostopa do vseh cenikov oziroma ponudb v primerjalnih storitvah agencije in so prisiljeni tovrstne informacije iskati pri posameznem viru (dobaviteljih) ali pri komercialnih ponudnikih primerjalnih storitev.

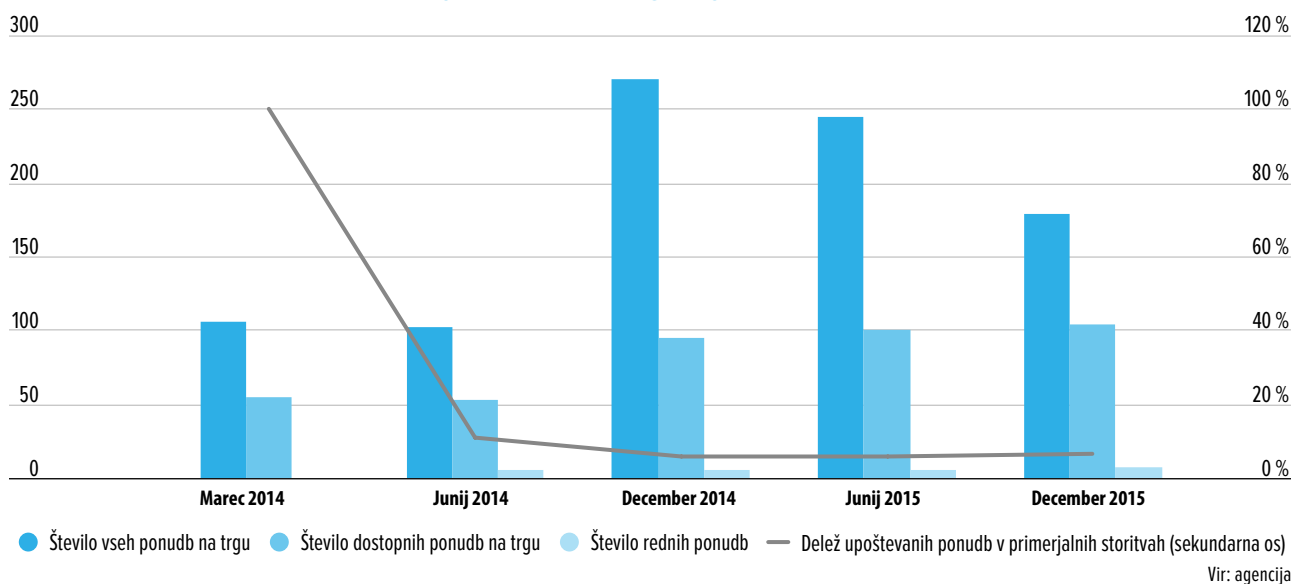
S ponujeno e-storitvijo preverjanja mesečnega obračuna (Preveri mesečni obračun) lahko uporabniki na spletni strani agencije preverijo pravilnost izstavljenega mesečnega računa za porabljeno električno energijo glede na izbrano ponudbo in značilnosti odjema. Izračun je izveden ločeno po zakonsko predpisanih postavkah računa, omogočen pa je za vse produkte na trgu in ne le za tiste, ki temeljijo na rednih cenikih. Preverjanje je mogoče za izstavljene račune, ki obsegajo storitev dobave za ves mesec, ni pa mogoča za izstavljene račune, ki vsebujejo poračun.

V okviru skupne kontaktne točke je omogočen tudi primerjalni izračun stroškov za uporabo omrežja glede na profil uporabnika in način priključitve na sistem. Ta izračun nudi uporabnikom druge pomembne informacije, s katerimi se pripomore k preglednosti storitev (strukturiran seznam zakonodaje, obrazložitev računa itd.).

Na trgu je dovolj raznolika ponudba storitev, ki niso omejevalne v smislu vezav in pogodbenih kazni – odjemalci tako izbirajo med ponudbami storitev dobave, ki omogočajo menjavo dobavitelja teoretično vsak mesec. Take ponudbe niso le ponudbe na podlagi rednih cenikov, temveč tudi mnoge druge ponudbe na trgu. Gospodinjiski odjemalec sicer lahko odstopi od pogodbe o dobavi brez plačila pogodbene kazni, odškodnine, nadomestila ali kakršnega koli drugega plačila zaradi odstopa od pogodbe pred določenim rokom, če odpoved začne učinkovati najmanj eno leto po sklenitvi pogodbe.

V okviru nadzora nad zakonitostjo se še naprej spremlja izpolnjevanje obvez dobaviteljev na področju objave rednih cenikov. Slika 47 prikazuje rezultate analize učinka uvedbe rednega cenika na maloprodajni trg za gospodinjске odjemalce in mali poslovni odjem.

**Slika 47: Število ponudb za dobavo energije gospodinjским odjemalcem, število dostopnih ponudb ter število ponudb v primerjalnih storitvah agencije**



Prvo leto po uvedbi rednega cenika je prišlo do hitrega in izjemnega povečanja števila ponudb na trgu za gospodinjске odjemalce (več kot 150-odstotno povečanje), kar je posledica načrtnega preoblikovanja portfelja produktov nekaterih dobaviteljev, da bi se izognili objavi rednih ponudb. Število ponudb, med katerimi je lahko izbiral povprečen slovenski odjemalec, se je podvojilo. Novi produkti na trgu pa odjemalcem niso pomembneje povečali možnosti izbire, saj se nove ponudbe niso bistveno razlikovale niti cenovno niti po drugih lastnostih, so pa poslabšale na preglednost na trgu. Obenem se na trgu pri vseh dobaviteljih ni vzpostavila redna ponudba, ki bi lahko bila referenčna za pregledno oblikovanje akcijskih ponudb. Redno ponudbo je v letu 2015 objavljala le približno tretjina dobaviteljev. Hkrati se je število ponudb, ki so vključene v primerjalne storitve, zmanjšalo: primerjavo stroškov oskrbe za povprečnega slovenskega gospodinjskega odjemalca<sup>4</sup> je bilo še pred uveljavitvijo zakonskih določil, ki omejujejo storitve primerjave le na ponudbe, ki temeljijo na rednih cenikih, možno opraviti med več kot 50 ponodbami osmih dobaviteljev električne energije. V decembru 2014 je bilo možno isto primerjavo stroškov oskrbe opraviti samo še med šestimi ponodbami, v decembru 2015 pa med sedmimi ponodbami različnih dobaviteljev (ponudbe na podlagi rednih cenikov). V letu 2015 se je tako postopno zmanjševalo število vseh ponudb na trgu za gospodinjске odjemalce, kar je bilo večinoma posledica združitve nekaterih dobaviteljev ter optimizacije portfelja produktov. Število ponudb, ki so dostopne povprečnemu odjemalcu, pa je rahlo naraščalo.

Na podlagi analize učinka uvedbe definicije rednega cenika je agencija pripravila predlog za spremembo določil Energetskega zakona, ki urejajo to področje, in ga posredovala pristojnemu ministrstvu.

V postopkih nadzora so se ugotovljale morebitne kršitve prikazovanja sestave proizvodnih virov na izdanih računih za dobavljeno električno energijo, na promocijskih gradivih in spletu. Dobavitelji elektrike končnim odjemalcem zahtevane informacije prikazujejo skladno z zakonodajo. Nadziralo se je tudi zaračunavanje pavšalnih stroškov poslovanja z rednim cenikom, postopki pa še potekajo.

Ustrezno stopnjo preglednosti je treba zagotavljati tudi na področju standardiziranih vsebin pogodb in splošnih dobavnih pogojev. Tako je bilo ob koncu leta 2015 uvedenih več postopkov nadzora nad dobavitelji električne energije gospodinjским in malim poslovnim odjemalcem glede preverjanja bistvenih sestavin pogodb o dobavi in splošnih dobavnih pogojih.

Na področju maloprodajnega trga za večje poslovne odjemalce ni pravnih podlag za vzpostavitev enake stopnje preglednosti ponudb na trgu, kot to velja za gospodinjске in male poslovne odjemalce.

<sup>4</sup> Povprečni slovenski odjemalec: 8 kW, 1.996 kWh (VT) in 2.100 kWh (MT), skupaj 4.096 kWh



Ceniki oziroma ponudbe niso javno objavljeni, cena in drugi pogodbeni pogoji se večinoma določijo na podlagi pogajanj, sklepajo se nestandardne terminske pogodbe o dobavi z večinoma enoletno veljavnostjo. Zato tudi ni rednih cenikov. V letu 2015 ni bilo nobene pritožbe oziroma prijave na področju maloprodajnega trga za večje industrijske odjemalce, zato lahko sklepamo, da so pravila in podzakonski akti in tudi krovna zakonodaja (obligacije ipd.), ki urejajo to področje, učinkoviti in da so pravila jasna.

### 3.3.2.3 Učinkovitost trga

Monitoring učinkovitosti in konkurenčnosti maloprodajnega trga se izvaja na podlagi kontinuiranega zbiranja podatkov od tržnih udeležencev in agregatorjev javnih podatkov (npr. Ministrstvo za infrastrukturo, Statistični urad republike Slovenije in drugi). V nadaljevanju so prikazani določeni kazalniki, s katerimi merimo učinkovitost in konkurenčnost trga.

#### Dobava električne energije vsem končnim odjemalcem

Tabela 20 prikazuje tržne deleže dobaviteljev na podlagi dobavljene električne energije, pri čemer je upoštevana dobava na celotnem maloprodajnem trgu, kar pomeni, da je vključen tudi trg velikih končnih odjemalcev, priključenih na prenosni sistem.

**Tabela 20: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v Sloveniji v letu 2015**

Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
GEN-I	2.760,2	21,6 %
Elektro energija	2.234,8	17,5 %
ECE, energetska družba (Elektro Celje Energija )	1.963,5	15,4 %
Elektro Maribor Energija plus	1.531,1	12,0 %
TALUM	1.198,4	9,4 %
E3	929,6	7,3 %
Petrol Energetika	692,2	5,4 %
Petrol	678,7	5,3 %
Elektro Gorenjska Prodaja	536,5	4,2 %
HSE	140,1	1,1 %
Drugi	119,7	0,9 %
<b>Skupaj</b>	<b>12.785</b>	<b>100,0 %</b>
<b>HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem</b>		<b>1.369</b>

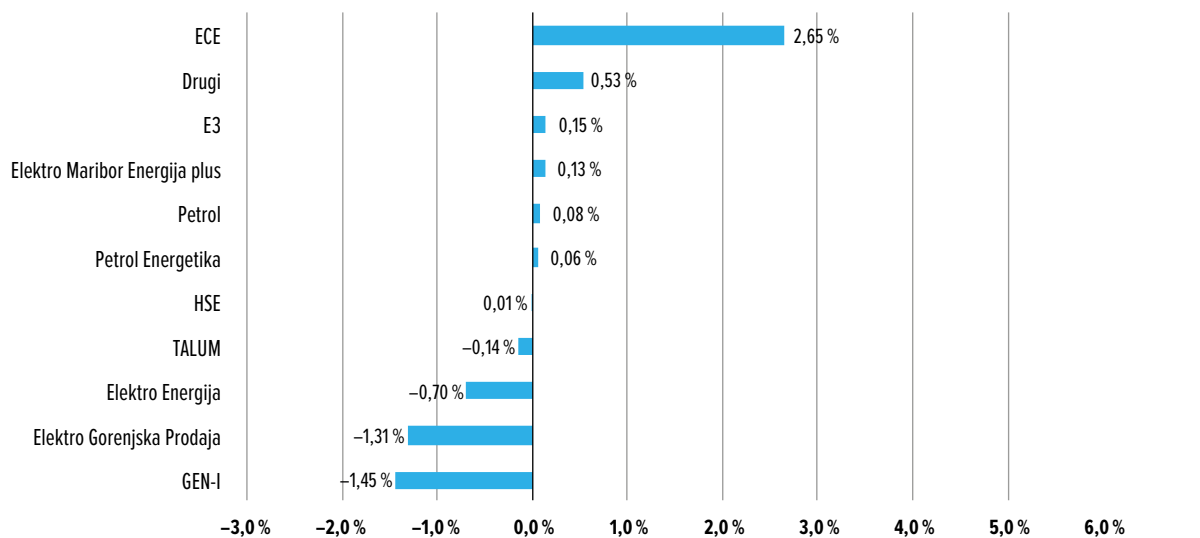
Viri: podatki dobaviteljev

Pogled na celoten del trga, ki vključuje tudi odjemalce na prenosnem omrežju, izkazuje tržno koncentracijo srednje stopnje, saj je HHI malo pod zgornjo mejo srednjega področja 1800. Na trgih s HHI manj kot 1000 združevanje dobaviteljev ali lastniški prevzemi nimajo opaznega vpliva na konkurenco. Visoka koncentracija na trgu na drugi strani sama po sebi še ne pomeni zlorabe tržne moči, vendar je treba v takem primeru temu problemu v okviru monitoringa posvečati več pozornosti. Pri tem je treba upoštevati tudi lastniško povezovanje in ne le združevanje podjetij.

V letu 2015 sta se glede na predhodno leto na maloprodajnem trgu vsem odjemalcem najbolj povečala tržni delež ECE (Elektro Celje Energija) in tržni delež drugih manjših dobaviteljev. ECE je povečal svoj delež za 2,7 odstotne točke, drugi manjši dobavitelji pa za 0,5 odstotne točke. Treba pa je upoštevati, da sta se družbi Elektro Gorenjska Prodaja in Elektro Celje Energija 1. oktobra 2015 združili v podjetje ECE. Slednje je glavni razlog, da se je družbi ECE v letu 2015 najbolj povečal tržni delež med dobavitelji končnim odjemalcem v Sloveniji. Posledično pa se je družbi Elektro Gorenjska Prodaja tržni delež zaradi te združitve zmanjšal za 1,3 odstotne točke. Razlika med povečanjem deleža ECE in zmanjšanjem deleža Elektro Gorenjska Prodaja, ki znaša 1,4 odstotne točke, je zelo verjetno posledica pridobivanja novih odjemalcev na trgu. Povečanje deležev drugih dobaviteljev je posledica vstopa novih dobaviteljev na trg ter pridobivanja odjemalcev drugih

manjših dobaviteljev, ki še niso prestopili praga enoodstotnega deleža. Največjo izgubo tržnega deleža na tem delu trga beležimo pri GEN-I, ki je izgubil 1,4 odstotne točke svojega deleža glede na preteklo leto, kar ustreza neto deležu, ki ga je pridobil na trgu ECE.

**Slika 48: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem odjemalcem v letu 2015 glede na leto 2014**



Vir: agencija

### Dobava električne energije vsem poslovnim odjemalcem

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na tržnem segmentu maloprodajnega trga poslovnih odjemalcev v letu 2015 prikazuje tabela 21.

**Tabela 21: Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2015**

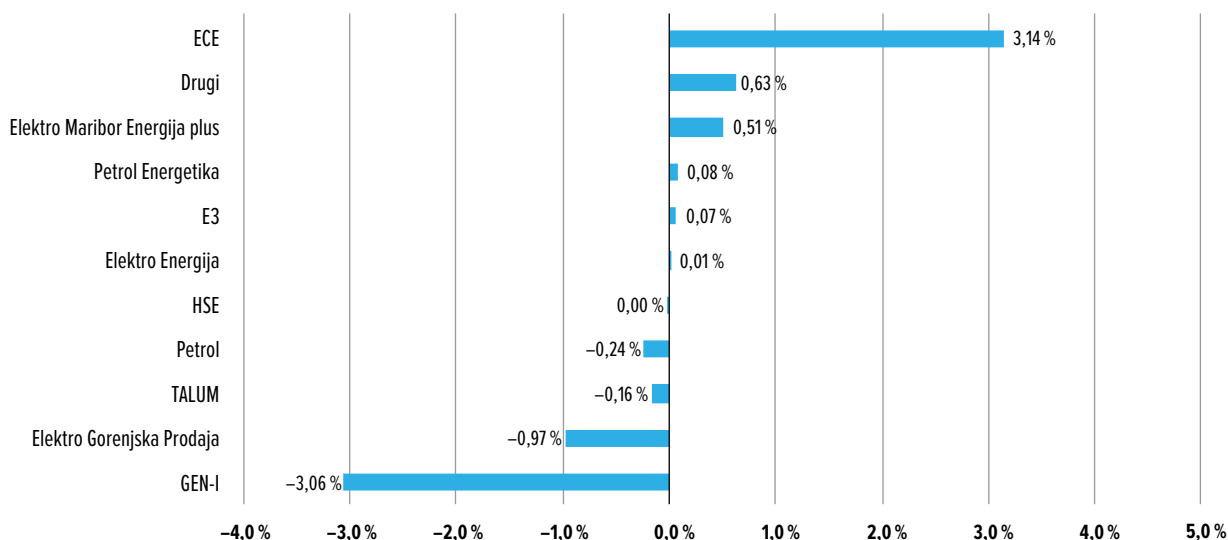
Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
GEN-I	2.133,8	22,2 %
Elektro energija	1.539,2	16,0 %
ECE, energetska družba	1.414,9	14,7 %
TALUM	1.198,4	12,5 %
Elektro Maribor Energija plus	952,2	9,9 %
Petrol Energetika	674,8	7,0 %
E3	586,8	6,1 %
Petrol	467,0	4,9 %
Elektro Gorenjska Prodaja	377,3	3,9 %
HSE	140,1	1,5 %
Drugi	110,0	1,1 %
<b>Skupaj</b>	<b>9.594</b>	<b>100,0 %</b>
<b>HHI dobaviteljev poslovnim odjemalcem</b>		<b>1.353</b>

Vir: podatki dobaviteljev

Na maloprodajnem trgu za poslovne odjemalce se je v letu 2015 nadaljevala srednja stopnja tržne koncentracije, saj je bil HHI izpod meje 1800. Največji tržni delež so glede na predhodno leto pridobili dobavitelji ECE, skupina drugih manjših dobaviteljev ter Elektro Maribor Energija plus.

Znatno povečanje tržnega deleža ECE gre vsekakor pripisati združitvi z Elektro Gorenjska prodaja. Največji tržni delež glede na predhodno leto je tudi na tem segmentu izgubil GEN-I.

**Slika 49: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2015 glede na leto 2014**



Vir: agencija

### Dobava električne energije gospodinjstvom

Tržne deleže dobaviteljev električne energije na tržnem segmentu maloprodajnega trga gospodinjstvih odjemalcev v letu 2015 prikazuje tabela 22.

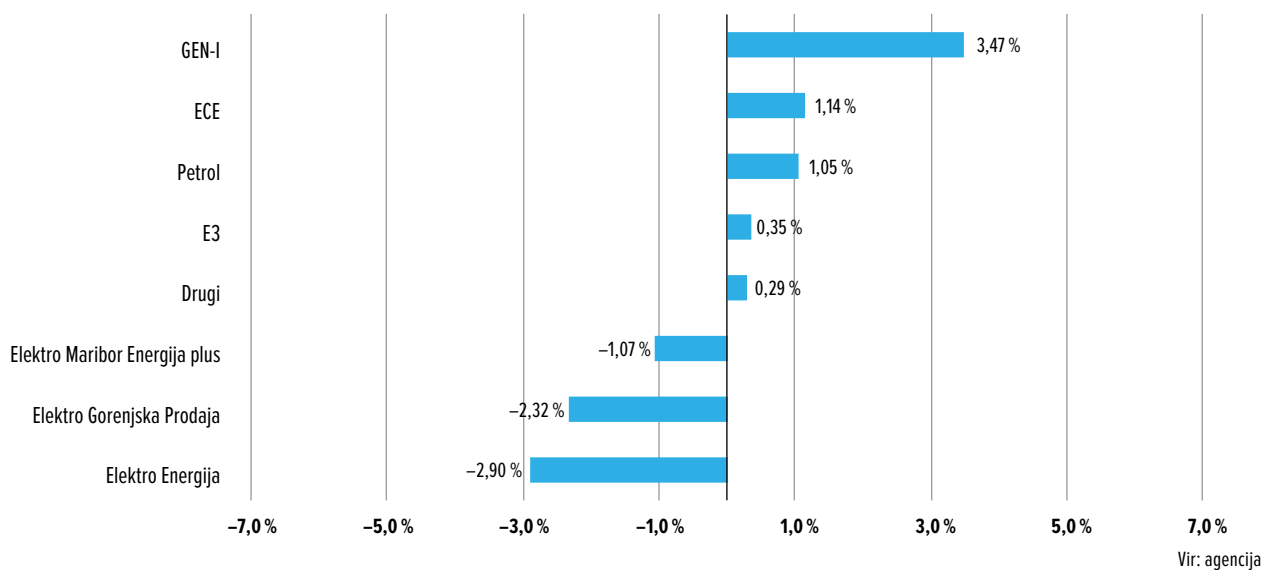
**Tabela 22: Tržni deleži in HHI dobaviteljev gospodinjstvom v letu 2015**

Dobavitelj	Dobavljena energija (GWh)	Tržni deleži
Elektro energija	695,7	21,8 %
GEN-I	626,5	19,6 %
Elektro Maribor Energija plus	578,9	18,1 %
ECE, energetska družba	548,6	17,2 %
E3	342,8	10,7 %
Petrol	211,7	6,6 %
Elektro Gorenjska Prodaja	159,2	5,0 %
Drugi	27,0	0,8 %
<b>Skupaj</b>	<b>3.190</b>	<b>100,0 %</b>
<b>HHI dobaviteljev gospodinjstvom</b>		<b>1.671</b>

Vir: podatki dobaviteljev

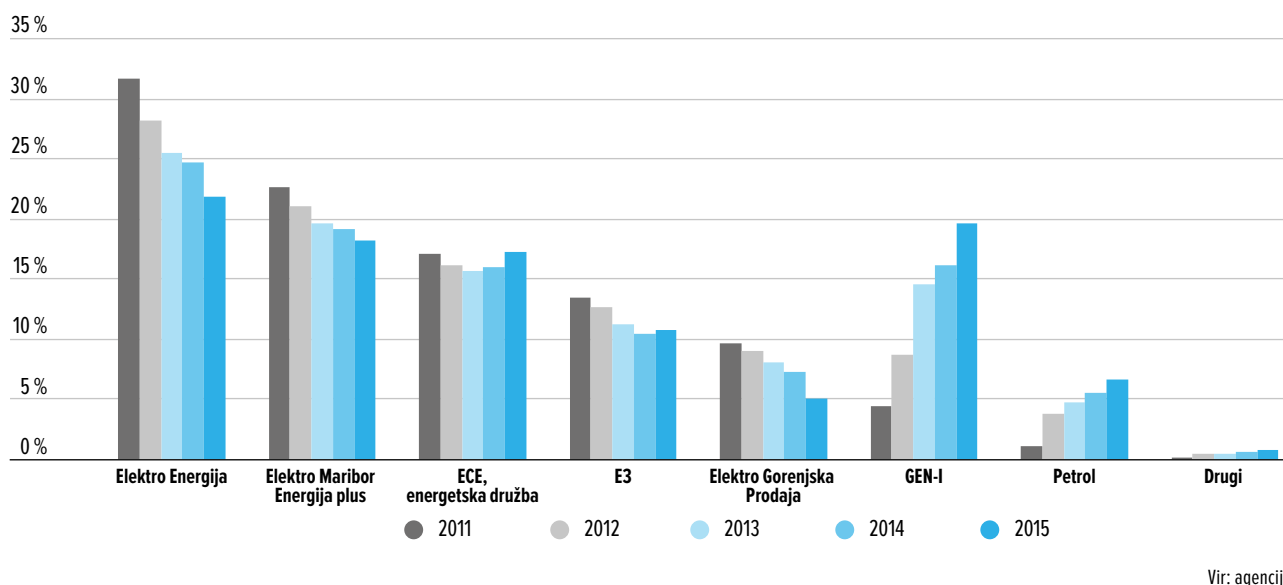
Na maloprodajnem trgu za gospodinjstve odjemalce je bila vzpostavljena srednja stopnja tržne koncentracije z vrednostjo HHI 1671, kar je blizu meje visoke tržne koncentracije. Tržni delež dveh največjih dobaviteljev na tem segmentu presega 40 %, tržni delež treh največjih pa znaša skoraj 60 %. Od vseh dobaviteljev je imel v letu 2015 dobavitelj Elektro Energija največji tržni delež, in sicer v višini 21,8 %, na drugem mestu pa je GEN-I s skoraj 20-odstotnim tržnim deležem.

**Slika 50: Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem v letu 2015 glede na leto 2014**



S slike 50 je razvidno, da je dobavitelj GEN-I v letu 2015 okrepil svoj tržni delež glede na vrednost iz leta 2014 za 3,5 odstotne točke. Sledita mu dobavitelja ECE in Petrol s povečanjem tržnega deleža za približno eno odstotno točko. Ob upoštevanju združenja z Elektro Gorenjska prodaja je ECE na tem segmentu dejansko izgubil 1,2 % tržnega deleža. Dobavitelji Elektro Maribor Energija Plus, Elektro Gorenjska prodaja in Elektro energija so v letu 2015 glede na predhodno leto zabeležili zmanjšanje tržnega deleža za več kot eno odstotno točko.

**Slika 51: Gibanje tržnih deležev dobaviteljev električne energije gospodinjskim odjemalcem v obdobju 2011–2015**

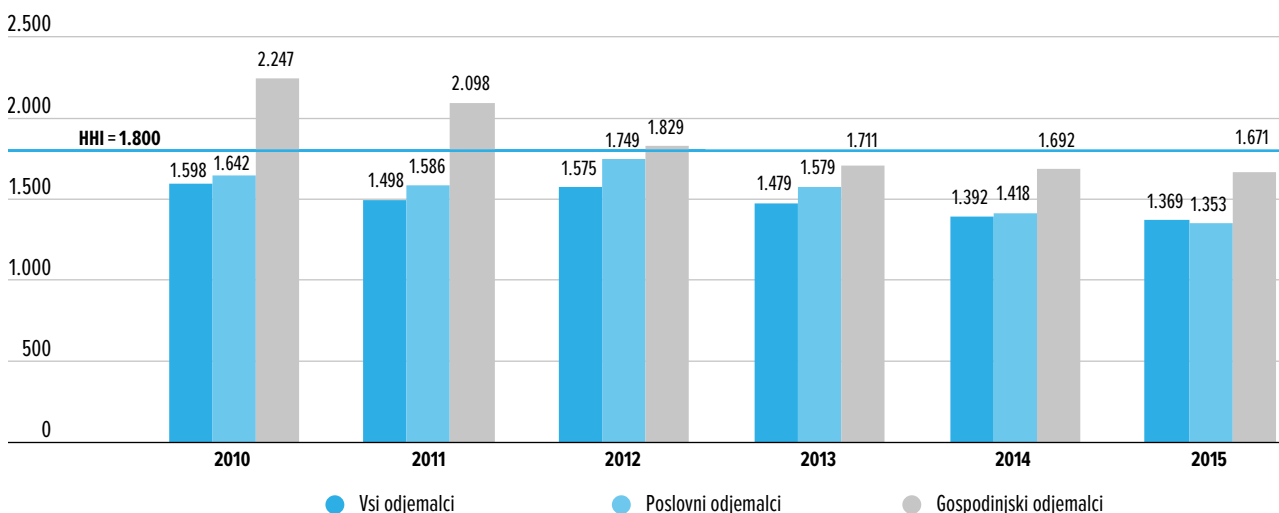


GEN-I, Petrol in skupina drugih manjših dobaviteljev so v opazovanem obdobju kontinuirano povečevali svoje tržne deleže. Trend upadanja svojih tržnih deležev sta ustavili le družbi ECE (zaradi združitve) in E3.

## HHI v obdobju 2010–2015

Trend gibanja HHI je v zadnjih letih na vseh prikazanih maloprodajnih trgih negativen, kar kaže na vztrajno krepitev konkurence med posameznimi dobavitelji električne energije. Največjo krepitev konkurence beležimo pri oskrbi poslovnih odjemalcev. Na splošno pa so maloprodajni trgi z električno energijo v Sloveniji v letu 2015 izkazovali srednjo stopnjo tržne koncentracije, saj so se vrednosti HHI gibale pod zgornjo mejo 1800.

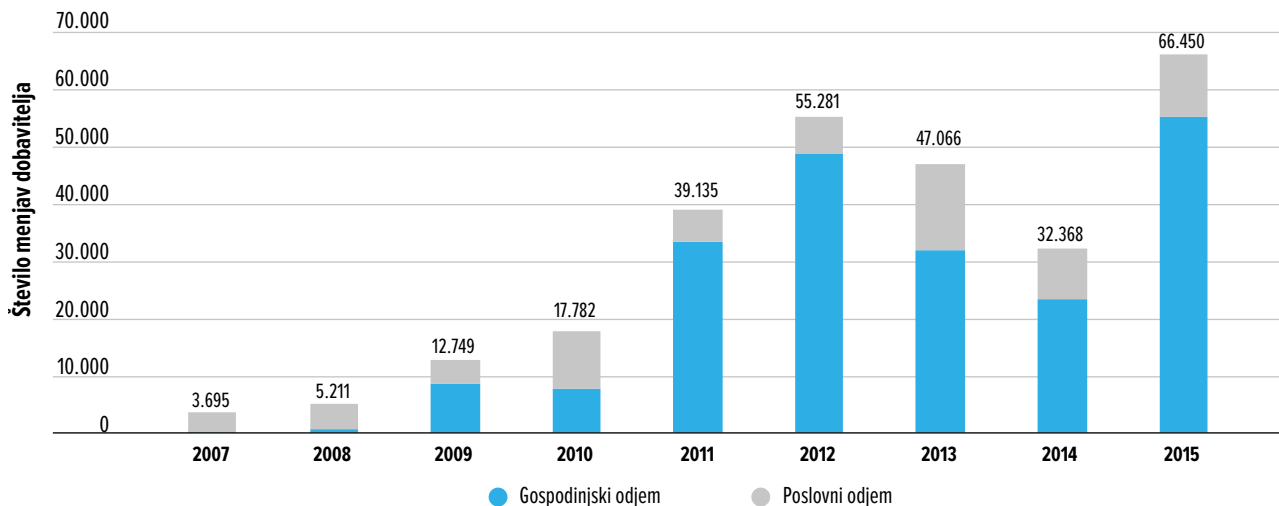
**Slika 52: Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2010–2015**



## Menjave dobavitelja

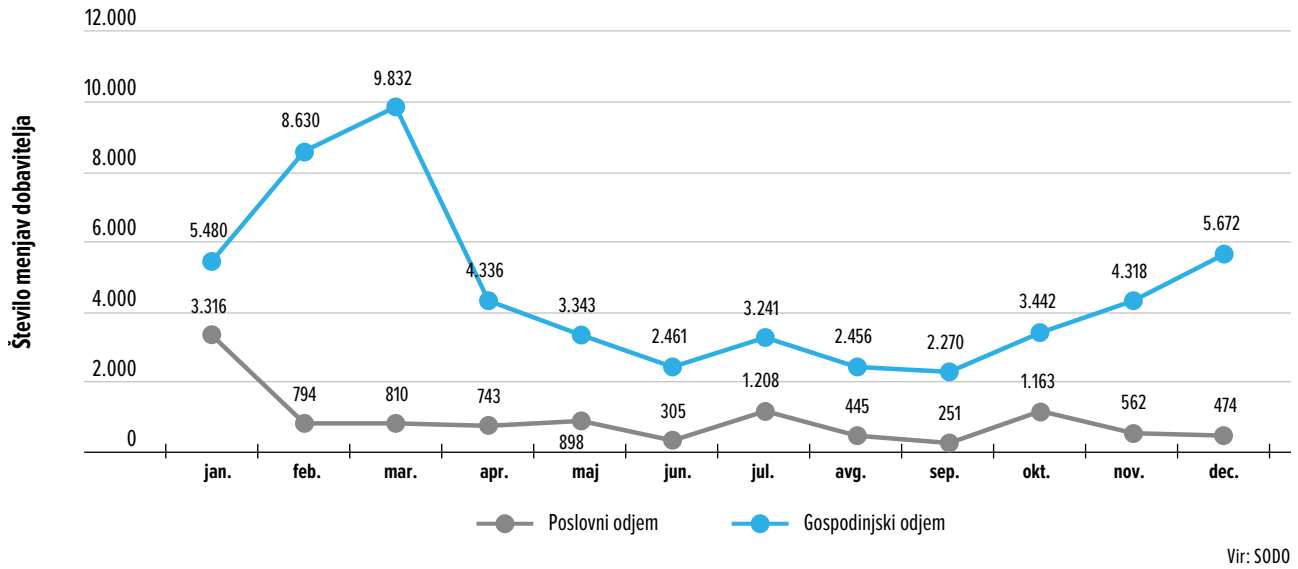
Dobavitelja električne energije je v letu 2015 zamenjalo 66.450 odjemalcev, od tega 55.481 gospodinjiskih in 10.969 poslovnih odjemalcev. Kot je razvidno s slike 52, se je število menjav dobavitelja bistveno povečalo. Negativni trend iz let 2013 in 2014, ki je bil posledica zmanjšanja potencialnega letnega prihranka po menjavi dobavitelja, se je s tem prekinil (glej poglavje 3.3.2.1). K takšnemu povečanju števila menjav je izdatno prispevala kampanja Zveze potrošnikov Slovenije Zamenjaj in prihrani, v okviru katere je dobavitelja energije zamenjalo več kot 12 tisoč gospodinjstev.

**Slika 53: Število menjav dobavitelja v obdobju 2007–2015**



Tudi dinamika števila menjav v letu 2015 izkazuje močno povezavo s kampanjo Zveze potrošnikov Slovenije, v okviru katere je prišlo do dejanske menjave bilančnih skupin prav v obdobju prvega četrtertletja leta 2015. Število menjav pri gospodinjstvih odjemalcih se je povečalo v zadnjem četrtertletju 2015 zaradi večje aktivnosti dobaviteljev in zato več atraktivnih ponudb na trgu, kar potrjuje tudi analiza MPI (glej poglavje 3.3.2.1).

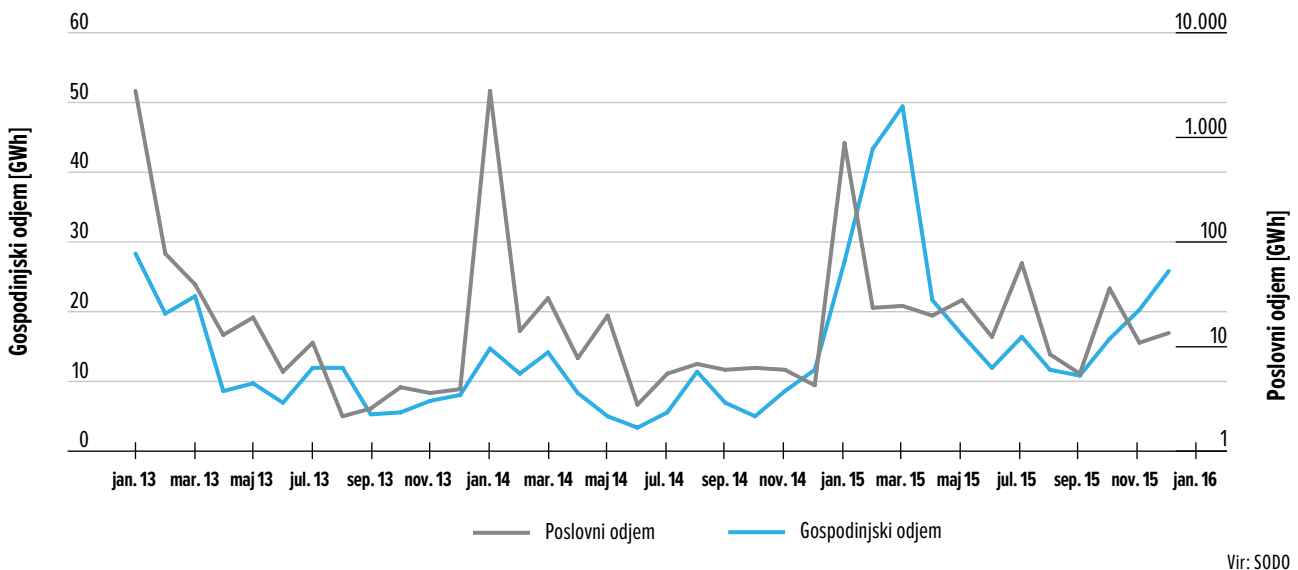
**Slika 54: Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2015 glede na vrsto odjema**



Velika večina poslovnih odjemalcev je zamenjala dobavitelja na začetku leta, ker sklenjene pogodbe o dobavi običajno potečejo ob koncu leta.

Na sliki 55 je prikazana dinamika menjav dobavitelja v zadnjih treh letih glede na količino zamenjane energije. Primerjava podatkov o številu menjav dobavitelja in količine zamenjane energije kaže veliko ujemanje. Količina zamenjane energije je bila v letu 2015 v primerjavi z letoma 2013 in 2014 veliko večja.

**Slika 55: Količine zamenjane energije glede na tip odjema**



## Pritožbe

Učinkovitost in konkurenčnost trga je smiselno spremljati tudi na podlagi števila pritožb glede na razmerje med odjemalci in dobavitelji. V Sloveniji je uveljavljen t. i. "Supplier centric" model trga, zato je treba pritožbe klasificirati po vsebini na tiste, ki se dejansko nanašajo na storitve dobavitelja, in tiste, ki se nanašajo na storitve distribucijskega operaterja. Podrobneje je to področje obravnavano v poglavju, ki se nanaša na Pritožbe odjemalcev in reševanje sporov.

## Izmenjava podatkov v ključnih procesih na trgu

Skladno z nalogami iz tretjega svežnja direktiv je agencija pripomogla k poenotenju procesov izmenjave podatkov za najpomembnejše tržne procese na trgu z električno energijo. Uporaba odprtih standardov v izmenjavi podatkov ključno prispeva k odpravi določenih ovir za vstop novih udeležencev na trg in nižanje stroškov ter s tem na krepitev konkurenčnosti. Vse ključne podatkovne entitete v elektronski izmenjavi podatkov bodo na podlagi splošnega akta agencije v prihodnosti opredeljene s standardiziranimi identifikatorji (glej 3.3.2.4.).

Uvajanje in z njim razvoj naprednega sistema merjenja v Sloveniji še potekata in bosta prilagojena zahtevam vladne Uredbe o ukrepih in postopkih za uvedbo in povezljivost naprednih merilnih sistemov električne energije. Ta uredba zahteva izdelavo načrta uvajanja, v katerem bodo opredeljeni tudi arhitektura sistema, njegove minimalne funkcionalnosti ter vidiki izmenjave podatkov, ki bodo temeljili na ustreznih standardih (npr. CIM). Uredba nalaga distribucijskemu operaterju vzpostavitev enotne točke za dostop do validiranih podatkov sistema naprednega merjenja. Centralni informacijski sistem bo tako zagotavljal podatkovne storitve za izmenjavo podatkov s poslovnimi subjekti in uporabniki omrežja (B2B in B2C). Agencija pozorno spremlja skladnost implementacije z zahtevami zakonodaje ter s tem skrbi za harmonizacijo in skladnost implementacije s stanjem tehnike.

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

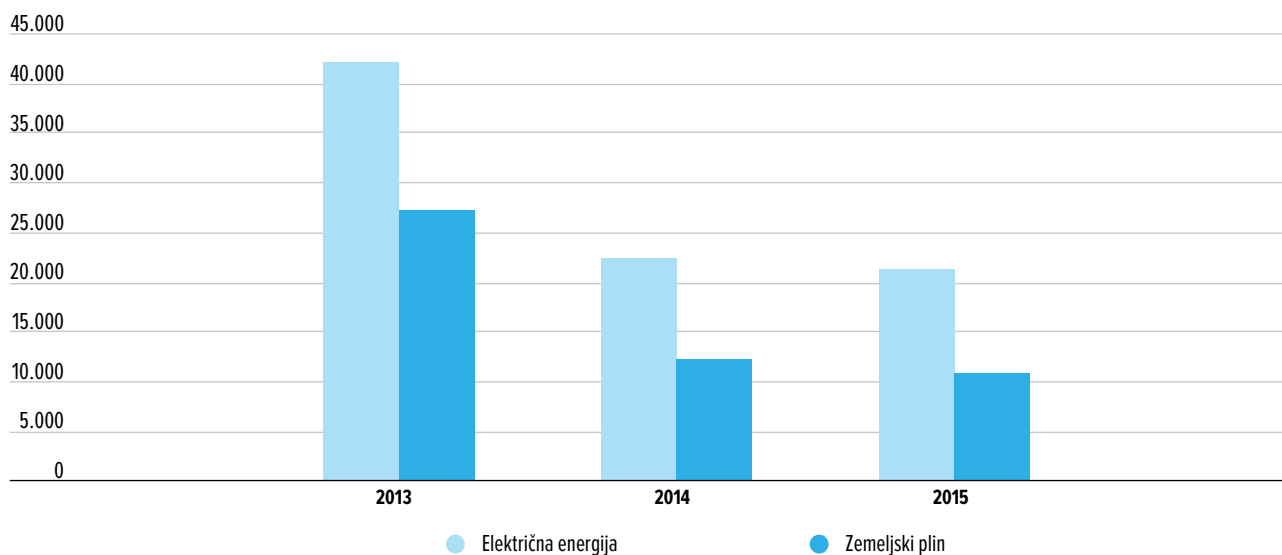
Agencija spremlja maloprodajni trg, sodeluje z regulativnimi in nadzornimi organi na nacionalni ravni (tržni inšpektorat, agencija za varstvo konkurence) ter z neodvisnimi in neprofitnimi potrošniškimi organizacijami, skrbi za ažurnost informacij o dogajanju na trgu ter zagotavlja preglednost trga z aktivnostmi in storitvami, ki jih nudi v okviru skupne kontaktne točke. Na svoji spletni strani zagotavlja primerjalne storitve, ki uporabnikom omogočajo primerjavo stroškov oskrbe na podlagi ponudb za dobavo, ki temeljijo na rednih cenikih.

Na maloprodajne cene vpliva več različnih dejavnikov kot npr. veleprodajne cene, nabavne strategije dobaviteljev, obveznosti dobaviteljev zaradi okoljskih zahtev (učinkovita raba) itd., skupni strošek dobave pa je odvisen še od stroška omrežnine in prispevkov (OVE in SPTE, prispevek za delovanje operaterja trga, energetska učinkovitost, trošarina). Maloprodajne cene električne energije niso regulirane, zato agencija priporočil glede maloprodajnih cen ne izdaja. Izjema je cena električne energije za zasilno oskrbo, ki je regulirana na podlagi določil EZ-1. Če končnim odjemalcem preneha veljavnost pogodbe o dobavi zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti dobavitelja, mora distribucijski operater samodejno in brez prestopnih rokov zagotoviti zasilno dobavo tem odjemalcem v skladu s predpisi, ki urejajo delovanje trga z električno energijo. Enako ravna tudi na zahtevo gospodinjkega odjemalca ali malega poslovnega odjemalca. Cena take dobave določi distribucijski operater in jo javno objavi. Cena mora biti višja od tržne cene za dobavo pri primerljivem odjemalcu, pri čemer je ne sme presegati za več kot 25 %. Če cene distribucijski operater ne objavi, jo določi agencija. V letu 2015 agencija korektivnih ukrepov na tem področju ni izvedla.

Agencija tudi za leto 2015 ugotavlja, da velika večina dobaviteljev na maloprodajnem trgu ni imela ponudb na podlagi rednih cenikov, kar je posledica pomanjkljivosti in dvoumnosti definicije pojma redni cenik in omejitev, na katerih definicija temelji. Nekateri dobavitelji so po uveljavitvi EZ-1 in uvedbe definicije rednega cenika namenoma preoblikovali svoj portfelj produktov ter se pogodbeno prilagodili na način, da ne izpolnjujejo kriterijev rednega cenika. Iz primerjave pa izpadejo tudi vsi novi dobavitelji, ki so vstopili na trg v letu 2015, saj še niso pridobili več kot 1000 odjemalcev. Na trgu tako obstaja veliko število ponudb, ki niso prikazane v primerjalniku stroškov, kar pa negativno vpliva na preglednost maloprodajnega trga za gospodinjke odjemalce, saj ni na enem mestu omo-

gočena neodvisna primerjava vseh ponudb na trgu. Število izvedenih primerjav ponudb dobaviteljev prek primerjalnika stroškov na spletni strani agencije se je od uveljavitve EZ-1 prepolovilo in se še zmanjšuje (slika 56).

**Slika 56: Število izvedenih primerjav ponudb s primerjalnikom stroškov oskrbe z električno energijo v obdobju 2013–2015**



Vir: agencija

Na ta problem je v letu 2015 opozoril že ACER v študiji primera, ki jo je vključil v svoje letno poročilo o spremljanju trga v letu 2014. Pristojno ministrstvo je v odzivu na izsledke ACER napovedalo ustrezne spremembe 434. člena EZ-1, s katerimi naj bi sanirali negativne učinke definicije rednega cenika.

Na trgu z električno energijo veljajo glede preprečevanja omejevanja konkurence in zlorab prevladujočega položaja enaka pravila kot za druge vrste blaga. Javna agencija Republike Slovenije za varstvo konkurence v letu 2015 ni sprejela nobene odločitve, niti ni ukrepala zoper katerega izmed udeležencev trga z električno energijo.

V letu 2015 je agencija izvajala nadzor, ki se je nanašal na zagotavljanje konkurence na maloprodajnem trgu z električno energijo. V enem postopku je bila ugotovljena kršitev glede zagotavljanja podatkov dobaviteljem o pretekli porabi, ker pa je bila kršitev med postopkom odpravljena, je agencija zavezancu za nadzor izrekla opozorilo z napotilom, da mora v prihodnje dosledno upoštevati veljavni pravni red. Zadeva, ki se je nanašala na domnevno neobjavljeno oglaševanje cen električne energije, je bila odstopljena v reševanje pristojnemu organu. V preostalih postopkih so se ugotovljale zatrjevane kršitve s področja zaračunavanja pavšalnih stroškov poslovanja, izkazovanje dejanskega stanja v primerjalniku stroškov in prikazovanje številke merilnega mesta na enotnem računu, ki ga izdajajo dobavitelji. V dveh nadzornih postopkih, ki sta se nanašala na obveščanje uporabnikov sistema o pravicah in obveznostih izbire dobavitelja ter postopek menjave dobavitelja, nepravilnosti niso bile ugotovljene.

V letu 2015 je na maloprodajnem trgu za gospodinjstve odjemalce treba izpostaviti pojav slabe prakse v postopku menjave dobavitelja. Na izdanih računih enega dobavitelja je enoumen identifikator merilnega mesta, ki ga dodeli distribucijski operater in na katerem temelji proces menjave dobavitelja, ki ga upravlja distribucijski operater, zamenjal lastni interni identifikator merilnega mesta dobavitelja. Vsem odjemalcem, ki so želeli menjati dobavitelja, je uvedba omenjene prakse povzročila zaplete v procesu menjave. Zato je proces menjave lahko trajal dlje, kot določa veljavna zakonodaja, ali pa postopek menjave zaradi zapletov sploh ni bil izveden. Agencija je slabo prakso razpoznala, opravila analizo zakonitosti ter vpliva na trg. Omenjena praksa v veljavni zakonodaji ni izrecno prepovedana, prav tako tudi ni imela večjega vpliva na število menjav dobavitelja, je pa povzročila reakcijo ostalih dobaviteljev ter nenačrtovane stroške pri upravljavcu procesa menjave dobavitelja. Ostali dobavitelji so zahtevali ukrepanje nadzornih organov ter napovedali uvajanje te prakse, če ukrepi ne bodo učinkoviti. Aktivnosti za odpravo omenjene prakse so se začele nemudoma.



Na področju ukrepov, ki jih na podlagi tretjega svežnja direktiv agencija izvaja za poenotenje najpomembnejših procesov izmenjave podatkov na nacionalni in regionalni ravni, je bil sprejet Akt o identifikaciji entitet v elektronski izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom, ki obvezuje tržne udeležence k uporabi standardiziranih identifikatorjev ključnih podatkovnih entitet v elektronski izmenjavi podatkov na trgu. Omenjeni splošni akt določa minimalne standarde identifikacije in priporoča uporabo dveh standardiziranih shem identificiranja, EIC in GS1, odvisno od področja uporabe. Agencija je spremljala in usmerjala aktivnosti distribucijskega operaterja v fazi načrtovanja s prehoda uporabe lastnih shem identifikacije na standardne. Prav tako je aktivno spremljala uporabo ustrezne identifikacije tržnih udeležencev v bilančnih shemah pri operaterjih trga.

Agencija v vsaki novi izmenjavi podatkov z udeleženci (B2B) 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 tako bistveno pripomogla, da so ključni modeli procesov razširjeni tudi s posebnostmi, ki jih zahteva izmenjava podatkov na trgu z zemeljskim plinom. Sodelovala je še pri pripravi predlogov razširitev harmoniziranega modela vlog na trgu z električno energijo eBIX/ENTSO-E/EFET ter pri oblikovanju strategije za projekt, v okviru katerega bo obravnavano področje fleksibilnosti. Na nacionalni ravni poteka strokovni dialog na tem področju v okviru Sekcije IPET, ki deluje v okviru Energetske zbornice Slovenije. V tej sekciji agencija še vedno dejavno sodeluje tako pri vodenju sekcije kot tudi pri oblikovanju vsebin v obravnavi. V letu 2015 je vodila obravnavo področja kibernetske varnosti v elektroenergetskem sistemu, ki se nanaša tudi na procese izmenjave podatkov med tržnimi udeleženci.

---

## 3.4 Zanesljivost dobave električne energije

Zanesljivost dobave električne energije odjemalcem je odvisna od zmogljivosti elektroenergetskega sistema ter razpoložljivosti zadostne količine električne energije ter energentov. Govorimo lahko o dveh funkcionalnih vidikih zanesljivosti dobave, to sta zadostnost in sigurnost elektroenergetskega sistema. Zadostnost opisuje zmožnost elektroenergetskega sistema, da v vsakem trenutku pokrije porabo električne energije vseh odjemalcev, pri čemer je treba upoštevati tudi načrtovane izklope in nenačrtovane izpade elementov sistema. V širšem smislu pomeni zadostnost tudi dovolj veliko količino cenovno dostopnih surovin in virov za proizvodnjo električne energije.

Zmožnost elektroenergetskega sistema, da omogoči dobavo električne energije od proizvajalcev do odjemalcev, imenujemo sigurnost. Sigurnost predstavlja sposobnost omrežja, da prenese motnje, kakršne so izpadi elementov ali okvare, med katere sodijo na primer kratki stiki. Da bi zagotovili sigurnost omrežja, se pri načrtovanju prenosnega in distribucijskega omrežja na višjem napetostnem nivoju uporablja kriterij n-1. Če je kriterij n-1 izpolnjen, je zagotovljeno, da v primeru izpada katerega koli elementa elektroenergetskega sistema v omrežju ne pride do preobremenitev, prekoračitve mejnih vrednosti in posledično prekinitve dobave.

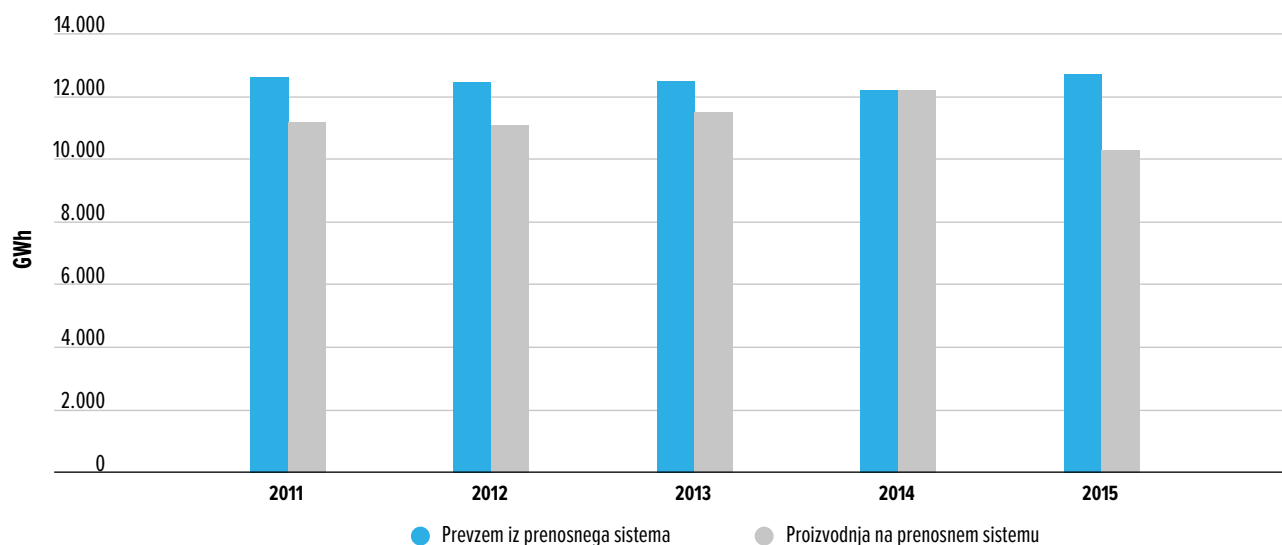
Energetski zakon nalaga sistemskemu operaterju, da v primeru krize, zaradi katere bi bili ogroženi zdravje ljudi, varnost opreme in naprav ali celovitost elektroenergetskega sistema, uvede ukrepe, s katerimi omeji dobavo energije določenim kategorijam odjemalcev, določi vrstni red omejitev in način uporabe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

---

### 3.4.1 Spremljanje usklajenosti med proizvodnjo in porabo

V zadnjih petih letih se prevzem električne energije iz prenosnega omrežja ni bistveno spreminjal, v letu 2015 je bil sicer nekoliko višji kot leto prej, vendar je nekako ostal na ravni preteklih let. Skupna oddaja električne energije v prenosno omrežje iz proizvodnih enot v Sloveniji se je v primerjavi z letom prej zmanjšala za 15,5 %, pri čemer je v prikazu na sliki 57 upoštevana polovična proizvodnja jedrske elektrarne Krško.

Slika 57: Prezem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju v obdobju 2011–2015



Vir: ELES

Strukturo proizvodnje električne energije na prenosnem omrežju v zadnjih petih letih narekujejo v pretežni meri hidrološke razmere in ciklus remontov v jedrski elektrarni.

V letu 2015 se je znatno povečala uvozna odvisnost Slovenije, predvsem zaradi občutno manjše proizvodnje v hidroelektrarnah, remonta v jedrski elektrarni Krško, delno pa tudi zaradi testnega obratovanja bloka 6 v Termoelektrarni Šoštanj, zaradi česar je bila proizvodnja na tej lokaciji pogosto omejena. Zaradi nekoliko višje razpoložljivosti ČPZ je k uvozni odvisnosti dodatno prispevala možnost uvoza poceni električne energije iz Avstrije in Nemčije.

### 3.4.2 Spremljanje naložb v proizvodnje zmogljivosti za zagotavljanje zanesljive oskrbe

Pri izdelavi scenarijev bodoče 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. Rezultati analiz systemskega operaterja za obdobje 2015–2024 kažejo primanjkljaj domače proizvodnje v vseh štirih vizijah na podobni ravni, kar je predvsem posledica neekonomičnosti obratovanja razpoložljive domače proizvodnje. Razliko bo treba nadomestiti z uvozom električne energije iz tujine.

Tabela 23 prikazuje spremembe pri slovenskih proizvajalcih električne energije, predvidene v načrtu razvoja prenosnega omrežja za obdobje 2013–2022. Pozitivna vrednost moči v drugem stolpcu pomeni, da gre za nov proizvodni objekt ali za obnovo obstoječega, pri katerem je predvideno povečanje moči, negativna vrednost pa pomeni zaustavitev ali zmanjšanje nazivne vrednosti moči proizvodne enote. Oznaka v zadnjem stolpcu pomeni scenarij oziroma vizijo razvoja, v katerem je pričakovati, da bo naložba izvedena. Scenariji investiranja v nove proizvodne vire so zasnovani ob upoštevanju metodologije evropskega združenja operaterjev prenosnih sistemov ENTSO-E, ki je upoštevana tudi pri napovedi porabe električne energije v prihodnjem obdobju. 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 investicije v obnovljive vire.

**Tabela 23: Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem omrežju**

	Inštalirana moč (MW)	Predvideno leto spremembe	Scenarij
<b>Hidroelektrarne</b>			
<b>HE na Dravi</b>			
ČHE Kozjak	403	2020	V 4
<b>HE na Muri</b>			
Hrastje Mota	20	2019	V 4
<b>HE na Savi</b>			
Brežice	56	2017	V 1, 2, 3, 4
Mokrice	32	2019	V 3, 4
Moste 2, 3	48	2020	V 3, 4
Suhadol	41	2020	V 3, 4
Trbovlje	33	2023	V 3, 4
<b>HE na Soči</b>			
Učja	34	2021	V 4
<b>Termoelektrarne</b>			
<b>TE Brestanica</b>			
TEB PB 1-3	-63	2017	
TEB PE VI-IX	80	2017	V 2, 3, 4
<b>TE-TO Ljubljana</b>			
Blok I, premog	-39	2020	
Blok II, premog	-29	2018	
Blok PPE	117	2018	V 2, 3, 4

Vir: ELES

Prenosni sistem Slovenije je 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. V naslednjem petletnem obdobju je v pripravi še povezava s prenosnim sistemom Madžarske, s katero se bo povečala zanesljivost delovanja slovenskega elektroenergetskega sistema, občutno se bosta povečali uvozna prenosna zmogljivost in zanesljivost prenosnega omrežja v tem delu države ter izboljšala zanesljivost napajanja odjema v Sloveniji v primeru izpadov večjih proizvodnih objektov oziroma ob drugih nepredvidenih dogodkih in obratovalnih težavah, ko bo omogočena tudi dodatna pomoč preko madžarskega prenosnega omrežja. Projekt bo omogočil večjo integracijo trga v regiji in olajšal dostop do vzhodnih trgov z električno energijo, kar bo dolgoročno omogočilo ugodnejše cene električne energije za slovenske odjemalce.

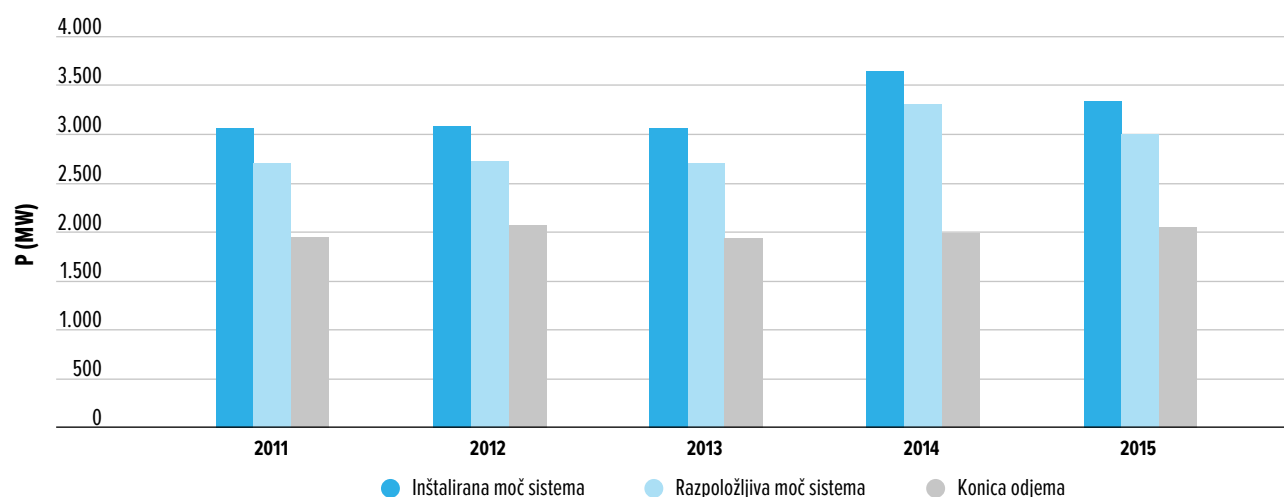
### 3.4.3 Ukrepi za pokrivanje konične energije in primanjkljajev električne energije

Na sliki 58 so prikazane vrednosti konične obremenitve, inštalirane moči proizvodnih objektov in razpoložljive moči za slovenski trg za obdobje 2011–2015. Konična obremenitev, ki je bila v letu 2015 zabeležena 27. januarja ob 20. uri, se v zadnjih letih bistveno ne spreminja, majhna nihanja odražajo med drugim nihanje gospodarske aktivnosti in meteorološka odstopanja.

Razlika med inštalirano močjo proizvodnih virov in dejansko razpoložljivo močjo za slovenski trg predstavlja polovična moč jedrske elektrarne Krško, ki v skladu s 6. členom Pogodbe med Vlado Republike Slovenije in Vlado Republike Hrvaške o ureditvi statusnih in drugih pravnih razmerij, povezanih z vlaganjem v jedrsko elektrarno Krško, njenim izkoriščanjem in razgradnjo, pripada

hrvaški strani. Razmerje med inštalirano oziroma razpoložljivo močjo proizvodnih virov in konično močjo je kazalnik, ki daje signal o zadostnosti proizvodnih virov. Sistem mora imeti na razpolago dovolj moči za pokrivanje prevzema in rezerve moči ob normalnem obratovanju in nastopu nepredvidenih razmer. Razpoložljiva moč proizvodnih enot na prenosnem sistemu se je v letu 2015 nekoliko zmanjšala, s tem pa se je nekoliko zmanjšala tudi odpornost sistema na motnje v primeru izpada proizvodnje.

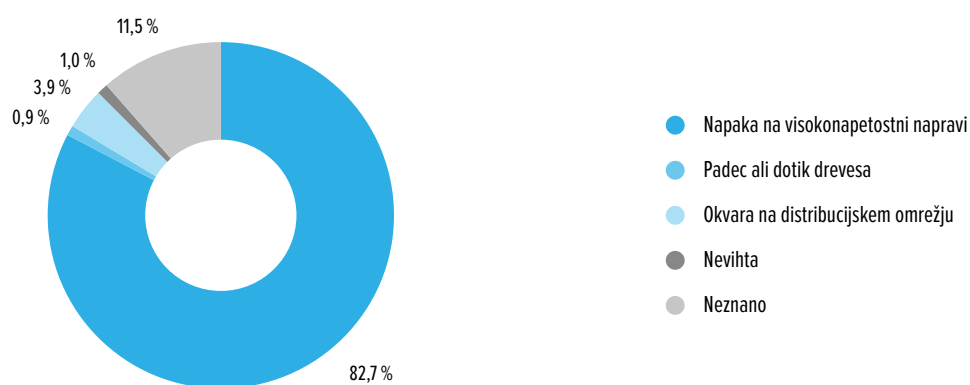
**Slika 58: Inštalirane moči na pragu proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema na prenosnem omrežju v obdobju 2011–2015**



Vir: ELES

Količina nedobavljene energije na prenosnem sistemu v letu 2015 je znašala skupaj 68,47 MWh. Vzroke, zaradi katerih je prišlo do prekinitve napajanja, prikazuje slika 59. Skoraj 83 % vzrokov odpade na okvaro na visokonapetostni napravi v RTP Pekre, zaradi katere je bilo 8. junija 2015 na območju Koroške in vzhodne Štajerske 56,61 MWh nedobavljene energije. Nedobavljena energija je izračunana skladno z Aktom o pravilih monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo, zato velja poudariti, da dejanska količina nedobavljene energije lahko manjša od navedene, saj je znaten delež odjemalcev na prizadetih območjih možno prenapajati po srednjenapetostnem omrežju.

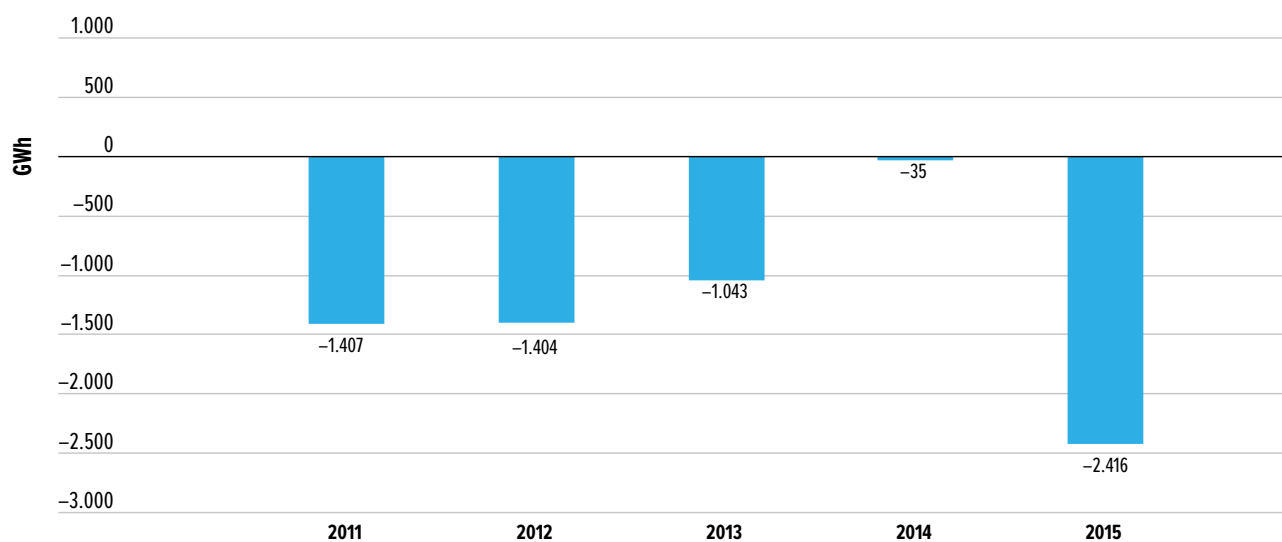
**Slika 59: Nedobavljena energija na prenosnem sistemu glede na vzrok**



Vir: ELES

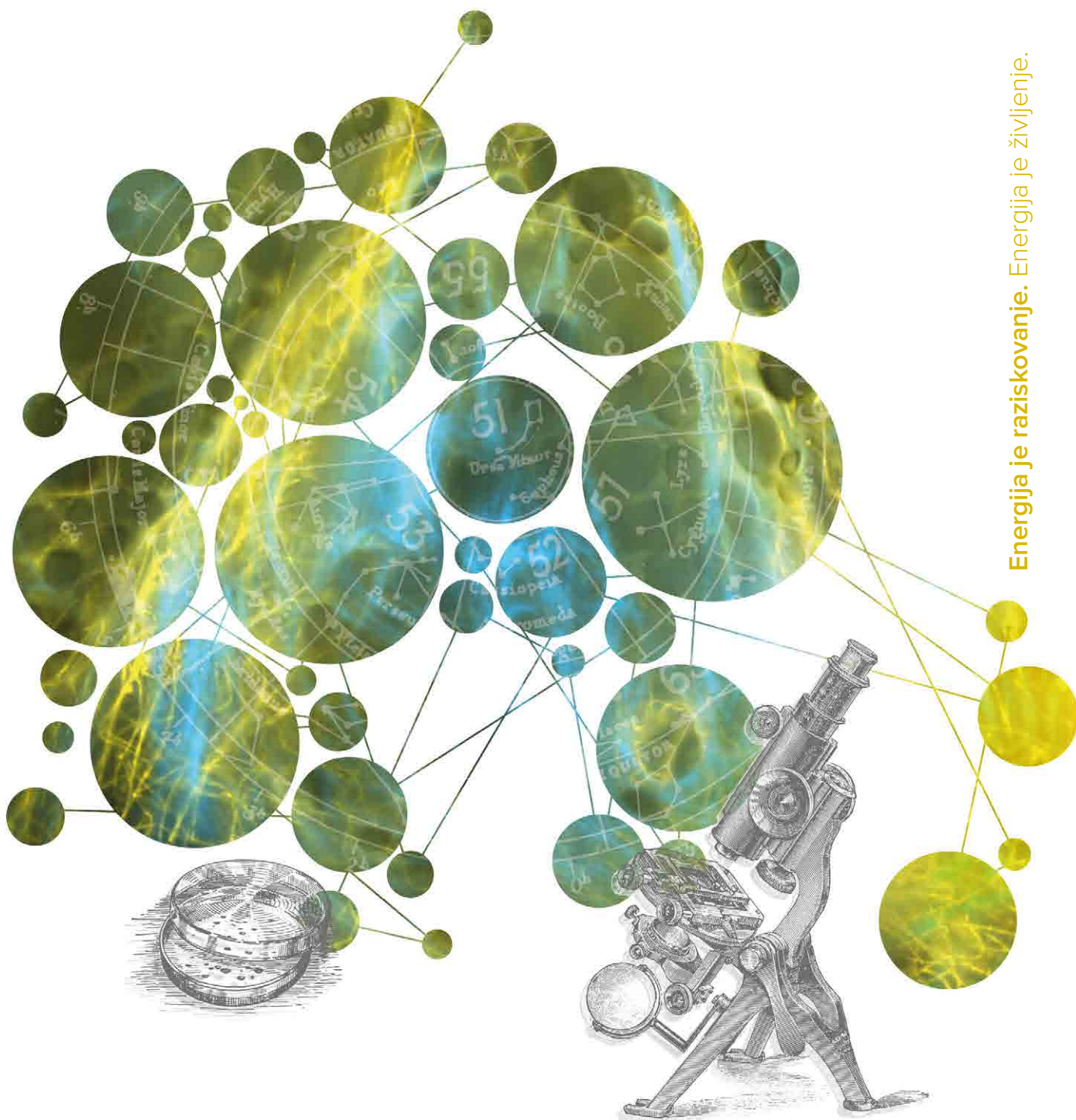
Domači viri v letu 2015 niso zadostovali za pokrivanje potreb po električni energiji, saj je bil zabeležen eden od največjih primanjkljajev električne energije v zadnjih letih, kar je prikazano na sliki 60. Kljub temu oskrba z električno energijo zaradi pomanjkanja virov električne energije ni bila nikoli prekinjena, saj slovenski prenosni sistem s svojimi ČPZ omogoča dostop do sosednjih trgov z električno energijo.

**Slika 60: Presežki in primanjkljaji električne energije na prenosnem omrežju v obdobju 2011–2015**



Vir: ELES

## 4. Zemeljski plin



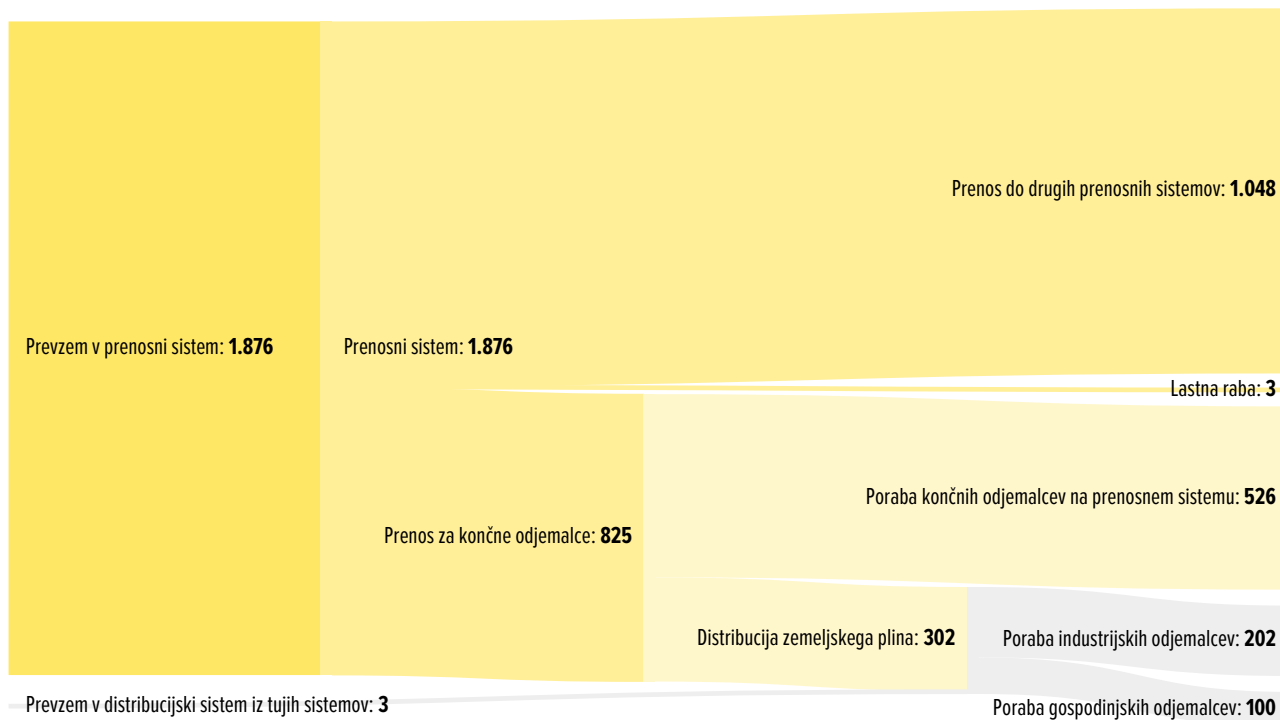
Energija je raziskovanje. Energija je življenje.

## 4.1 Bilanca oskrbe s plinom

Po prenosnem sistemu zemeljskega plina se je v letu 2015 preneslo več zemeljskega plina kot leto prej, prav tako je bila večja tudi poraba tega energenta. Več plina so porabili industrijski odjemalci, oskrbovani neposredno preko prenosnega sistema, pa tudi tisti, ki so priključeni na distribucijske sisteme. Večja poraba je bila zabeležena tudi pri gospodinjstvih odjemalcih.

V primerjavi z letom 2014 pa je bilo prenesenega nekoliko več plina tudi do drugih prenosnih sistemov.

**Slika 61: Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah zemeljskega plina v mio Sm<sup>3</sup>**



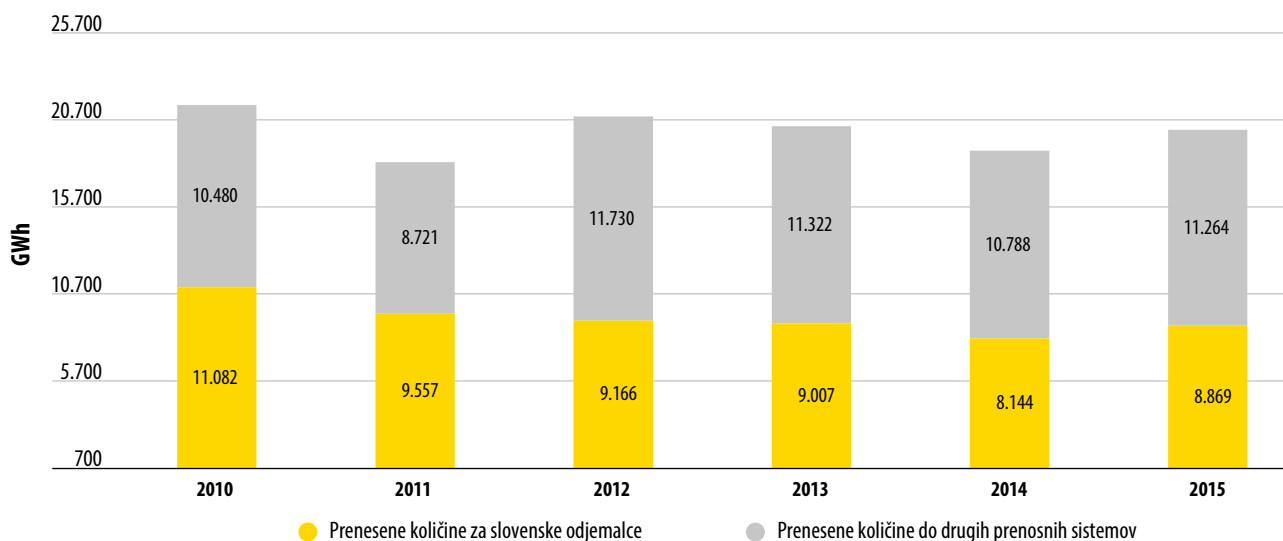
Vir: agencija

### 4.1.1 Prenos zemeljskega plina

Prenosni sistem je v lasti in upravljanju operaterja prenosnega sistema, družbe Plinovodi, d.o.o. Sestavlja ga 946 kilometrov visokotlačnih cevovodov z nazivnim tlakom nad 16 barov in 209 kilometrov cevovodov z nazivnim tlakom, ki je nižji od 16 barov. Prenosni omrežji sestavlja še 199 merilno-regulacijskih postaj, 41 merilnih postaj, sedem reducirnih postaj ter kompresorski postaji v Kidričevem in v Ajdovščini. Prenosni sistem je povezan s prenosnimi omrežji zemeljskega plina Avstrije (MRP Ceršak), Italije (MRP Šempeter) in Hrvaške (MRP Rogatec). Mejne točke so hkrati tudi relevantne točke prenosnega sistema. Četrta relevantna točka je izstopna točka v Sloveniji. Celotno prenosno omrežje predstavlja eno izravnalno območje. Za namen trgovanja s plinom na veleprodajnem trgu je uvedena virtualna trgovalna točka.

Operater prenosnega sistema je v letu 2015 za slovenske uporabnike prenesel 8869 GWh zemeljskega plina, kar je 9 % več kot leto prej. Tako je bil prekinjen večletni padajoči trend porabe tega energenta. Tudi prenos plina do sosednjih prenosnih sistemov se je v primerjavi z letom prej nekoliko povečal. Kljub temu je poraba zemeljskega plina v Sloveniji še zmeraj za 25 % manjša od največje porabe pred finančno-gospodarsko krizo, prenos plina do sosednjih prenosnih omrežij pa je bil manjši za 37 %.

**Slika 62: Prenesene količine zemeljskega plina v obdobju 2010–2015**



Vir: agencija

## 4.1.2 Distribucija zemeljskega plina

V letu 2015 se je distribucija zemeljskega plina izvajala v 79 občinah na večjem delu urbanih območij Slovenije z izjemo primorske regije. Do konca maja 2015 je distribucijo zemeljskega plina izvajalo 16 operaterjev distribucijskih sistemov, v nadaljevanju leta pa se je njihovo število znižalo na 15. V občini Škofja Loka je družba Loška Komunala ob koncu maja predala distribucijski sistem v upravljanje novemu koncesionarju, družbi Petrol. V 64 občinah je ta dejavnost organizirana s koncesijskim razmerjem med koncesionarjem in lokalno skupnostjo, v 14 občinah jo izvajajo javna podjetja, medtem ko se v eni občini GJS izvaja v obliki vlaganja javnega kapitala v dejavnost oseb zasebnega prava. V Šenčurju sta dejavnost GJS na štirih območjih za izvajanje te službe izvajala dva operaterja distribucijskih sistemov na podlagi sklenjenih koncesijskih pogodb z občino. V posameznih lokalnih skupnostih je bila koncesija za izvajanje dejavnosti operaterja distribucijskega sistema že podeljena, vendar se distribucija zemeljskega plina še ni izvajala, ker distribucijsko omrežje še ni bilo usposobljeno za uporabo.

V Sloveniji je bilo leta 2015 skupaj 4633 kilometrov distribucijskih vodov zemeljskega plina z različnimi tlačnimi nivoji, kar je 2,2 % več kot v predhodnem letu. Dolžinska členitev omrežja po tlačnih stopnjah je prikazana v tabeli 24. Distribucijski vodi s pripadajočo infrastrukturo so pretežno v lasti operaterjev distribucijskih sistemov.

**Tabela 24: Distribucijski vodi, merilne in merilno-regulacijske postaje**

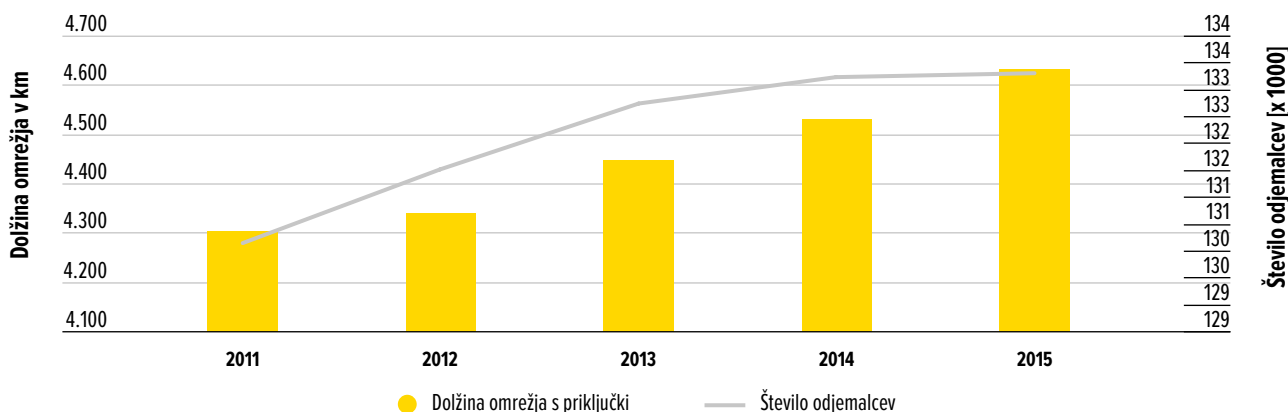
<b>Dolžina omrežja za tlačni nivo od 4 do 16 barov</b>	<b>48 km</b>
Dolžina omrežja za tlačni nivo od 1 do 4 barov	1.607 km
Dolžina omrežja za tlačni nivo do 1 bara	2.977 km
Število merilnih postaj	19
Število regulacijskih in merilno-regulacijskih postaj	181

Vir: agencija

Povečanje dolžin distribucijskih plinovodov skupaj s priključki in rast števila odjemalcev v obdobju 2011–2015 kaže slika 63.



**Slika 63: Dolžina omrežja distribucijskih vodov in število aktivnih odjemalcev v obdobju 2011–2015**



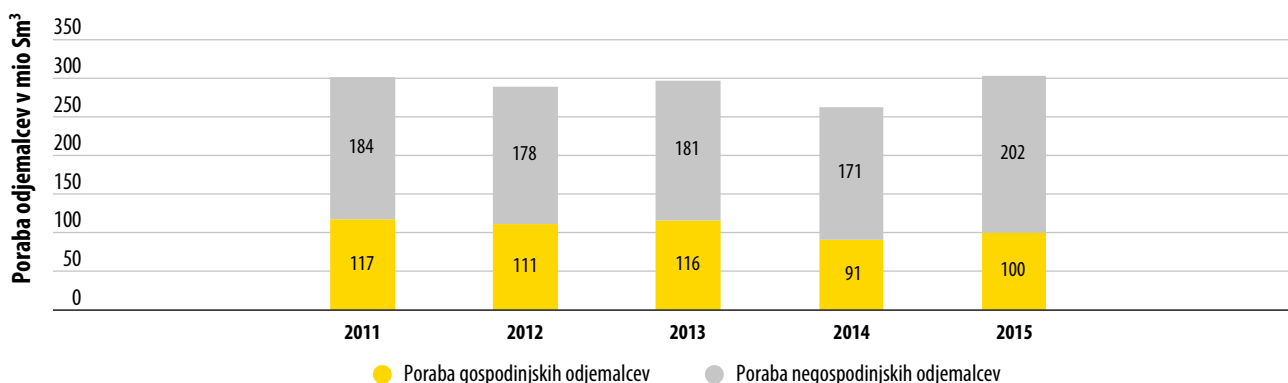
Vir: agencija

Ob koncu leta 2015 je bilo na distribucijska omrežja zemeljskega plina priključenih 133.312 končnih odjemalcev, kar je neznatno povečanje v primerjavi z letom 2014. Skupno število odjemalcev na tem omrežju narašča že vse od leta 2008, vendar je prirastek vsako leto skromnejši. V letu 2015 je znašal samo 82 odjemalcev, medtem ko je bil prirastek v letu 2011 še 1383 odjemalcev. Število gospodinjstev odjemalcev je bilo 118.719 ter se je glede na leto 2014 znižalo za nekaj manj kot 0,3 %. Pri gospodinjstevih odjemalcih je to drugo zaporedno znižanje v obdobju po letu 2008. Negospodinjstevih odjemalcev je bilo 14.593, kar je slabe 3 % več kot v predhodnem letu. Od leta 2011 do leta 2015 se je število novih priključitev skoraj prepolovilo ter se v letu 2015 skoraj izenačilo s številom odklopov, ki se je v zadnjih letih precej zvišalo.

Čeprav je zemeljski plin stroškovno konkurenčen energent, število novih odjemalcev ni visoko. Razlogi za manjše priključevanje na sisteme zemeljskega plina so verjetno v veliki ponudbi konkurenčnih tehnologij. Problem predstavljajo tudi nedorečeni lokalni energetske koncepti, ki dopuščajo subvencioniranje konkurenčnih tehnologij na območju organizirane distribucije zemeljskega plina, in neupoštevanje vseh vplivov na okolje v primerih uporabe posamezne tehnologije. Dodaten problem je dejstvo, da komercializacija že pred časom predstavljenih inovativnih plinskih tehnologij z visokimi izkoristki bodisi zamuja ali pa so potencialnim uporabnikom široke potrošnje dostopne po previsokih cenah, da bi lahko uspešno konkurirale drugim virom.

Operaterji distribucijskih sistemov so v letu 2015 distribuirali dobra 302 milijona Sm<sup>3</sup> zemeljskega plina, kar je tretja najvišja distribuirana količina po letu 2004. V primerjavi z letom 2014 je bil zabeležen porast distribuiranih količin v višini dobrih 15 %. Pri gospodinjstevih odjemalcih je bil odjem višji za dobrih 10 %, pri negospodinjstevih odjemalcih pa je bilo zabeleženo povišanje v višini skoraj 18 %. Del večje porabe lahko z veliko verjetnostjo pripišemo podnebnim vplivom, vendar je dodatno zaznan tudi vpliv oskrbe novih negospodinjstevih odjemalcev. Porabo gospodinjstevih in negospodinjstevih odjemalcev za obdobje petih let prikazuje slika 64.

**Slika 64: Poraba odjemalcev na distribucijskih sistemih glede na tip odjema v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

Gospodinjski odjemalci uporabljajo zemeljski plin predvsem za kuhanje, pripravo tople sanitarne vode in ogrevanje. Kar 96,5 % vseh odjemalcev zemeljskega plina je v letu 2015 porabilo manj kot 4500 Sm<sup>3</sup> in kar 91 % odjemalcev je porabilo v letu dni manj kot 2500 Sm<sup>3</sup>. Odjemalci, ki na leto porabijo več kot 4500 Sm<sup>3</sup> zemeljskega plina, so predstavljali 3,5 % vseh odjemalcev, njihova poraba pa kar 67 % celotne porabe vseh odjemalcev, priključenih na distribucijsko omrežje.

---

## 4.2 Reguliranje omrežnih dejavnosti

---

### 4.2.1 Ločitev dejavnosti

V letu 2015 je v Sloveniji opravljal obvezno gospodarsko javno službo dejavnost operaterja prenosnega sistema zemeljskega plina en izvajalec. Izbirno lokalno gospodarsko javno službo dejavnosti operaterja distribucijskega sistema je opravljal 16 izvajalcev, pri čemer se je v drugi polovici leta 2015 zaradi spremembe koncesionarja v Občini Škofja Loka to število zmanjšalo na 15.

Operater prenosnega sistema opravlja to dejavnost v samostojni pravni osebi, ki je v 100-odstotni lasti domače pravne osebe, ki dobavlja zemeljski plin. Operater prenosnega sistema zemeljskega plina, družba Plinovodi, je lastnica sredstev, s katerimi izvaja svojo dejavnost, ter je certificirana in imenovana kot neodvisni operater prenosnega sistema.

Operaterji distribucijskih sistemov niso pravno ločeni, saj na posamezni distribucijski sistem ni priključenih več kot 100.000 odjemalcev.

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

Glede na to da so operaterji distribucijskih sistemov opravljali tudi druge energetske in tržne dejavnosti, so pripravili tudi ločene računovodske izkaze.

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

---

### 4.2.2 Tehnične storitve operaterjev

#### 4.2.2.1 Izravnava odstopanj

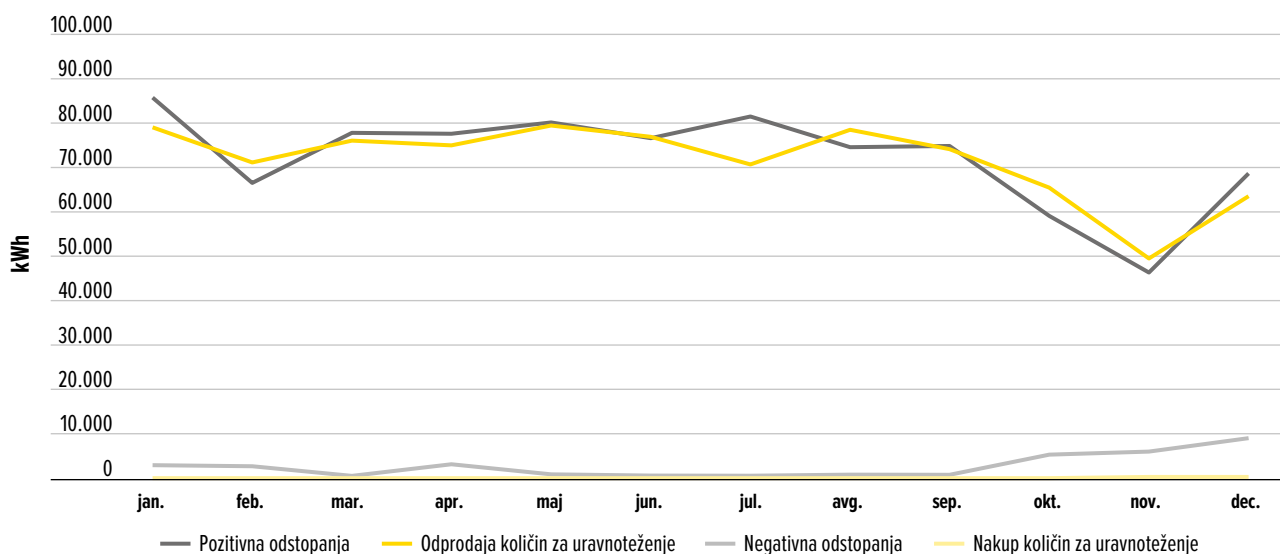
Oktobra 2015 so začela veljati nova pravila za obravnavo odstopanj, ki so usklajena z evropskimi kodeksi za izravnavo odstopanj (Uredba (EU) št. 312/2014). Operater prenosnega sistema je nova pravila določil v Sistemskih obratovalnih navodilih za prenosni sistem zemeljskega plina. Učinki novih pravil so bili vidni šele v zadnjih treh mesecih leta 2015.

Do uveljavitve novih pravil so bila odstopanja nosilcev bilančnih skupin razdeljena med pozitivna ali negativna dovoljena oziroma nedovoljena dnevna odstopanja ter kumulativna mesečna odstopanja. Za dovoljena odstopanja so veljala tri tolerančna območja, ki so bila določena glede na mesec v letu. Nova pravila so uvedla naslednje pomembne novosti: ukinjene so bile tolerančne meje in s tem nedovoljena dnevna in kumulativna mesečna odstopanja, omogočene so spremembe napovedi znotraj dneva in trgovanje s presežki oziroma primanjkljaji na trgovni platformi ter izboljšan pretok informacij. Z novimi pravili imajo nosilci bilančnih skupin veliko boljše možnosti za izravnavo svojih portfeljev.

Izmed 15 registriranih nosilcev bilančnih skupin je bilo redno aktivnih šest nosilcev, pet jih je bilo aktivnih od enega do treh mesecev, štirje pa so bili neaktivni. Operater prenosnega sistema je izvajal obračun odstopanj ter z nakupom in prodajo zemeljskega plina v zadnjem četrtletju leta 2015 tudi prek trgovalne platforme skrbel za uravnoteženje prenosnega sistema. Celotni prenosni sistem predstavlja eno izravnalno območje, odstopanja pa se obračunavajo na dnevni osnovi.

V letu 2015 je prišlo do izrazitega neravnovesja med pozitivnimi in negativnimi dnevnimi odstopanji, saj je bilo na letni ravni presežnih količin kar 26-krat več kot primanjkljaja. Takšno ravnanje gre pripisati starim pravilom, ki niso dopuščala potrebnih sprememb cen pozitivnih in negativnih odstopanj kot tudi sprememb cen plina za uravnoteženje prenosnega sistema. Nova pravila, ki določajo tržne cene dnevnih odstopanj in storitev uravnoteženja prenosnega sistema, so v zadnjem četrtletju nekoliko zmanjšala razliko med presežki in primanjkljaji, učinkovitost novih pravil pa se bo v celoti pokazala v letu 2016.

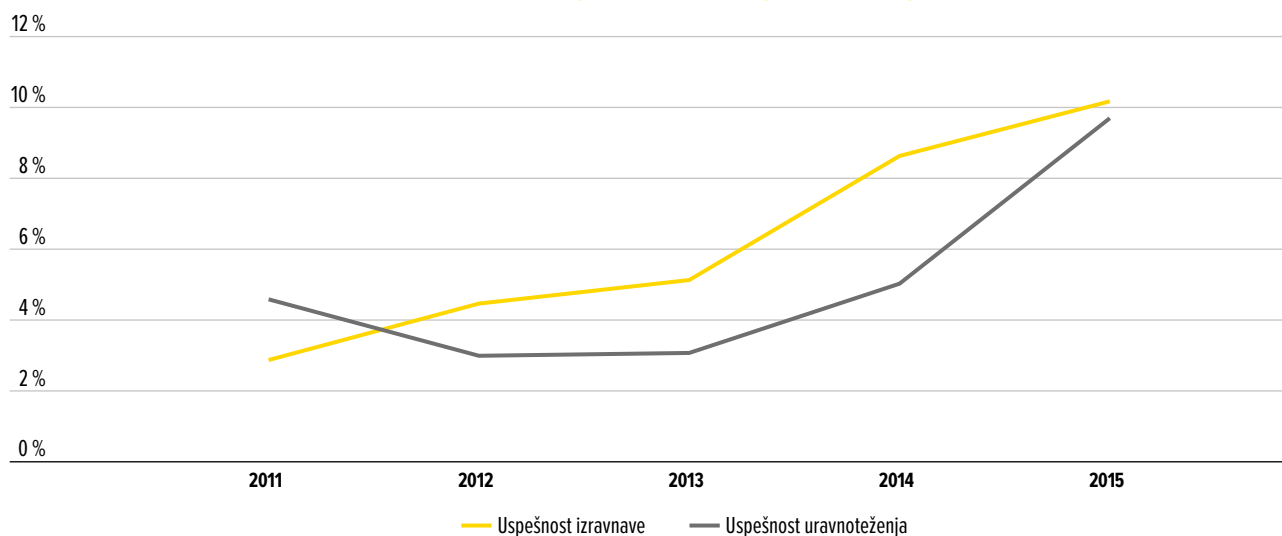
**Slika 65: Količine za izravnavo odstopanj in uravnoteženje prenosnega sistema**



Vir: agencija

Do oktobra 2015 je operater prenosnega sistema izvajal uravnoteženje prenosnega sistema izključno z nakupom in prodajo količin v skladu s triletno pogodbo, ki se je iztekla konec leta 2015. Z uveljavitvijo novih pravil pa je operater prenosnega sistema začel uravnotežati prenosni sistem tudi s trgovanjem na trgovalni platformi. Ker so nosilci bilančnih skupin večinoma predobavljali plin v prenosni sistem, je moral operater sistema pogosto odprodajati presežne količine iz prenosnega sistema. Uspešnost izravnave odstopanj (razmerje med količinami za izravnavo dnevnih odstopanj in prenesenimi količinami za potrebe odjemalcev v Sloveniji) kot tudi uspešnost uravnoteženja prenosnega sistema (razmerje med količinami za uravnoteženje in prenesenimi količinami za potrebe odjemalcev v Sloveniji) se je tako v letu 2015 še poslabšala (slika 66). Razlog so nedovoljena pozitivna odstopanja, ki so bila do oktobra 2015 skoraj petkrat višja od dovoljenih pozitivnih odstopanj, medtem ko so bila nedovoljena negativna odstopanja za več kot trikrat nižja od dovoljenih negativnih odstopanj. Tako so količine za izravnavo dnevnih odstopanj v letu 2015 prvič presegle 10 % prenesenih količin zemeljskega plina za potrebe odjemalcev v Sloveniji. Le nekoliko manj (9,7 %) so znašale količine, ki so bile potrebne za uravnoteženje prenosnega sistema. Uspešnost uravnoteženja je bila glede na prenesene količine zemeljskega plina za potrebe odjemalcev v Sloveniji skoraj dvakrat slabša kot v letu 2014.

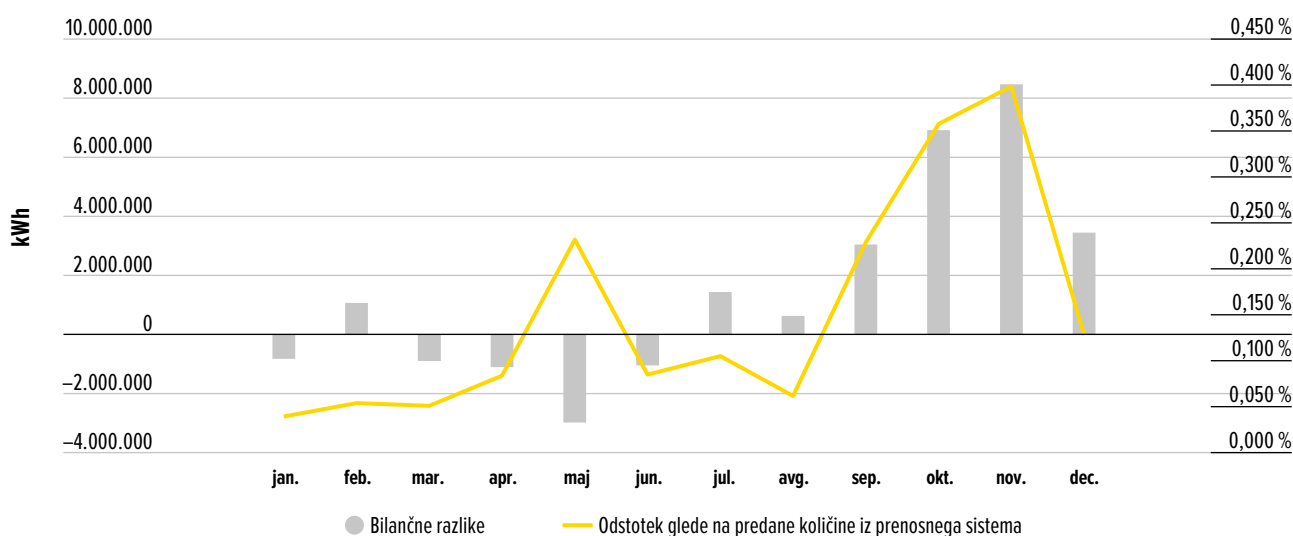
**Slika 66: Uspešnost izravnave dnevnih odstopanj in uravnoteženja prenosnega sistema v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

Bilančne razlike so v letu 2015 znašale 31,9 GWh, od tega je bilo 78 % pozitivnih bilančnih razlik. Opazen je izrazit porast bilančnih razlik v zadnjem četrtletju 2015, ko so dosegle 0,4 % vseh mesečno predanih količin iz prenosnega sistema.

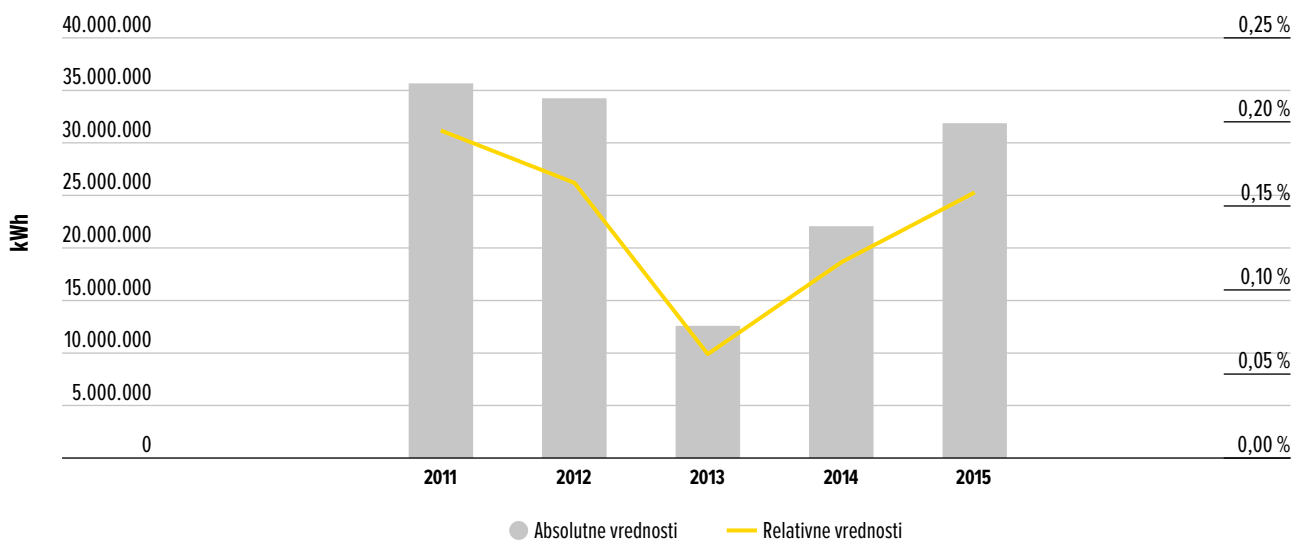
**Slika 67: Bilančne razlike po mesecih v letu 2015**



Vir: agencija

V opazovanem petletnem obdobju se trend gibanja bilančnih razlik po letu 2013, ko je dosegel najnižjo vrednost, ponovno zvišuje. V letu 2015 se je količina bilančnih razlik glede na skupne predane količine iz prenosnega sistema skoraj povsem izenačila z vrednostjo iz leta 2012.

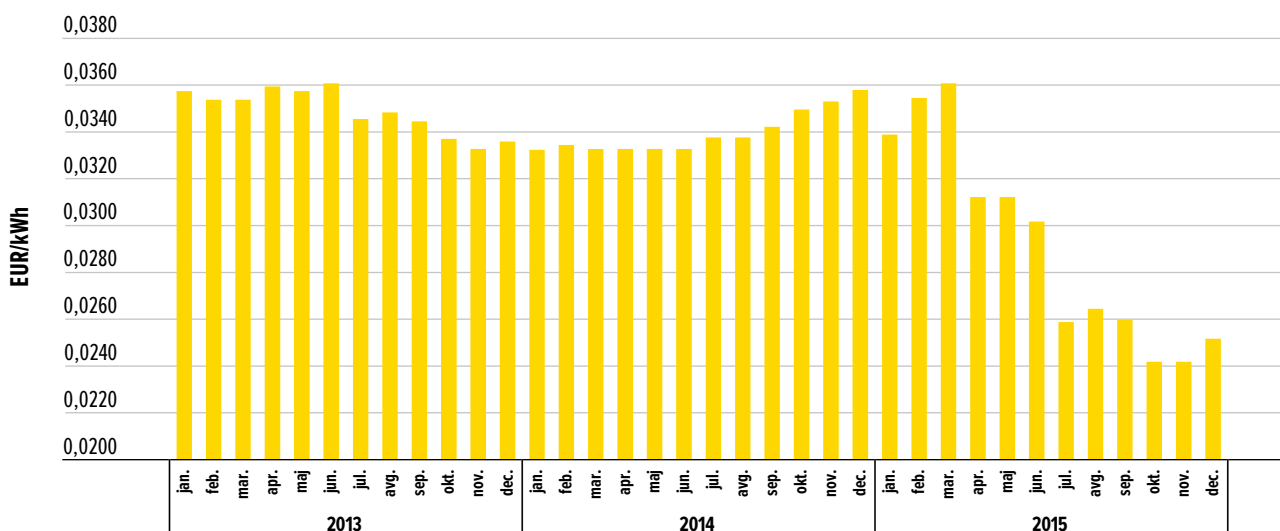
**Slika 68: Trend gibanja bilančnih razlik v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

Podlaga za obračun odstopanj, bilančnih razlik in lastne rabe je bila do uveljavitve novih pravil osnovna cena zemeljskega plina  $C_B$ , ki je v 2015 v povprečju znašala 0,0292 EUR/kWh, kar je 14 % manj kot leto prej.

**Slika 69: Gibanje cene  $C_B$  v obdobju 2013–2015**



Vir: Plinovodi

Operater prenosnega sistema ni imel dostopa do skladiščnih zmogljivosti oziroma terminala za utekočinjen zemeljski plin, niti ni ponujal storitev prilagodljive notranje zmogljivosti plinovoda.

#### 4.2.2.2 Sekundarni trg s prenosnimi zmogljivostmi

Po spremembi pravil, ki urejajo delovanje sekundarnega trga, konec leta 2014, je trgovanje na sekundarnem trgu potekalo na mejnih vstopno-izstopnih točkah. Trgovanje na vstopnih točkah je predstavljalo slabi dve tretjini vseh podzakupljenih zmogljivosti, od tega je trgovanje v vstopni točki Ceršak predstavljalo 98 % vseh podzakupov vstopnih zmogljivosti.

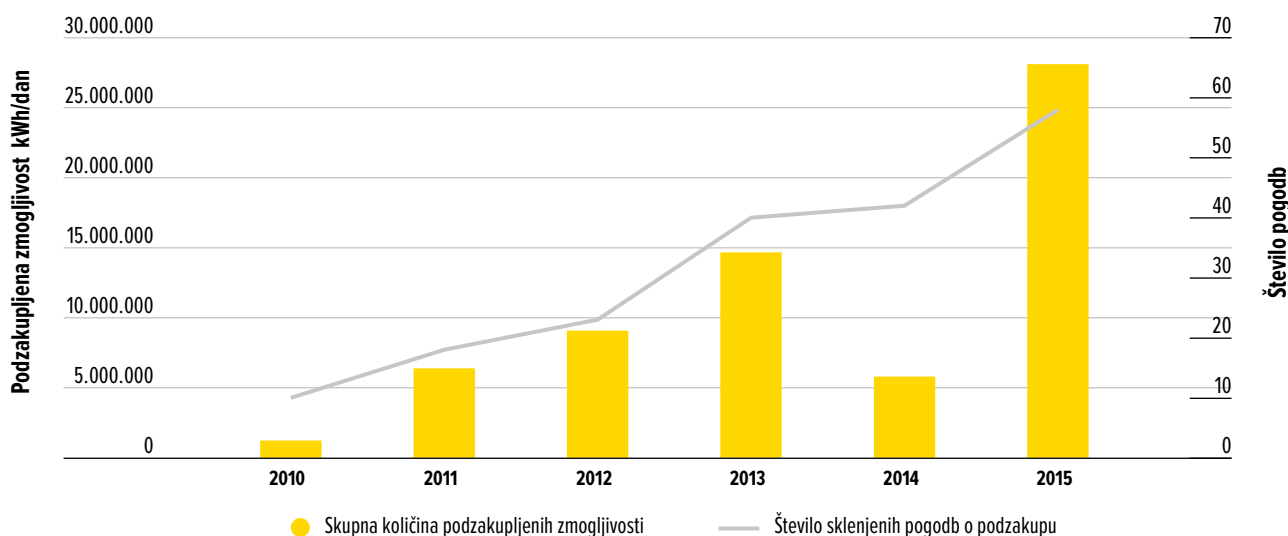
**Tabela 25: Trgovanje s prenosnimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu**

	Mejne vstopne točke	Mejne izstopne točke
Število ponudnikov prenosnih zmogljivosti	25	4
Število ponudb	48	12
Skupna količina ponujenih zmogljivosti v kWh/dan	17.371.097	10.852.000
Število povpraševalcev po zmogljivostih	24	4
Število povpraševanj	46	12
Skupna količina povpraševanih zmogljivosti v kWh/dan	17.258.957	10.852.000
Število ponudnikov, ki so prodali prenosno zmogljivost	24	4
Število povpraševalcev, ki so zakupili prenosno zmogljivost	17	5
Število sklenjenih pogodb o podzakupu	46	12
Skupna količina podzakupljenih zmogljivosti v kWh/dan	17.258.957	10.852.000
Število zavrženih podzakupov	0	0

Vira: agencija, Plinovodi

V 2015 je bilo sklenjenih 58 pogodb o podzakupu, kar je 38 % več kot leto prej. Največje spremembe so bile na izstopni točki Rogatec, kjer se v letu 2014 ni trgovalo, v letu 2015 pa je bilo podzakupljenih zmogljivosti v višini 10,8 GWh/dan.

**Slika 70: Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi**



Vira: agencija, Plinovodi

#### 4.2.2.3 Prognoziranje nednevno merjenih prevzemov uporabnikov prenosnega sistema

Agencija je na podlagi kodeksa omrežja za izravnavo odstopanj za plin v prenosnih sistemih kot nacionalni regulativni organ v območju izravnave plinskih sistemov Republike Slovenije v oktobru 2015 imenovala kot pripravljavca prognoz v območju izravnave plinskih sistemov Republike Slovenije operaterja prenosnega sistema, družbo Plinovodi.

Operater prenosnega sistema bo kot pripravljavec prognoz odgovoren za pripravo prognoz ne dnevno merjenih prevzemov uporabnika prenosnega sistema in po potrebi naknadnih dodelitev predanih količin zemeljskega plina nosilcem bilančnih skupin ter za pripravo metodologije za prognoziranje.

## 4.2.2.4 Večletni razvoj plinovodnega omrežja

### 4.2.2.4.1 Naložbe v prenosni sistem zemeljskega plina

Investicijska dejavnost operaterja prenosnega sistema se je v letu 2015 umirila in je obsegala predvsem priprave na izvajanje projektov razvojnega načrta v naslednjih letih. Tako je operater prenosnega sistema v letu 2015 za gradnjo in obnovo prenosnega sistema namenil samo 4,4 milijona evrov, kar je 14 % vrednosti iz leta 2014. Vsa potrebna finančna sredstva je operater pokrtil iz amortizacije osnovnih sredstev.

Agencija je operaterju prenosnega sistema izdala soglasje k razvojnemu načrtu (Desetletni razvojni načrt prenosnega plinovodnega omrežja za obdobje 2016–2025). Razvojni načrt operaterja prenosnega sistema je vsebinsko usklajen z 10-letnim načrtom ENTSOG TYNDP 2015. V letu 2015 je operater prvič agenciji predložil tudi naložbeni načrt (Naložbeni načrt za obdobje 2016–2018), pripravljeno v skladu z metodologijo za pripravo in ocenitev naložbenega načrta. Agencija je naložbeni načrt potrdila hkrati z izdajo soglasja k razvojnemu načrtu.

**Tabela 26: Pomembnejše investicijske aktivnosti v obdobju 2016–2018**

Projekt	Dejavnosti
Center vodenja	Vsebinska in tehnološka nadgradnja in integracija sistemov vodenja
M5 Vodice–Jarše, R51 Jarše–TE-TOL	Priključitev termoenergetskega objekta
MRP Godovič	Priključitev distribucijskega sistema v Občini Idrija
MMRP Rogatec – dograditev	Omogočanje dvosmernih zmogljivosti z obrnjenim tokom
SZP	Priključitev polnilnic stisnjene zemeljskega plina

Vira: agencija, Plinovodi

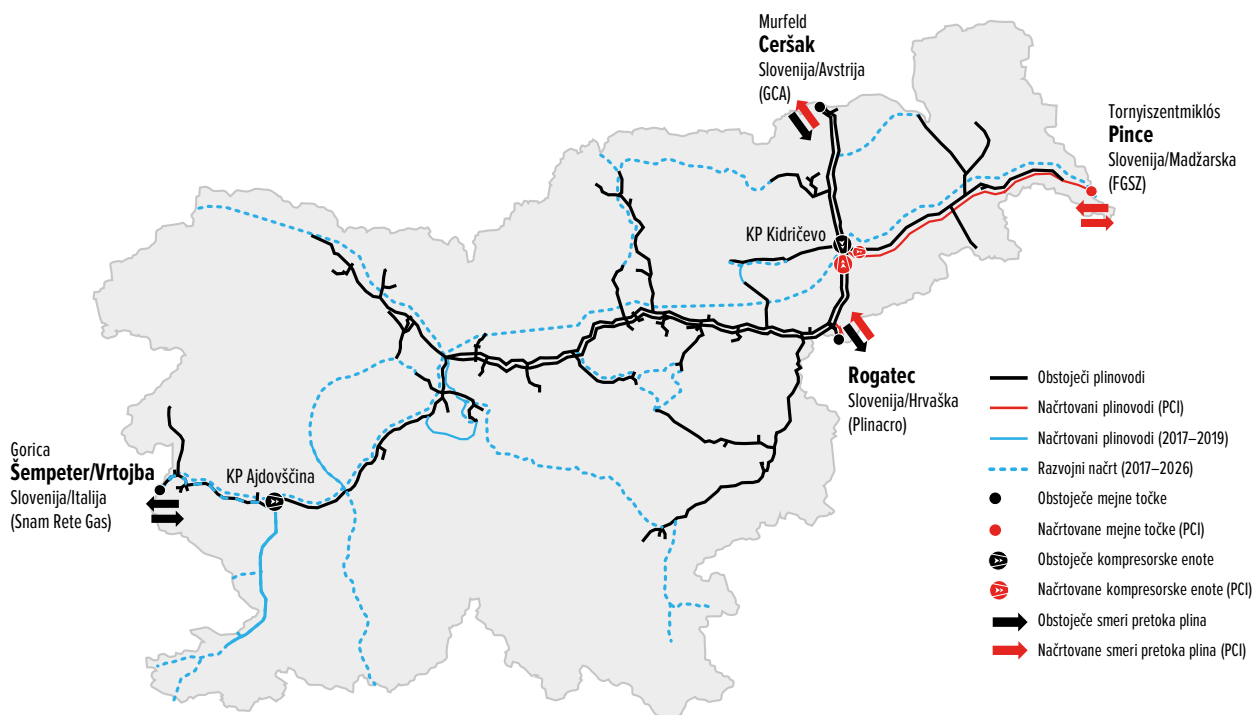
Izmed projektov, ki jih je operater prenosnega sistema predlagal za pridobitev statusa projekta skupnega interesa (projekti PCI), je Evropska komisija ob koncu 2015 z novo delegirano uredbo o uvedbi drugega seznama projektov skupnega interesa potrdila naslednje projekte:

- plinovodna povezava Slovenije z Madžarsko (R15/1 Pince–Lendava–Kidričevo);
- grozd projektov za povezavo Hrvaške, Slovenije in Avstrije, med katerimi so trije slovenski projekti (2. faza razširitve kompresorske postaje Kidričevo, rekonstrukcija mejne točke Ceršak in rekonstrukcija mejne točke Rogatec).

Izvedba potrjenih projektov PCI je v veliki meri vezana na izgradnjo terminala utekočinjenega zemeljskega plina na otoku Krku kot tudi na zmogljivost terminala in izkazan interes za transport plina iz tega terminala.

Operater prenosnega sistema med večjimi projekti v prihodnje načrtuje tudi gradnjo plinovodne povezave Ajdovščina–Lucija, ki bi omogočila plinifikacijo primorske regije.

Slika 71: Obstoječi in načrtovani objekti prenosnega sistema v naslednjih letih



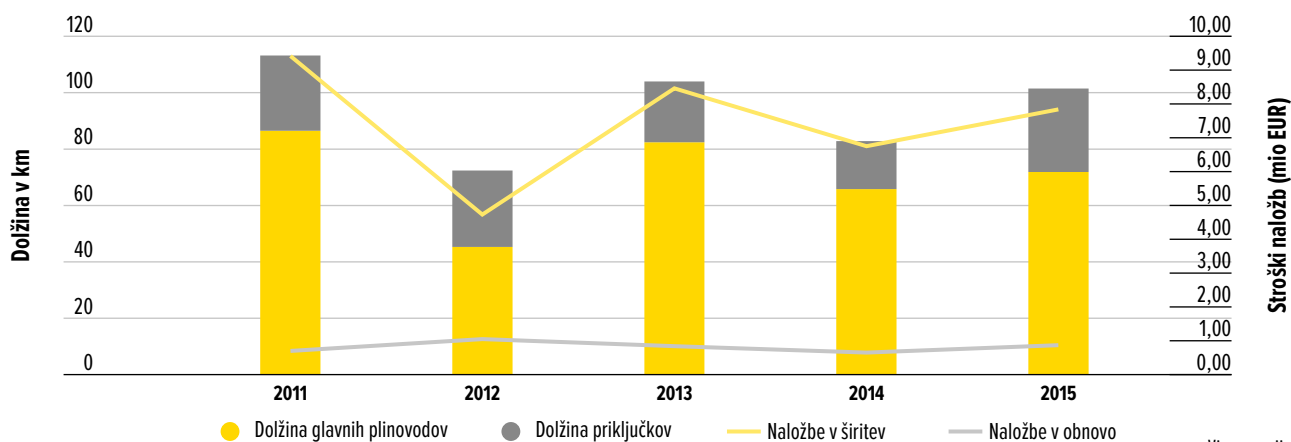
Vir: Plinovodi

#### 4.2.2.4.2 Naložbe v distribucijska omrežja zemeljskega plina

Operaterji distribucijskih sistemov so za razširitve omrežij v letu 2015 zgradili 101 kilometer novih plinovodov, kar je 22 % več kot leto prej. V zadnjih treh letih se padajoči trend izgradnje novih plinovodov, ki se je začel z ekonomsko-finančno krizo, popravlja, kljub temu pa je letni prirastek novih plinovodov glede na skupno dolžino distribucijskih omrežij majhen, saj znaša le 2 %.

Obnovljeni so bili štiri kilometri distribucijskih plinovodov. Skupna vrednost naložb v infrastrukturo distribucijskih sistemov je znašala 8,7 milijona evrov, od tega so naložbe v širitev distribucijskega sistema znašale 7,8 milijona evrov oziroma 90 % vseh naložb.

Slika 72: Trend izgradnje novih plinovodov in stroški naložb

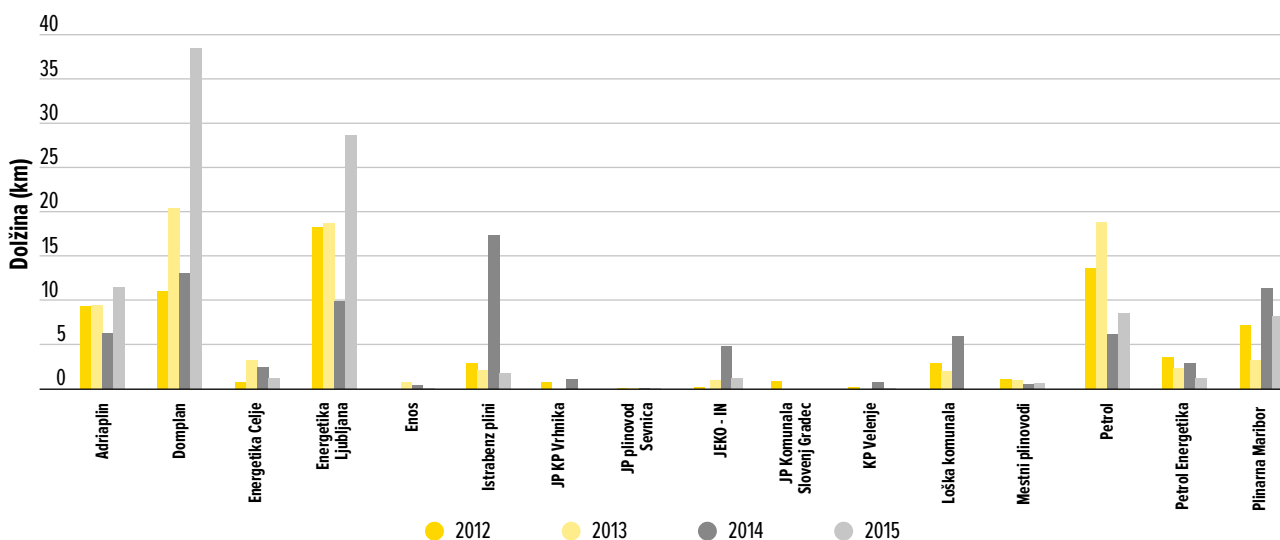


Vir: agencija

Slika 72 prikazuje intenzivnost izgradnje novih plinovodov posameznih operaterjev distribucijskih sistemov. Intenzivneje se z izgradnjo novih plinovodov ukvarja pet operaterjev distribucijskih sistemov. V povprečju je vsak operater distribucijskega sistema v letu 2015 zgradil 6,3 kilometra novih plinovodov.



**Slika 73: Dolžina novih distribucijskih vodov v obdobju 2012–2015**

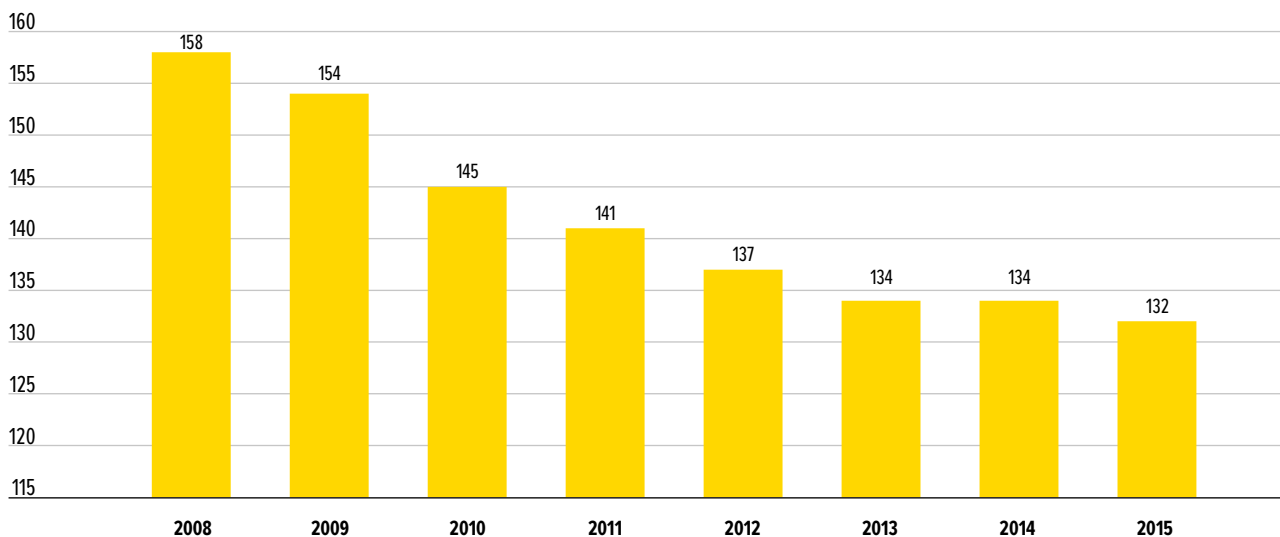


Vir: agencija

#### 4.2.2.5 Varnost in zanesljivost obratovanja ter kakovost storitev

V letu 2015 sta se dva industrijska odjemalca odklopila s prenosnega sistema, en industrijski odjemalec pa je šel v stečaj. Število končnih odjemalcev, priključenih neposredno na prenosni sistem, tako nadaljuje večletni padajoči trend.

**Slika 74: Število končnih odjemalcev na prenosnem sistemu**



Vir: agencija

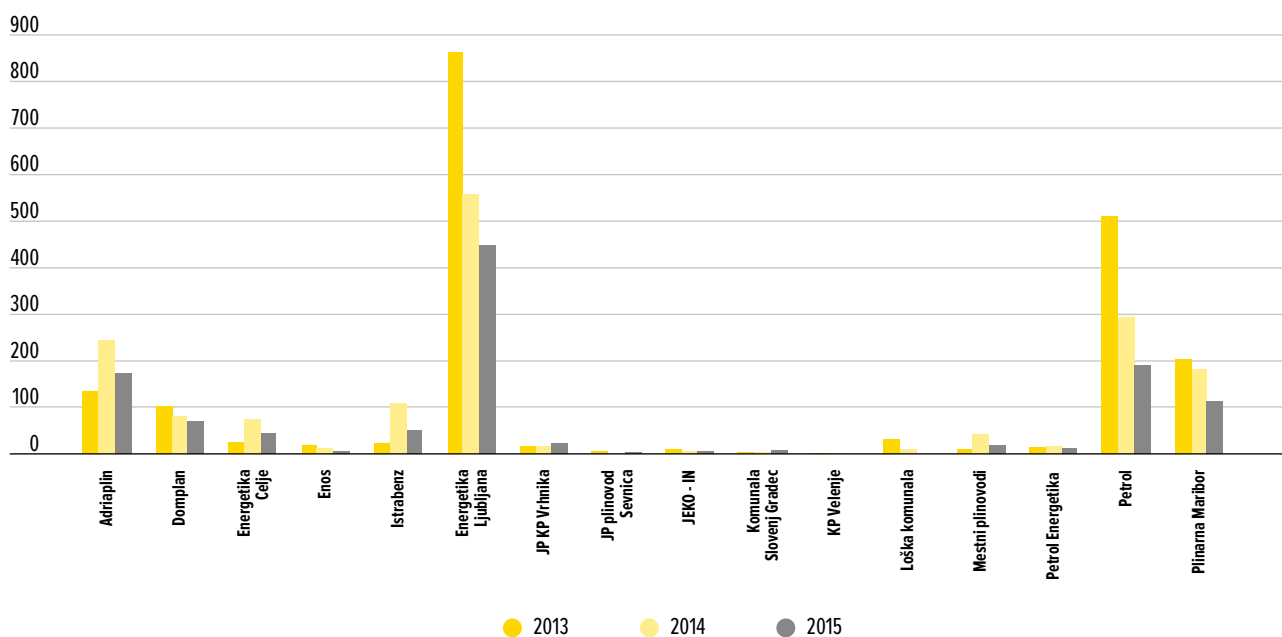
Največja dnevna konična obremenitev prenosnega omrežja je bila zabeležena 9. februarja 2015 in je znašala 1.788.832 kWh/h. Prenos zemeljskega plina je potekal v skladu z načrti in brez obratovalnih motenj.

Tudi v letu 2015 je bila najbolj obremenjena prenosna smer M1 – Rogatec v smeri proti Hrvaški. V tej točki je bila izmerjena tudi najvišja dnevna stopnja izkoriščenosti tehnične zmogljivosti, ki je dosegla 79,3 %, kar je za 12 % manj kot v predhodnem letu. Tudi najvišja mesečna stopnja izkoriščenosti tehnične zmogljivosti, 78,1 %, je bila dosežena v izstopni točki Rogatec in je bila za 9,1 % višja kot leto prej. Tudi povprečne mesečne izkoriščenosti prenosnih zmogljivosti so bile s 44,3 % najvišje v smeri proti Hrvaški.

Operater sistema je na prenosnem sistemu opravil 12 načrtovanih in 320 nenačrtovanih del. Zaradi načrtovanih del je moral enkrat za 48 ur prekiniti dobavo. Zaradi nenačrtovanih del, ki so skupaj trajala 789 ur, prekinitve dobav ni bilo.

Leta 2015 so operaterji distribucijskih sistemov na novo priključili 1168 odjemalcev, kar je skoraj 30 % manj kot leta 2014. Število novih odjemalcev v posameznem letu obdobja 2013–2015 je prikazano na sliki 75.

**Slika 75: Število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2013–2015**



Vir: agencija

Povprečni čas trajanja celotnega postopka priključitve novih odjemalcev na distribucijski sistem je znašal približno 25 dni po oddaji vloge za priključitev. Pri operaterju distribucijskega sistema, ki je potreboval največ časa, pa je celotni postopek v povprečju trajal 60 dni. Fizična priključitev na omrežje je bila povprečno izvedena v manj kot sedmih dneh, pri 11 operaterjih distribucijskih sistemov pa v manj kot treh dneh.

Operater prenosnega sistema je v letu 2015 izdal 13 soglasij za priključitev in izvedel šest priključitev na prenosni sistem. Povprečni čas trajanja fizičnega priklopa je znašal 49 dni, skupaj z upravnim postopkom pa 63 dni.

Z izvajanjem rednih in izrednih vzdrževalnih del so operaterji distribucijskih sistemov zemeljskega plina zagotavljali funkcionalnost sistemov ter zanesljivo in varno delovanje omrežja. Operaterji na distribucijskih sistemih so izvedli več kot 4100 del v skupnem trajanju okoli 110.000 ur. V primerjavi s predhodnim letom se je število izvedenih načrtovanih del znižalo za slabih 9 %, skupni čas trajanja teh del pa za dobrih 7 %.

Izvajanje načrtovanih del je povzročilo 1368 ur prekinitve dobave zemeljskega plina odjemalcem, pri čemer pri sedmih operaterjih prekinitve ni bilo, štirje pa so imeli skupni čas prekinitve pod 20 ur. Čas posamezne prekinitve je znašal najmanj eno uro in največ 72 ur.

Nenačrtovanih posegov na distribucijskih sistemih je bilo 425 oziroma 10 % manj kot v predhodnem letu. Povprečen čas trajanja prekinitve je znašal od slabih dveh pa do 38 ur. Tovrstna dela na distribucijskih sistemih kot posledica višje sile ali delovanja tretjih oseb so 12 operaterjem povzročila 83 prekinitve distribucije zemeljskega plina v skupnem trajanju 482 ur. Čas trajanja tovrstnih prekinitve se je v primerjavi z letom 2014 zvišal za skoraj 30 %. Po zbranih podatkih tovrstnih prekinitve ni bilo pri treh operaterjih distribucijskih sistemov.

---

## 4.2.3 Omrežnine za prenosni in distribucijske sisteme zemeljskega plina

### 4.2.3.1 Določitev omrežnine

Omrežnino za prenosni in distribucijske sisteme določijo operaterji sistema v regulativnem okviru s soglasjem agencije. Podlagi za določitev omrežnine za leto 2015 za prenosni sistem sta bila Akt o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za prenosno omrežje zemeljskega plina in Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina ter za distribucijske sisteme Akt o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za distribucijsko omrežje zemeljskega plina in Akt o metodologiji za obračunavanje omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina. Vse štiri navedene akte je pripravila in sprejela agencija.

V navedenih dveh metodologijah za določitev omrežnine so določeni načina, pogoji in metoda določanja omrežnine ter kriteriji za ugotavljanje upravičenih stroškov operaterja sistema, med katere sodijo tudi spodbude za učinkovitejše poslovanje operaterja sistema. Za določitev omrežnine se uporablja metoda regulirane omrežnine, ki določa vzročno-posledično povezavo upravičenih stroškov in prihodkov operaterja sistema. Omrežnina, ki je v letu 2015 predstavljala del cene za uporabo sistema, je letni regulirani prihodek operaterja sistema, namenjen pokrivanju upravičenih stroškov operaterja kot izvajalca gospodarske javne službe.

Operaterji sistema za regulativno obdobje, ki je določeno na podlagi metodologije za določitev omrežnine, določijo regulativni okvir tako, da se z omrežnino zagotavlja pokrivanje stroškov, ki so nujno potrebni za opravljanje tovrstne dejavnosti. Sem sodijo stroški delovanja in vzdrževanja, stroški amortizacije in reguliran donos na sredstva. Pri določitvi omrežnine operaterji sistemov upoštevajo tudi druge prihodke iz opravljanja dejavnosti ter presežke in primanjkljaje omrežnine iz preteklih let. Za leto 2015 je operater prenosnega sistema v regulativnem okviru določil upravičene stroške v višini 49,8 milijona evrov in posamezni operaterji distribucijskih sistemov skupaj v višini 57,5 milijona evrov. Operaterji sistema morajo po zaključku posameznega koledarskega leta ugotoviti odstopanje od regulativnega okvira za to koledarsko leto. Odstopanje od regulativnega okvira se ugotavlja kot razlika med načrtovanimi in dejanskimi upravičenimi stroški ter kot razlika med načrtovanimi in dejanskimi viri za pokrivanje upravičenih stroškov operaterja sistema. Agencija izda posebno odločbo, če odstopanja, ki jih je ugotovil posamezni operater sistema, niso določena skladno z metodologijo agencije.

V letu 2015 je agencija izdala splošna akta, ločeno za prenosni sistem in za distribucijski sistem, s katerima je določila metodologiji za določitev regulativnega okvira za regulativno obdobje od 1. januarja 2016 do 31. decembra 2018, s katerima je uveljavila kriterije za določitev regulativnega okvira in način določitve njegove za navedeno obdobje. Agencija je dala soglasje k regulativnemu okviru operaterja prenosnega sistema, v katerem je operater prenosnega sistema za navedeno triletno obdobje določil upravičene stroške v višini 181,6 milijona evrov, in k regulativnim okvirom, s katerimi so posamezni operaterji distribucijskih sistemov za navedeno triletno obdobje določili upravičene stroške skupaj v višini 163,4 milijona evrov.

### 4.2.3.2 Obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina

Omrežnina za prenosni sistem je odvisna od zakupljene pogodbene prenosne zmogljivosti, prenesene količine zemeljskega plina, uporabljene merilne naprave in upoštevanja preostalih parametrov iz metodologije za obračunavanje omrežnine. Omrežnina za prenosni sistem zemeljskega plina se zaračunava uporabnikom prenosnega sistema z naslednjimi tarifnimi postavkami:

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

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

Metoda za obračunavanje omrežnine za vstopne točke in izstopne točke temelji na metodi vstopno-izstopnih točk, kar pomeni sistem enotnih tarifnih postavk za posamezno vstopno ali izstopno

točko. Obračunavanje omrežnine za vstopne ali izstopne točke upošteva pogodbeno dogovorjen zakup zmogljivosti.

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

Vstopne in izstopne tarifne postavke so se v letu 2015 glede na leto 2014 v povprečju zvišale za 2,1 %. Vstopne tarifne postavke se obračunajo uporabnikom sistema za zakup vstopne zmogljivosti. Za leto 2015 so bile določene vstopne tarifne postavke za mejne točke (Rogatec, Šempeter in Ceršak) in so znašale od 0,07809 do 0,10737 EUR/kWh/dan. Vstopna tarifna postavka za notranje točke ni bila določena, saj zemeljski plin ni vstopal v prenosni sistem znotraj Slovenije. Izstopne tarifne postavke za mejne točke so bile med 0,08616 in 0,09663 EUR/kWh/dan za standardni produkt letne zmogljivosti. Izstopna tarifna postavka za izstopne točke v Sloveniji pa je znašala 0,39976 EUR/kWh/dan.

#### 4.2.3.3 Omrežnine za distribucijske sisteme zemeljskega plina

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

Tarifne postavke za distribucijo so enotne za posamezne odjemne skupine na vseh geografskih območjih, kjer operater distribucijskega sistema opravlja dejavnost distribucije. Različne tarifne postavke za distribucijo pri istem operaterju distribucijskega sistema so le v določenih primerih, kjer sistemi med seboj niso primerljivi. Tarifne postavke za distribucijo za posamezne odjemne skupine se med posameznimi operaterji distribucijskih sistemov razlikujejo, saj imajo glede na značilnost sistema in strukturo odjemalcev operaterji različne stroške z izvajanjem dejavnosti distribucije. Odjemne skupine, v katere operaterji razvrščajo odjemalce, so določene skladno z metodologijo za obračunavanje omrežnine.

Tarifne postavke za distribucijo zemeljskega plina so bile določene v posameznih aktih o določitvi tarifnih postavk omrežnine za distribucijsko omrežje zemeljskega plina ter za posamezna geografska območja. Akti so bili objavljeni v Uradnem listu Republike Slovenije po predhodno prejetem soglasju agencije.

V letu 2015 se je v 79 občinah pri obračunu omrežnine uporabljalo 24 aktov o določitvi tarifnih postavk omrežnine za distribucijsko omrežje.

Omrežnina za distribucijo je odvisna od zakupljene pogodbene distribucijske zmogljivosti ali moči, distribuirane količine zemeljskega plina, uporabljene merilne naprave ter upoštevanja preostalih parametrov iz metodologije za obračunavanje omrežnine.

Operater distribucijskega sistema je uporabnikom omrežja zaračunaval omrežnino tako, da jim je na računu ločeno izkazoval:

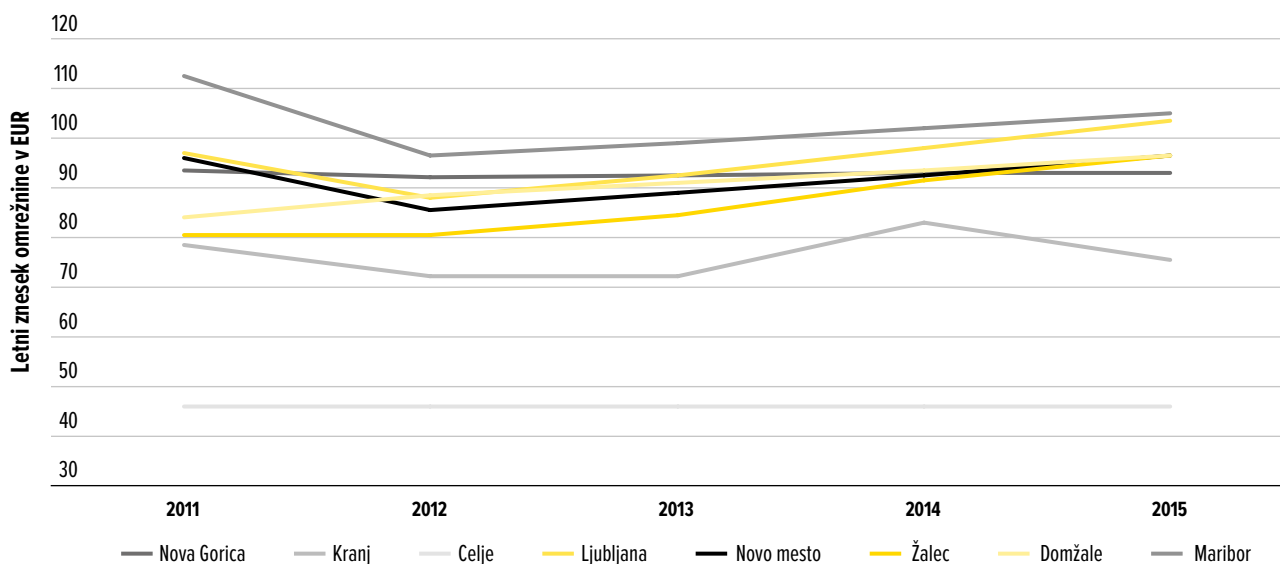
- znesek za distribucijo zemeljskega plina in
- znesek za izvajanje meritev.

V letu 2015 so vsi operaterji distribucijskih sistemov na računih, izdanih odjemalcem, zagotavljali ločeno izkazovanje zneska omrežnine od zneska dobave in dajatev.

Na slikah od 76 do 79 prikazano gibanje letnih zneskov omrežnine za distribucijo značilnim gospodinjstvom odjemalcem in srednje velikim industrijskim odjemalcem v posameznih letih obdobja 2011–2015 v osmih največjih občinah, kjer je oskrbovanih več kot 72 % vseh odjemalcev, kaže na relativno stabilen strošek omrežnine. Na obravnavanem območju distribucije se je v povprečju manjšim gospodinjstvom odjemalcem (odjemna skupina D1 z letno porabo 350 Sm<sup>3</sup>) letni znesek omrežnine v petih letih zvišal za slabe 4 %, znižal pa srednje velikim gospodinjstvom odjemalcem (odjemna skupina D2 z letno porabo 3000 Sm<sup>3</sup>) za okoli 13 % in velikim gospodinjstvom odjemalcem (odjemna skupina D3 z letno porabo 20.000 Sm<sup>3</sup>) za približno 3 %. Pri srednje velikih industrijskih odjemalcih (odjemna skupina I3 z letno porabo 800.000 Sm<sup>3</sup>) se je v istem obdobju v povprečju letni strošek omrežnine povešal za dober odstotek. Navedene spremembe letnih zneskov se nanašajo na območje vseh osmih največjih občin, medtem ko v obravnavanem petletnem obdobju spremembe

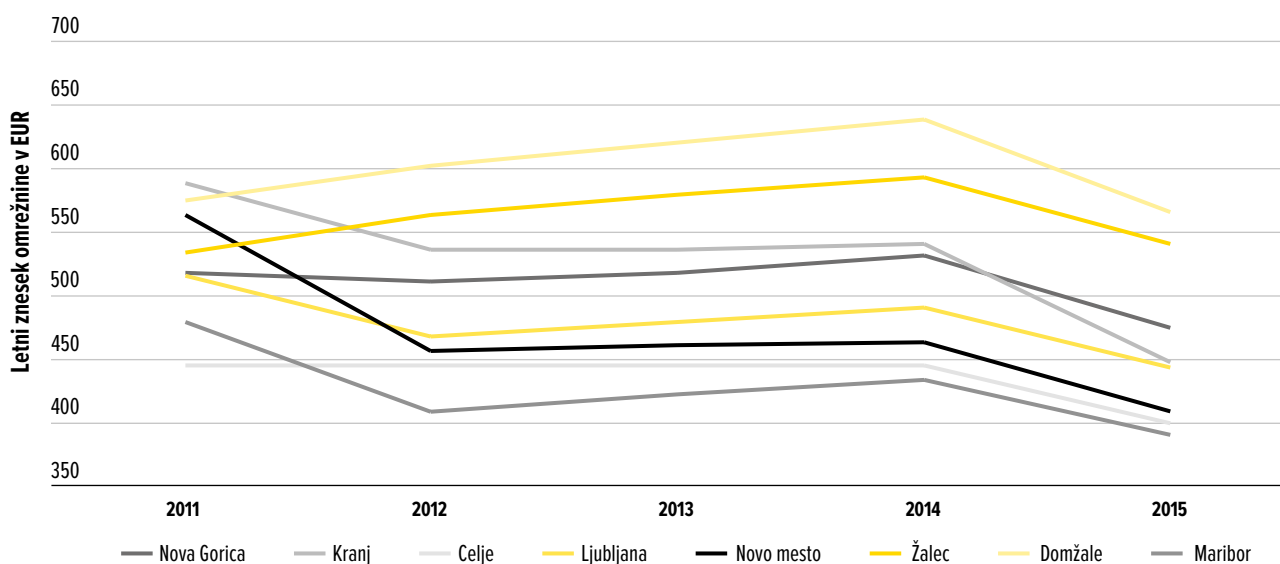
letnih zneskov omrežnin po občinah variirajo glede na ekonomsko-tehnične kriterije obratovanja distribucijskega sistema v posamezni občini. Razlike v višini letnih zneskov omrežnine po posameznih občinah so odraz neprimerljivih struktur odjemalcev in njihovega odjema ter tudi starosti in obsega distribucijskih sistemov.

**Slika 76: Letni znesek omrežnine za distribucijo za manjše gospodinjse odjemalce – D1 [350 Sm<sup>3</sup>]**



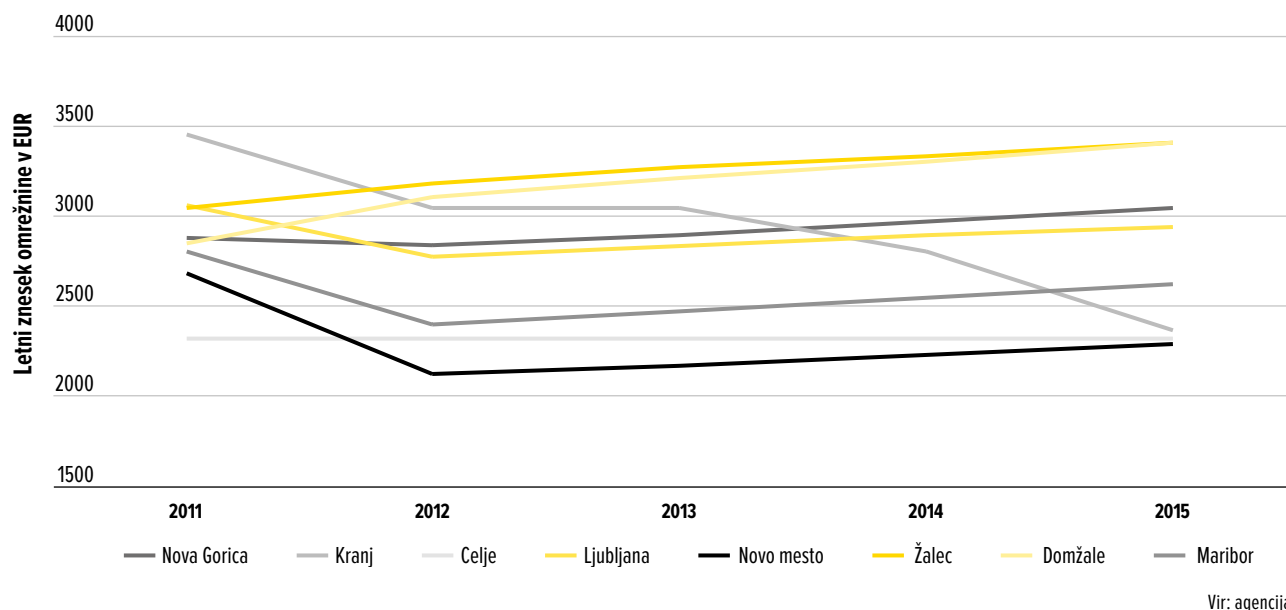
Vir: agencija

**Slika 77: Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinjse odjemalce – D2 [3000 Sm<sup>3</sup>]**



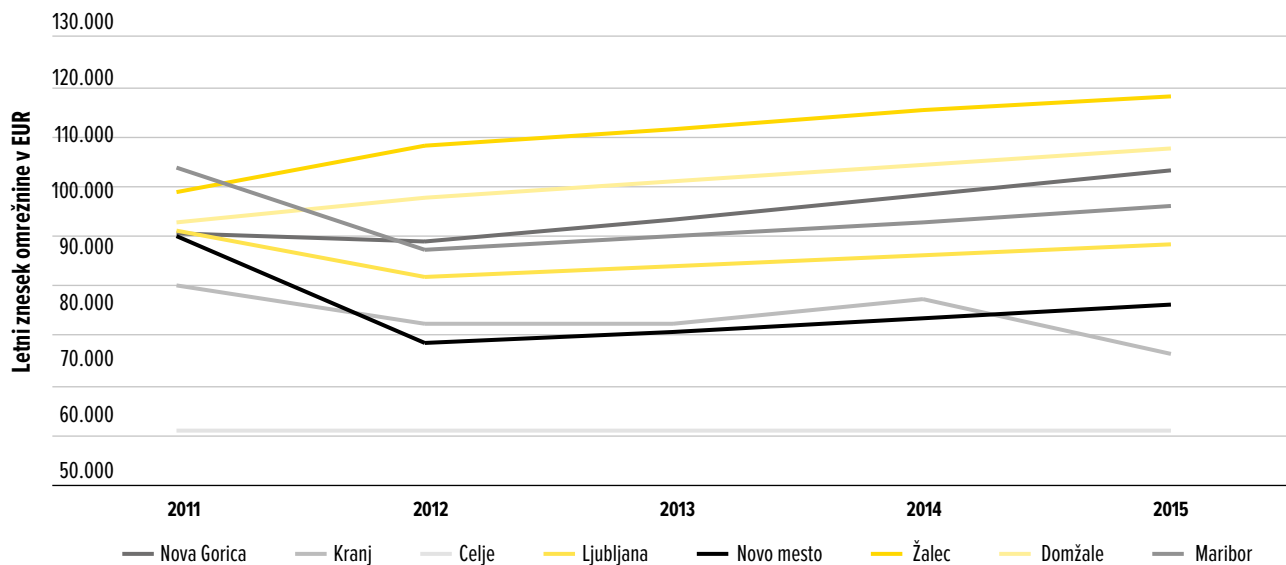
Vir: agencija

**Slika 78: Letni znesek omrežnine za distribucijo za velike gospodinjstve – D3 [20.000 Sm<sup>3</sup>]**



Vir: agencija

**Slika 79: Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 [800.000 Sm<sup>3</sup>]**



Vir: agencija

#### 4.2.4 Zmogljivost na mejnih točkah

Slovenski prenosni sistem je s sosednjimi prenosnimi sistemi povezan v treh točkah, in sicer v Ceršaku, Rogatcu in Šempetru. Prenos zemeljskega plina skozi mejno točko Ceršak je omogočen le v smeri iz Avstrije proti Sloveniji, v mejni točki Rogatec pa je prenos omogočen le v smeri Slovenija-Hrvaška. Na mejnih točkah Rogatec in Šempeter ima operater prenosnega sistema izvezetje iz zagotavljanja dvosmerne zmogljivosti. Prenos zemeljskega plina skozi mejno točko Šempeter je omogočen v obe smeri, v letu 2015 pa je zemeljski plin prvič tekkel iz Slovenije v Italijo. Prenos zemeljskega plina v Italijo je sedaj mogoč zaradi dograditve prenosnega sistema od Ceršaka do Vodice, povečanja moči kompresorske postaje v Kidričevem in predelave mejne merilno-regulacijske postaje v Šempetru. Plin je iz Slovenije v Italijo tekkel več kot 40 dni.

Zmogljivosti so se dodeljevale na podlagi tržnih metod. Tržna metoda dodeljevanja zmogljivosti so dražbe prenosnih zmogljivosti, ki potekajo na različnih rezervacijskih platformah. Uporabniki, ki želijo zakupiti zmogljivosti na vstopnih in izstopnih mejnih točkah, lahko to storijo od novembra 2014 prek spletne rezervacijske platforme PRISMA. V letu 2014 so potekale dražbe mesečnih in dnevni standardnih produktov zmogljivosti, v letu 2015 pa so bile skladno z dražbenim koledarjem izvedene poleg dražb za mesečne in dnevne zmogljivosti tudi dražbe letnih in četrletnih standardnih produktov zmogljivosti ter zmogljivosti znotraj dneva. Objavljenih je bilo več kot 4190 dražb, povprečni dnevni zakup zmogljivosti na mejnih vstopnih točkah pa je znašal 95.071 MWh/dan.

**Tabela 27: Dražbe prenosnih zmogljivosti v letu 2015**

Leto 2015	Število
Vse objavljene dražbe	4.191
Uspešne dražbe:	
letne	4
četrletne	10
mesečne	21
dnevne	74
znotraj dneva	4
Uspešne dražbe združenih zmogljivosti	5
Uspešne dražbe prekinljivih zmogljivosti	10

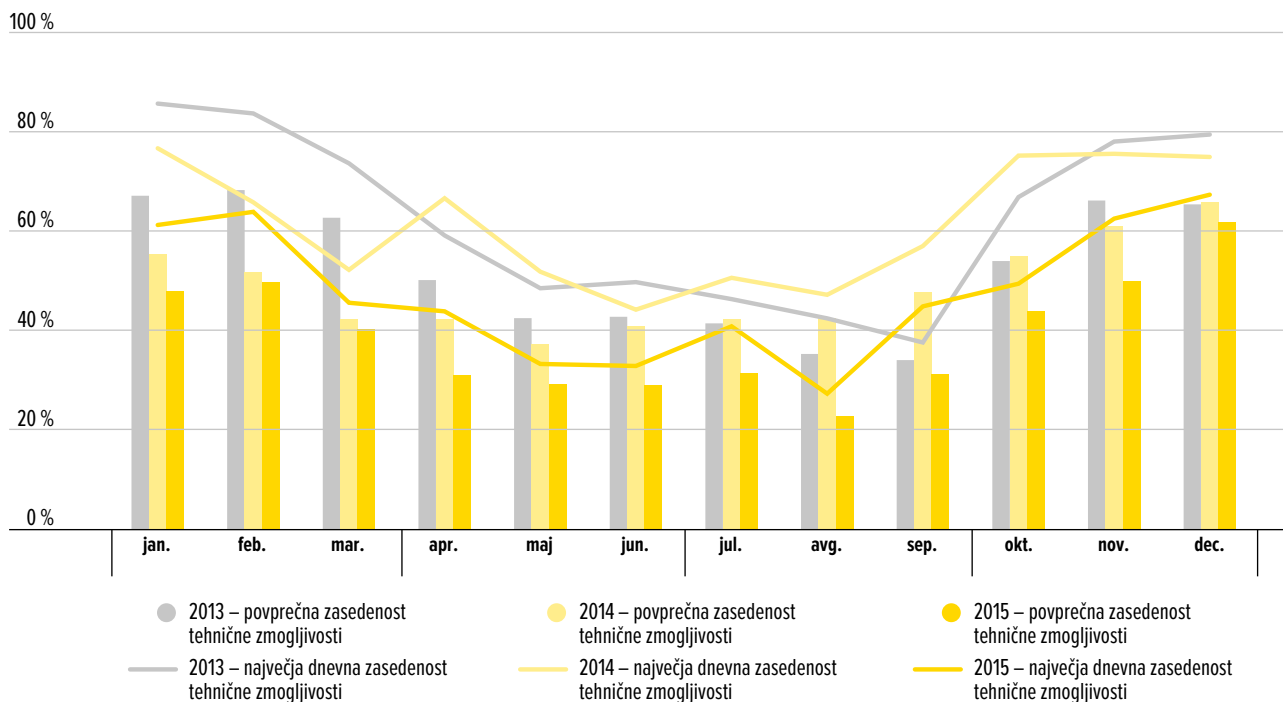
Vir: Plinovodi

Skladno z določili Sistemskih obratovalnih navodil za prenosni sistem zemeljskega plina in Uredbe Komisije (EU) št. 984/2013 o oblikovanju kodeksa omrežja za mehanizme za dodeljevanje zmogljivosti v prenosnih sistemih plina je operater prenosnega sistema na mejnih točkah Ceršak in Šempeter skupaj s sosednjima operaterjema prenosnih sistemov s 1. novembrom 2015 omogočil dodeljevanje združenih zmogljivosti. Dražbe združenih zmogljivosti uporabnikom sistema omogočijo hkratni zakup vstopne in izstopne zmogljivosti na mejni točki, pri čemer se tarifna postavka za združeno zmogljivost določi kot seštevek vstopne in izstopne tarifne postavke.

Ponujanje združenih zmogljivosti na mejni točki Rogatec v letu 2015 ni bilo mogoče, saj se je hrvaški operater prenosnega sistema Plinacro šele oktobra 2015 odločil, da bo za dodeljevanje zmogljivosti na tej mejni točki uporabil spletno rezervacijsko platformo PRISMA.

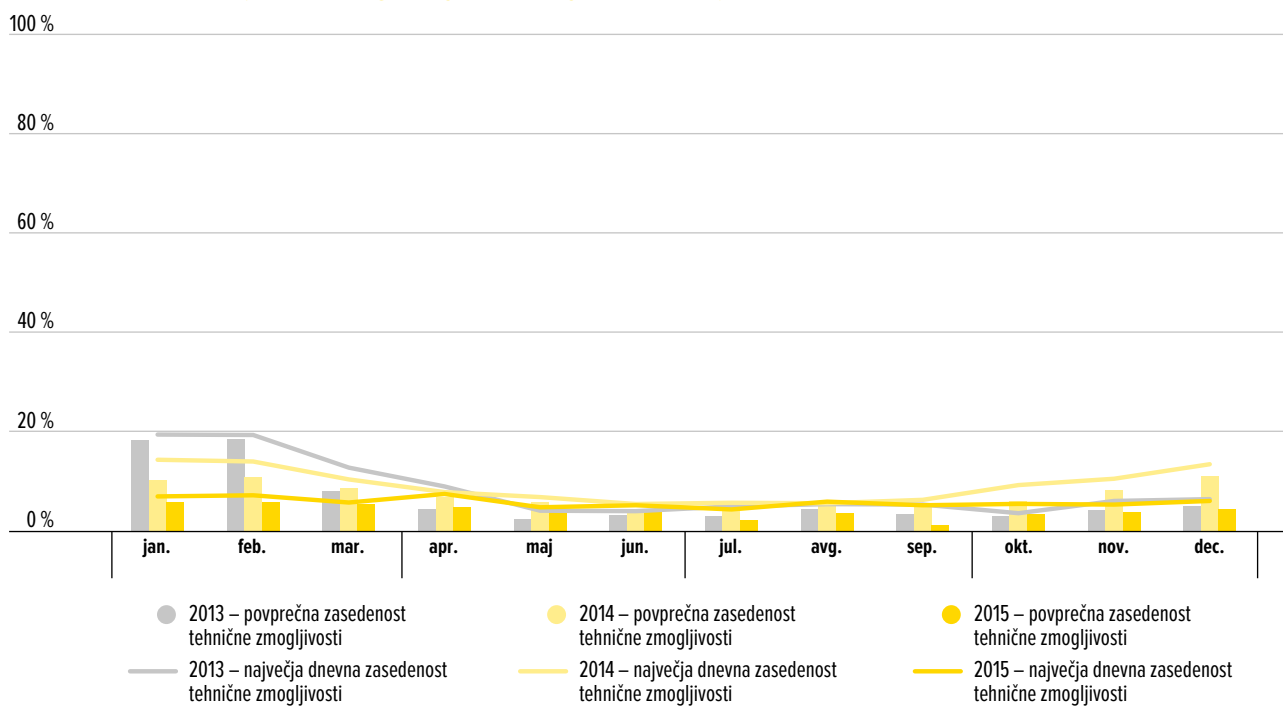
Operater prenosnega sistema je uporabnikom prenosnega sistema standardne produkte zmogljivosti obračunal skladno s splošnim aktom agencije, ki ureja obračunavanje omrežnine za prenosni sistem zemeljskega plina, in s strani operaterja prenosnega sistema določenimi tarifnimi postavkami omrežnine. Tarifne postavke omrežnine predstavljajo pridržano ceno iz Uredbe Komisije (EU) št. 984/2013 o oblikovanju kodeksa omrežja za mehanizme za dodeljevanje zmogljivosti v prenosnih sistemih plina.

**Slika 80: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti vstopnih zmogljivosti na mejni točki Ceršak (merilno-regulacijska postaja Ceršak)**



Vir: Plinovodi

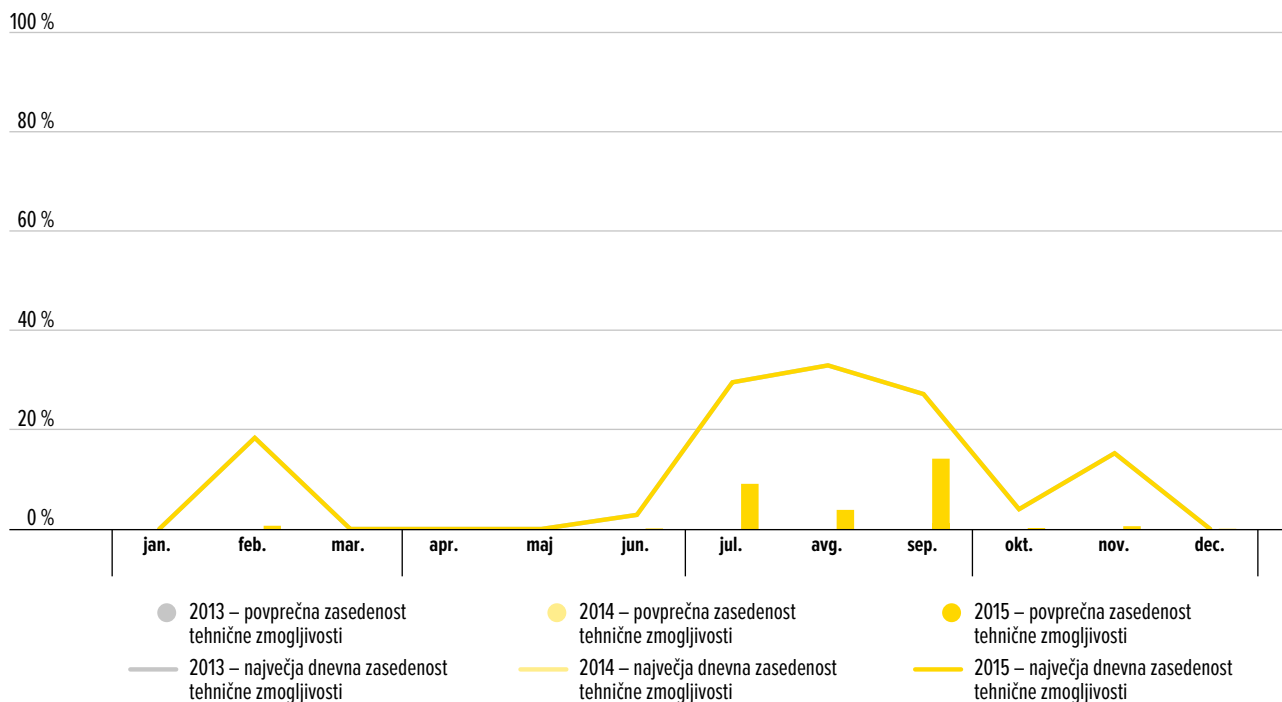
**Slika 81: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti vstopnih zmogljivosti na mejni točki Šempeter (merilno-regulacijska postaja Šempeter)**



Vir: Plinovodi

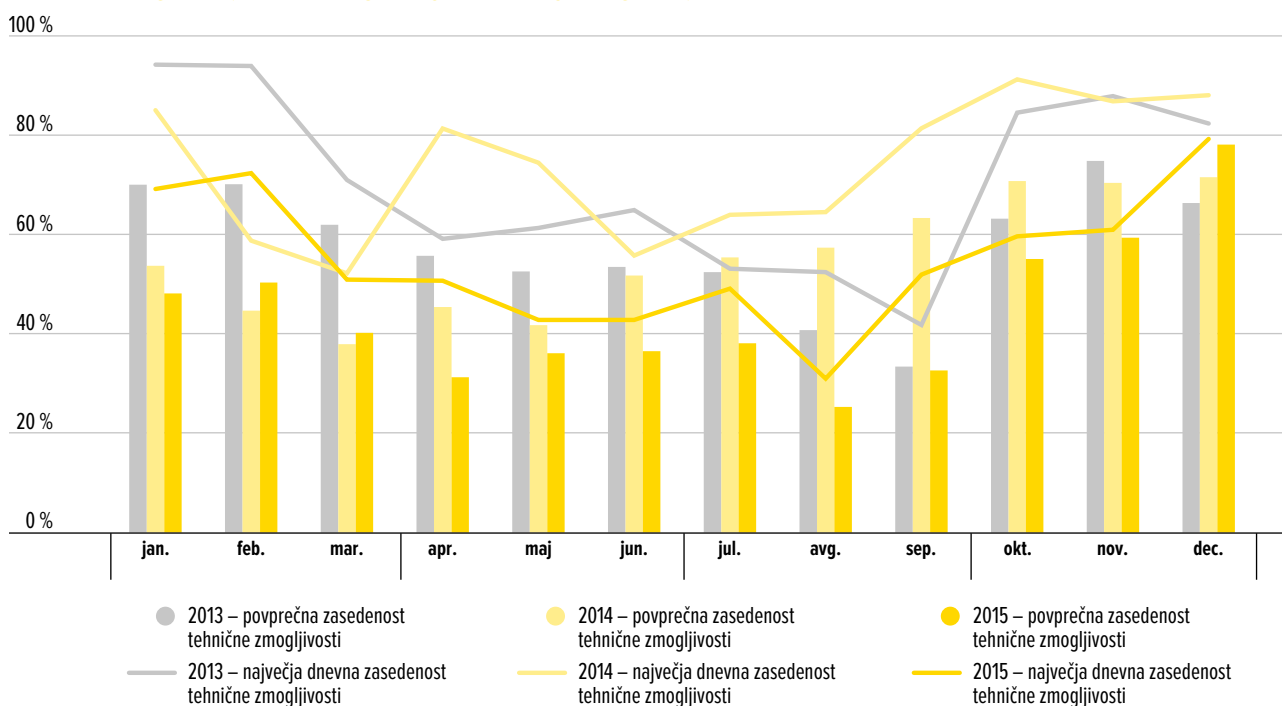


**Slika 82: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti izstopnih zmogljivosti na mejni točki Šempeter (merilno-regulacijska postaja Šempeter)**



Vir: Plinovodi

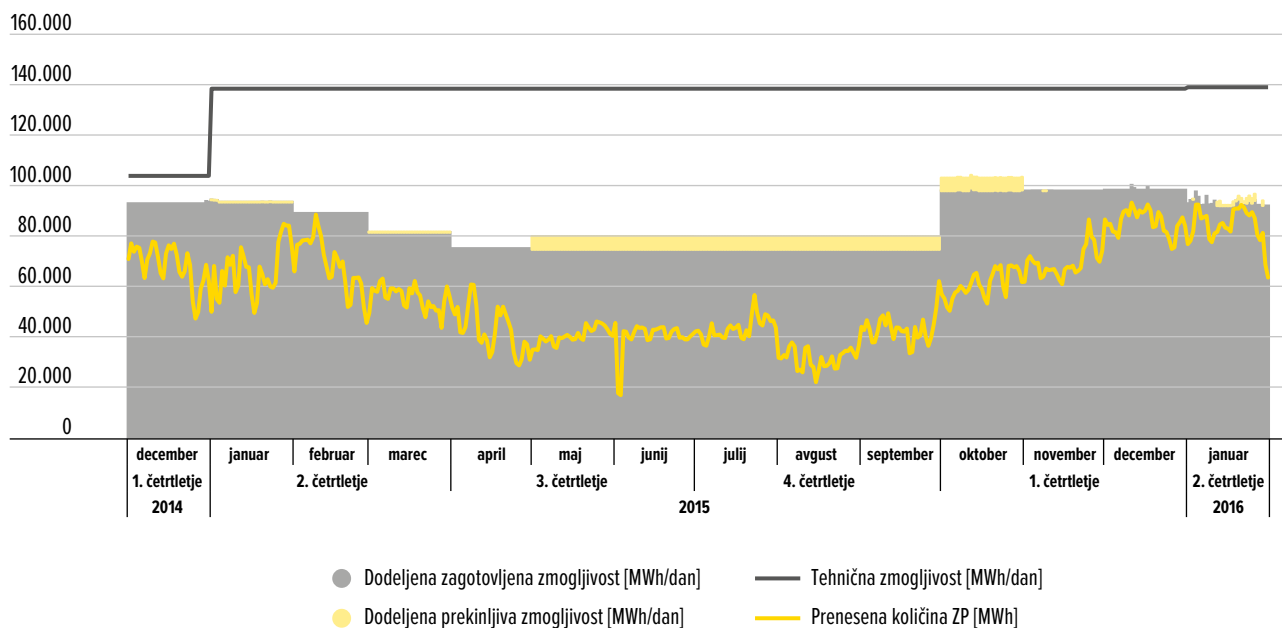
**Slika 83: Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti izstopnih zmogljivosti na mejni točki Rogatec (merilno-regulacijska postaja Rogatec)**



Vir: Plinovodi

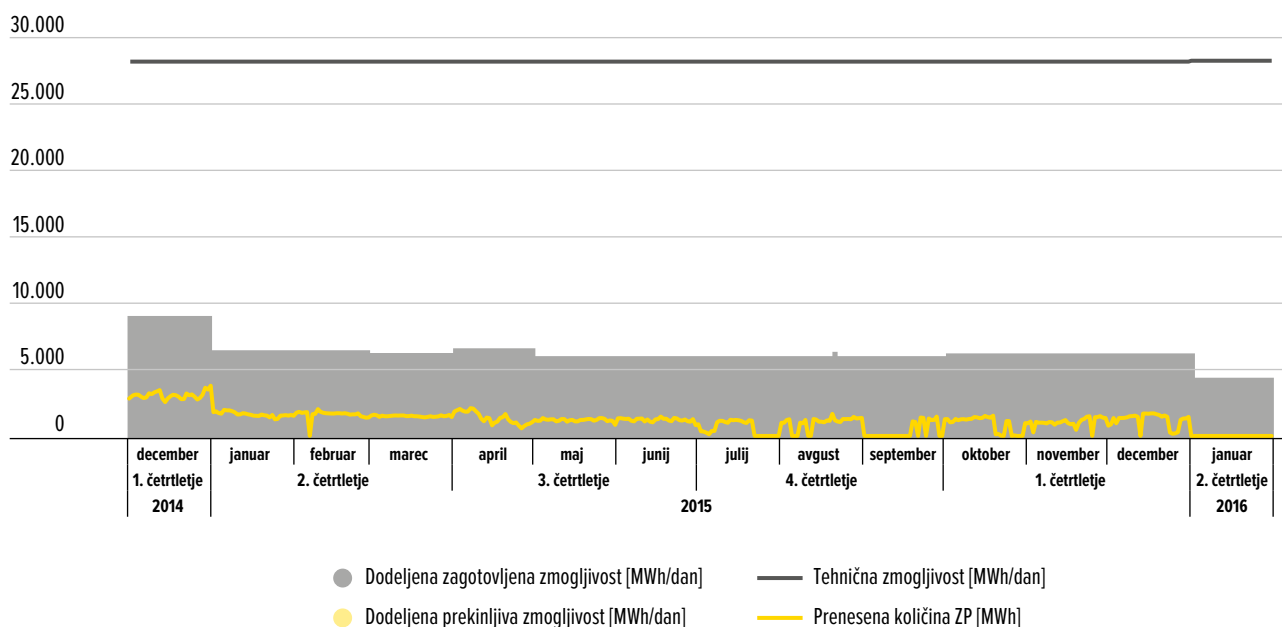
Znotraj slovenskega prenosnega sistema nimamo omejitev dostopa do prenosnega sistema. Prav tako v letu 2015 tudi ni bilo omejitev dostopa do mejnih vstopno-izstopnih točk, saj so bila povpraševanja po zakupih zmogljivosti v okviru razpoložljive zmogljivosti.

**Slika 84: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena vstopna zmogljivost na mejni točki Ceršak**



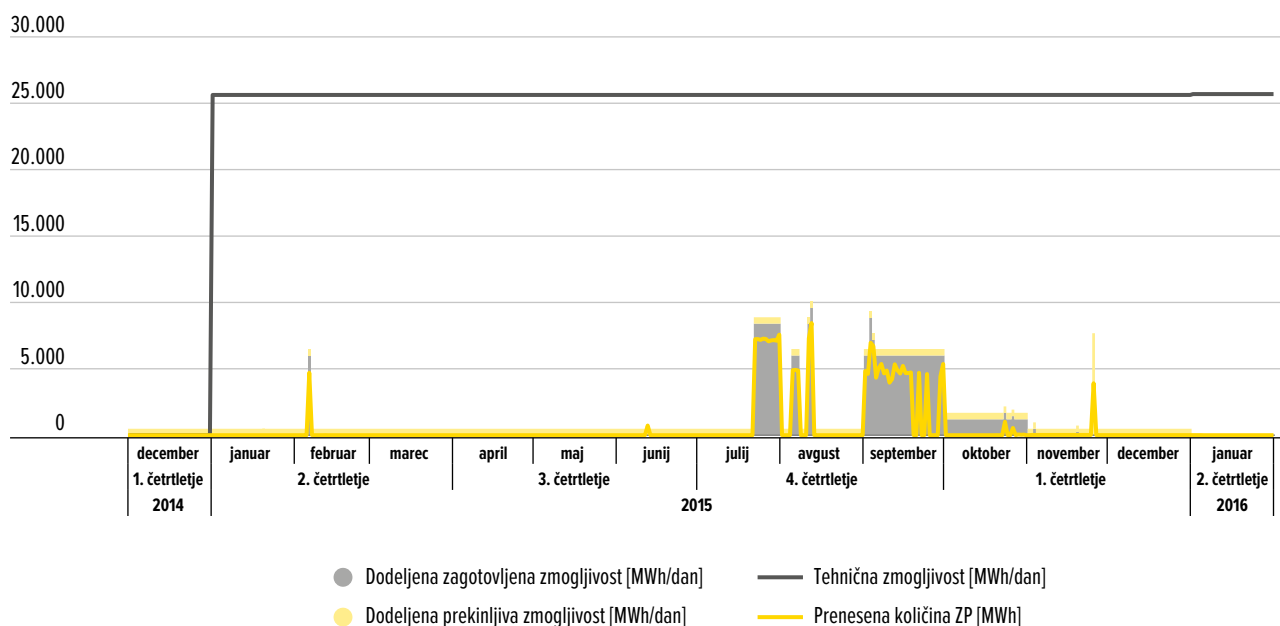
Vir: Plinovodi

**Slika 85: Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena vstopna zmogljivost na mejni točki Šempeter**



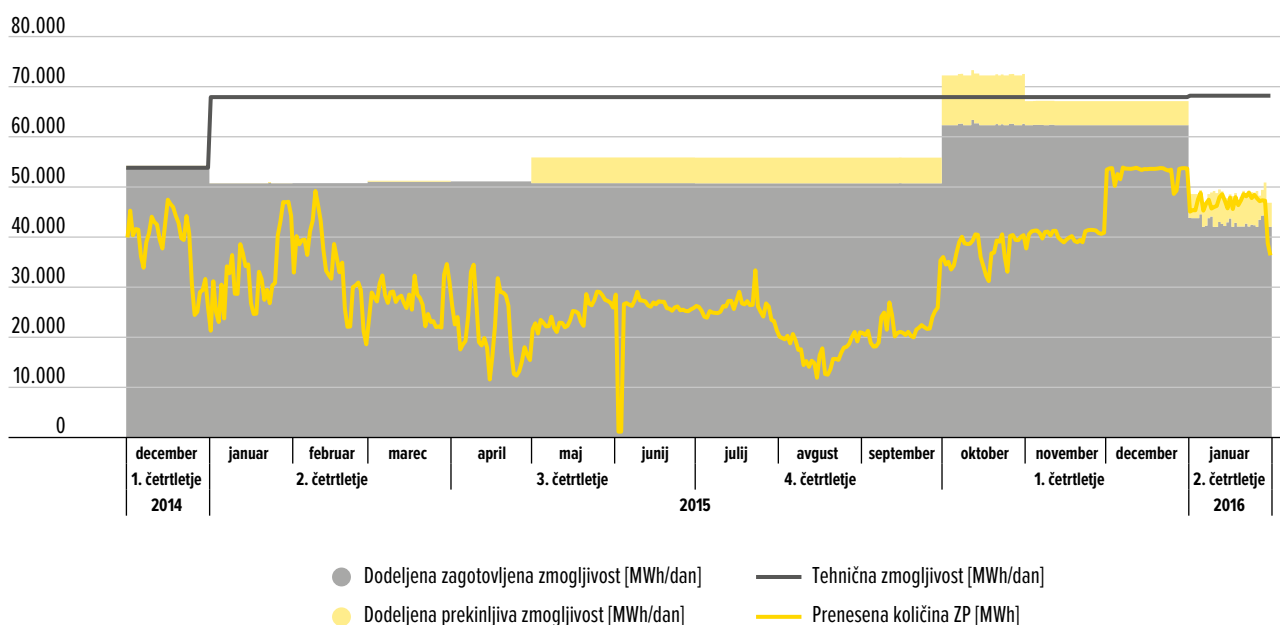
Vir: Plinovodi

**Slika 86: Dinamika dnevni prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena izstopna zmogljivost na mejni točki Šempeter**



Vir: Plinovodi

**Slika 87: Dinamika dnevni prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena izstopna zmogljivost na mejni točki Rogatec**



Vir: Plinovodi

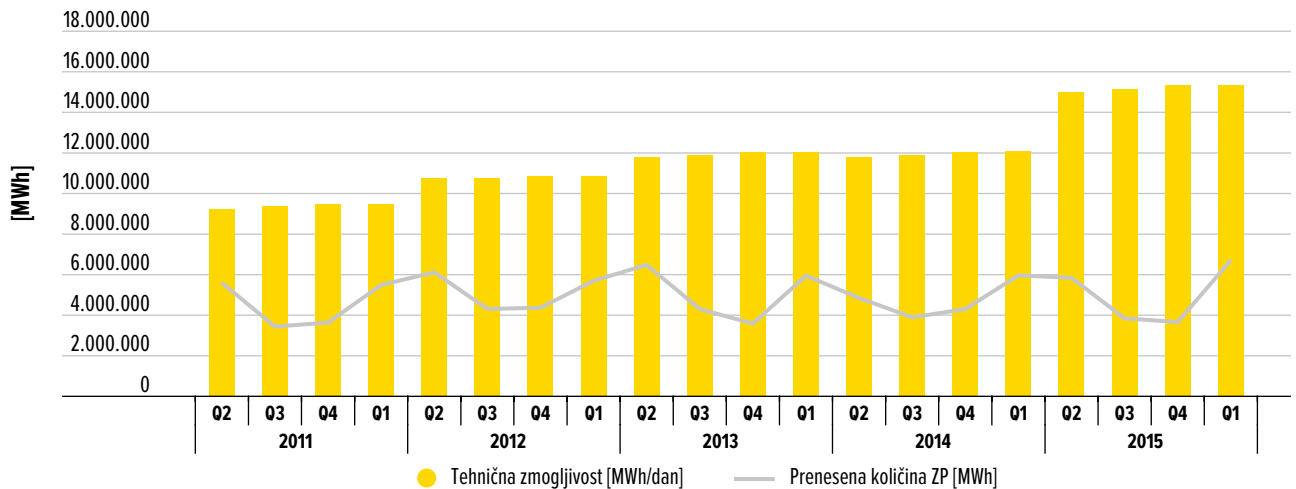
Največja tehnična zmogljivost je zmogljivost, ki je fizično na razpolago za prenos zemeljskega plina v obravnavani vstopni ali izstopni točki prenosnega sistema. Pri določanju maksimalne tehnične zmogljivosti za obravnavano točko je treba upoštevati tehnične zmogljivosti vseh v prenos vključenih komponent plinovodnega sistema, konfiguracijo in obratovalne karakteristike plinovodnega sistema kot celote ter njegove obratovalne robne pogoje.

Največjo tehnično zmogljivost posamezne vstopno-izstopne točke operater prenosnega sistema določa s pomočjo posebnih programskih paketov na podlagi modela preračuna zmogljivosti prenosnega sistema zemeljskega plina ob upoštevanju mogočih kombinacij dobave in porabe zemeljskega plina ter statističnega modela napovedovanja porabe zemeljskega plina domačih porabnikov. Operater prenosnega sistema izvaja tudi analize zmogljivosti prenosnega sistema v okviru nadgradenj plinovodnega sistema, preračune za pripravo del na plinovodnem sistemu, analize obratovalnega stanja in prehodne pojave pri prenosu zemeljskega plina.

Operater prenosnega sistema je s sosednjimi operaterji prenosnih sistemov začel postopke, s katerimi bo oblikoval skupne metode za doseg optimizacije tehnične zmogljivosti za oblikovanje največje možne ponudbe združenih zmogljivosti na posameznih povezovalnih točkah.

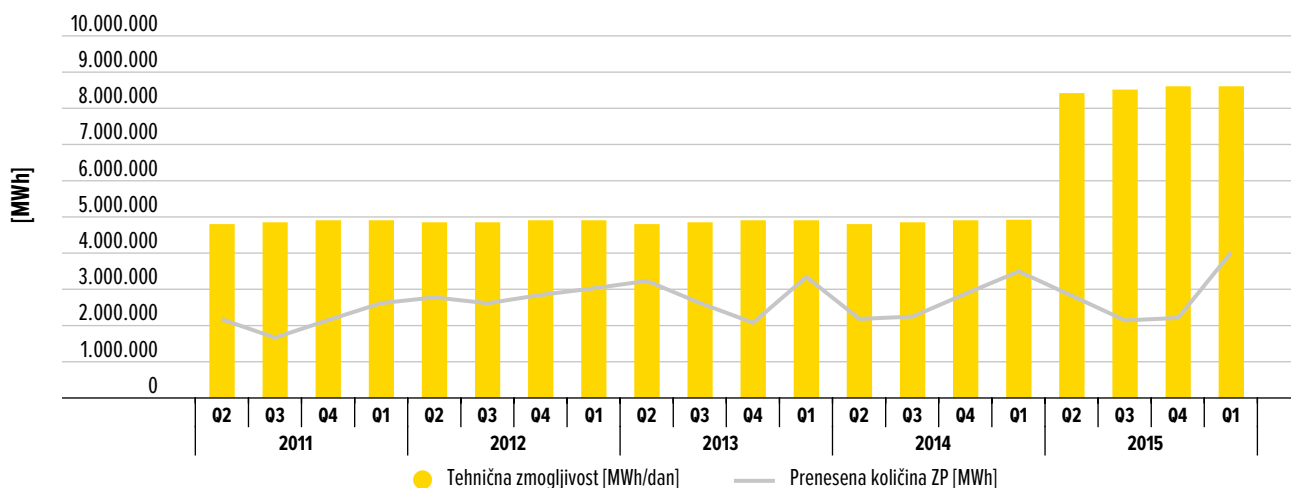
Zaradi dograditev prenosnega sistema se je tehnična zmogljivost na vseh povezovalnih točkah s 1. januarjem 2015 povečala. Največja izkoriščenost zmogljivosti je bila dosežena na mejni točki Rogatec (smer Hrvaška), kjer se je v zadnjem trimesečju gibala med 60 in 80 % tehnične zmogljivosti. Izkoriščenost tehnične zmogljivosti je bila zaradi povečanja tehničnih zmogljivosti kot podlage v preračunih v letu 2015 nižja kot v letu 2014, vendar je bilo v letu 2015 na dan najvišje izkoriščenosti zmogljivosti prenesenih približno 5 GWh več kot v letu prej.

**Slika 88: Četrtletne tehnične vstopne zmogljivosti mejnih vstopno-izstopnih točk in prenesene količine zemeljskega plina v Slovenijo v obdobju 2011–2015**



Vir: Plinovodi

**Slika 89: Četrtletne tehnične izstopne zmogljivosti mejnih vstopno-izstopnih točk in prenesene količine zemeljskega plina iz Slovenije v obdobju 2011–2015**



Vir: Plinovodi

Tehnične značilnosti in konfiguracija prenosnega sistema narekujejo njegovo tehnično zmogljivost oziroma največjo zagotovljeno zmogljivost na posameznih vstopno-izstopnih točkah prenosnega sistema, ki jo operater prenosnega sistema lahko ponudi uporabnikom prenosnega sistema.

Če povpraševanje po zagotavljeni zmogljivosti na posamezni mejni vstopno-izstopni točki preseže njeno razpoložljivo zmogljivost in nastopi pogodbeno prezasedenost, operater prenosnega sistema sproži naslednje mehanizme:

- predaja pogodbenih zmogljivosti,
- mehanizem dolgoročne uporabe ali izgube zmogljivosti,
- povečanje zmogljivosti s programom prevelikega zakupa in ponovnega odkupa.

Operater prenosnega sistema v primeru pogodbene prezasedenosti dodeli zmogljivosti, pridobljene na podlagi postopkov upravljanja prezasedenosti, po vrstnem redu naštetih postopkov.

---

## 4.2.5 Skladnost z energetsko zakonodajo

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

Agencija je v letu 2015 v postopku nadzora nad operaterjem prenosnega sistema in vertikalno integriranim podjetjem, družbo Geoplin, d.o.o., Ljubljana (v nadaljevanju Geoplin) ugotovila, da je nadzorni svet družbe Geoplin sestavljen v nasprotju s sedmim odstavkom 195. člena EZ-1. Družba Geoplin je sledila odločbi agencije ter nepravilnost v naloženem roku odpravila. Prav tako je agencija v letu 2015 operaterju prenosnega sistema na podlagi petega odstavka 203. člena EZ-1 izdala soglasja h komercialnim in finančnim pogodbam z vertikalno integriranim podjetjem. Agencija je odločala tudi v sporu glede izravnave odstopanj med operaterjem prenosnega sistema in družbo Geoplin, pri čemer kršitve določil Uredbe (ES) št. 715/2009 ni ugotovila.

Skladnost z Uredbo (ES) št. 715/2009 ter drugo relevantno evropsko zakonodajo je agencija preverjala tudi v postopku izdaje soglasij in operaterju prenosnega sistema med drugim izdala soglasje k Sistemskim obratovalnim navodilom za prenosni sistem zemeljskega plina.

Agencija je v letu 2015 v skladu z Uredbo (EU) št. 994/2010 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 20. oktobra 2010 o ukrepih za zagotavljanje zanesljivosti oskrbe s plinom in o razveljavitvi Direktive Sveta 2004/67/ES prejela mnenje Evropske komisije o preventivnem načrtu ukrepov in načrtu za izredne razmere. Na podlagi prejetega mnenja je bil pripravljen obrazložiten dokument, v katerem so podane dodatne razlage posameznih določil in izračunov navedenih načrtov. Obrazložiten dokument je bil javno objavljen, o tem je bila obveščena tudi Evropska komisija.

Agencija je tudi v letu 2015 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 evropske zakonodaje.

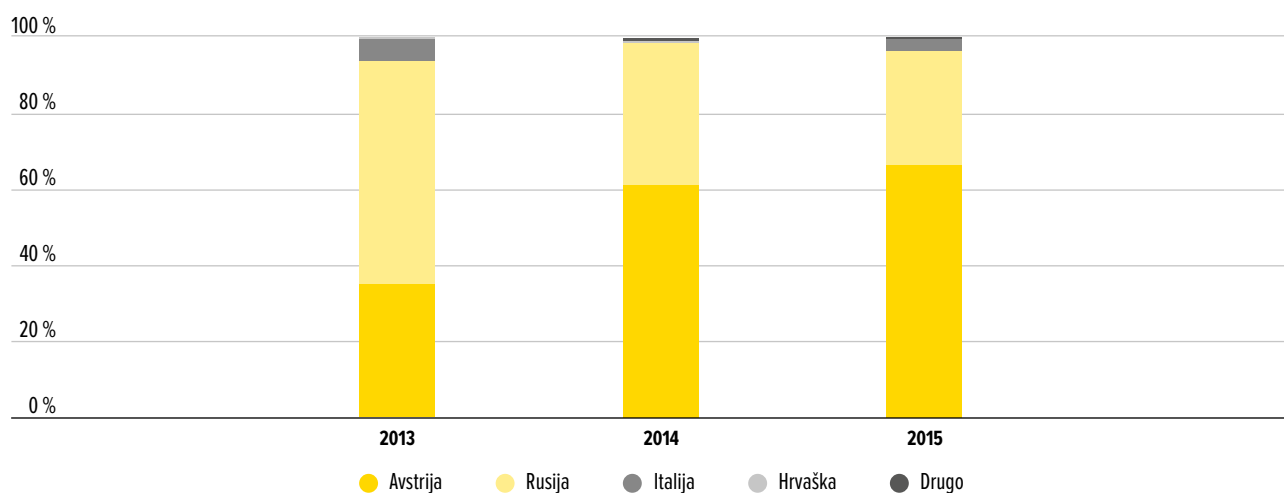
Posebni kršitev evropske zakonodaje ni ugotovila, zato podjetjem plinskega gospodarstva tudi v letu 2015 ni naložila posebnih kazni.

## 4.3 Spodbujanje konkurence

### 4.3.1 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 zemeljskega plina preko sosednjih prenosnih sistemov zemeljskega plina. Prav tako nimamo organiziranega trga z zemeljskim plinom, kjer bi potekalo organizirano trgovanje med prodajalci in kupci standardnih produktov zemeljskega plina. Slovenski veleprodajni trg predstavlja neposredno prodajo in nakup zemeljskega plina med trgovci in dobavitelji. Trgovci, ki so tudi uvozniki zemeljskega plina, tega preko sosednjih prenosnih sistemov dobavijo v slovenski prenosni sistem. Zemeljski plin, s katerim se trguje na veleprodajnem trgu, prihaja preko prenosnih sistemov iz sosednjih držav, ki imajo svoje vire zemeljskega plina. Slovenski veleprodajni trg se lahko preko prenosnega omrežja oskrbuje s plinom iz Avstrije in Italije, oskrba z zemeljskim plinom iz Hrvaške pa je možna le preko navideznih tokov. Iz grafa, prikazanega na sliki 90, vidimo, da slovenski dobavitelji med opisanimi možnostmi v največji meri koristijo oskrbo preko povezave z Avstrijo, kjer na plinskem vozlišču v Baumgartnu in v avstrijskih skladiščih tudi nabavijo največje količine plina. Tradicionalno največji vir zemeljskega plina, ki ga je še leta 2013 z več kot 50 % predstavljala Ruska federacija, je zaradi liberalizacije trga zamenjala Avstrija. Zaradi cenovnih razlik je precej upadel tudi delež plina, s katerim se je slovenski veleprodajni trg oskrboval preko Italije.

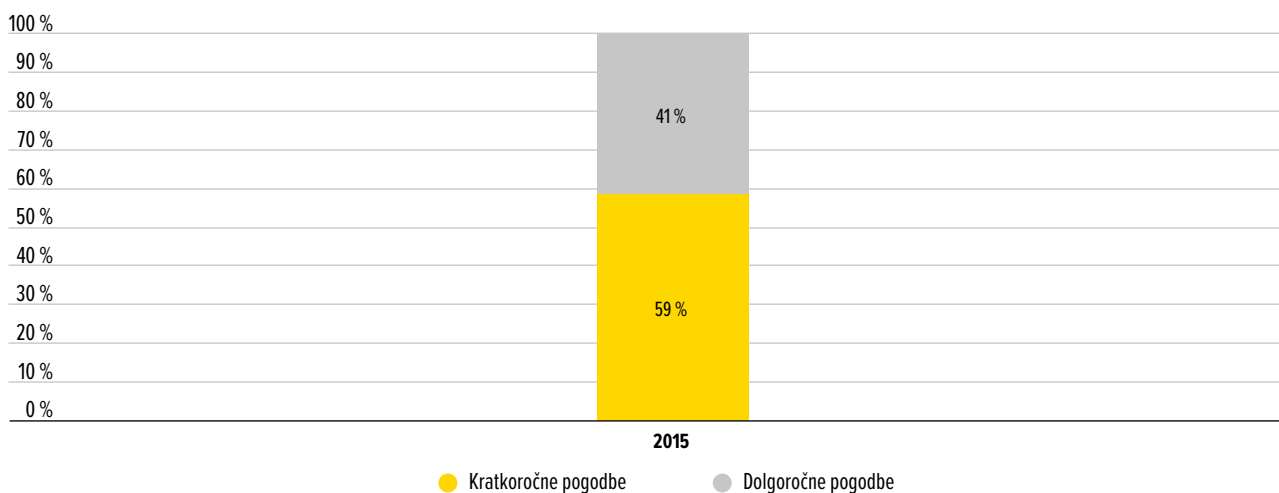
Slika 90: Viri zemeljskega plina v obdobju 2013–2015



Vir: agencija

Liberalizacija trga je v iskanju možnosti za konkurenčnost ponudb na trgu pomenila spremembo v strukturi nabave zemeljskega plina. Dolgoročne pogodbe, sklenjene neposredno s proizvajalci zemeljskega plina iz Ruske federacije, so zamenjale kratkoročne pogodbe, sklenjene na plinskih vozliščih, borzah in drugih točkah znotraj EU, kjer se srečata ponudba in povpraševanje. Tako je bilo v letu 2015 na slovenski trg z zemeljskim plinom pripeljanega že skoraj 60 % zemeljskega plina, kupljenega na podlagi kratkoročnih pogodb, kar prikazuje slika 91. Ročnost pogodb oziroma razmerje med kratkoročnimi in dolgoročnimi pogodbami lahko vpliva na zanesljivost oskrbe, saj lahko v primeru pomanjkanja plina pride do nezadostne oskrbe po kratkoročnih pogodbah. V prihodnjih letih bo treba spremljati spreminjanje tega razmerja in vrednotiti vpliv sprememb na zanesljivost oskrbe.

**Slika 91: Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb**



Vir: agencija

Na veleprodajnem trgu so zavedene le tiste količine zemeljskega plina, ki jih trgovci prodajo drugim trgovcem ali dobaviteljem. Iz tega so izključene količine, ki so uvožene za oskrbo odjemalcev na maloprodajnem trgu, kadar je dobavitelj na maloprodajnem trgu hkrati tudi uvoznik zemeljskega plina. Tabela 28 prikazuje tržne deleže in HHI na veleprodajnem trgu. Prikazani podatki ob upoštevanju razdelitve tržnih deležev na maloprodajnem trgu kažejo na to, da si pomembni dobavitelji maloprodajnega trga plin zagotovijo samostojno na tujih trgih.

**Tabela 28: Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom**

Podjetje	Delež
Geoplin	75,50 %
Petrol Energetika	24,15 %
ENOS	0,23 %
Istrabenz Plini	0,11 %
Skupaj	100 %
<b>HHI veleprodajnega trga</b>	<b>6.284</b>

Vir: agencija

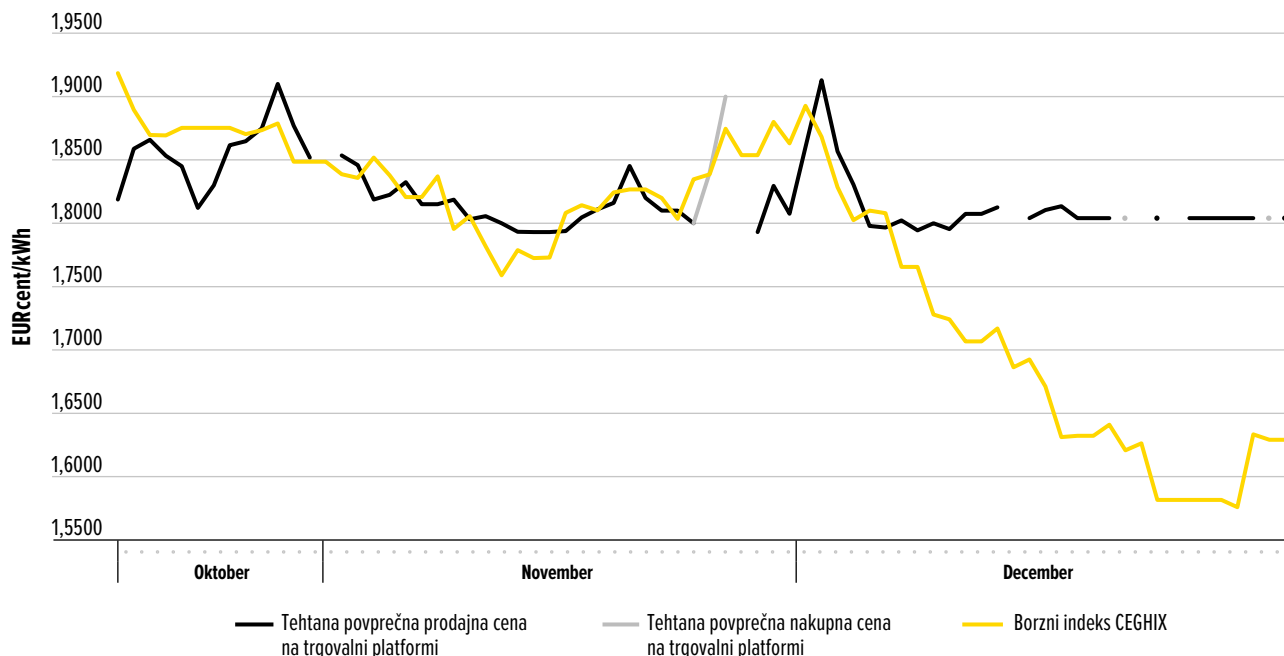
V oktobru 2015 je operater prenosnega sistema vzpostavil virtualno točko, ki bo v prihodnje zelo pomembna za delovanje veleprodajnega trga z zemeljskim plinom. Virtualna točka omogoča izvedbe transakcij z zemeljskim plinom in storitve oglasne deske. V virtualni točki se zavedejo vse transakcije s količinami zemeljskega plina v prenosnem sistemu, pri čemer je transakcija vsak pravni posel, ki ga sklene udeleženec trga z zemeljskim plinom in na podlagi katerega se spremeni pravica do razpolaganja z določeno količino zemeljskega plina v prenosnem sistemu.

Kot storitev virtualne točke je bila uvedena trgovalna platforma, ki omogoča nosilcem bilančnih skupin trgovanje znotraj dneva in za dan vnaprej s količinami plina za potrebe izravnave odstopanj. Operater prenosnega sistema opravlja vse naloge operaterja trgovalne platforme, hkrati pa enakopravno z drugimi udeleženci trguje s količinami plina za namen uravnoteženja prenosnega sistema. Če operater s trgovanjem na trgovalni platformi na koncu obračunskega dne ne more uspešno izravnati količin v prenosnem sistemu, lahko uporabi storitev uravnoteženja, ki temelji na letni pogodbi z izbranim najugodnejšim ponudnikom.

### 4.3.1.1 Cene zemeljskega plina na veleprodajnem trgu

V oktobru in novembru je prodajna cena na trgovalni platformi sledila vrednosti borznega indeksa CEGHIX plinskega vozlišča CEGH na Dunaju. V decembru je vrednost CEGHIX padla, prodajna cena na trgovalni platformi pa se je ustalila okoli cene 1,8 EURcent/kWh in ni sledila borznemu indeksu.

Slika 92: Nakupna in prodajna cena na trgovalni platformi in vrednosti CEGHIX



Vira: agencija, CEGH

### 4.3.1.2 Preglednost trga

Uredba REMIT in izvedbena uredba skupaj z Energetskim zakonom predstavljajo celovit pravni okvir za zagotavljanje preglednosti na veleprodajnem trgu z električno energijo in zemeljskim plinom. Podrobneje je to področje obravnavano v poglavju poročila, ki se nanaša na električno energijo (3.3.1.2).

### 4.3.1.3 Učinkovitost trga

V zadnjem četrtletju 2015, ko je začela delovati virtualna točka, v njej ni bilo izvedenih še nobenih transakcij, tudi na oglasni deski še ni bilo objavljenih ponudb ali povpraševanj. V oktobru se je začelo trgovanje na trgovalni platformi. Trije nosilci bilančnih skupin so v obdobju oktober–december izvedli pet prodaj v skupni vrednosti 0,53 GWh in 184 nakupov v skupni vrednosti 104 GWh. Največ nakupov plina je bilo izvedeno za dan vnaprej (80 GWh), medtem ko so bile prodaje plina izvedene samo znotraj dneva.

Operater prenosnega sistema omogoča različnim uporabnikom sistema enoten elektronski dostop do pomembnih informacij prek spletnega portala NUS (Network User Services). Ta portal omogoča enakopravno in nediskriminatorno obravnavo vseh uporabnikov sistema, saj so jim informacije dostopne istočasno in v enaki obliki.

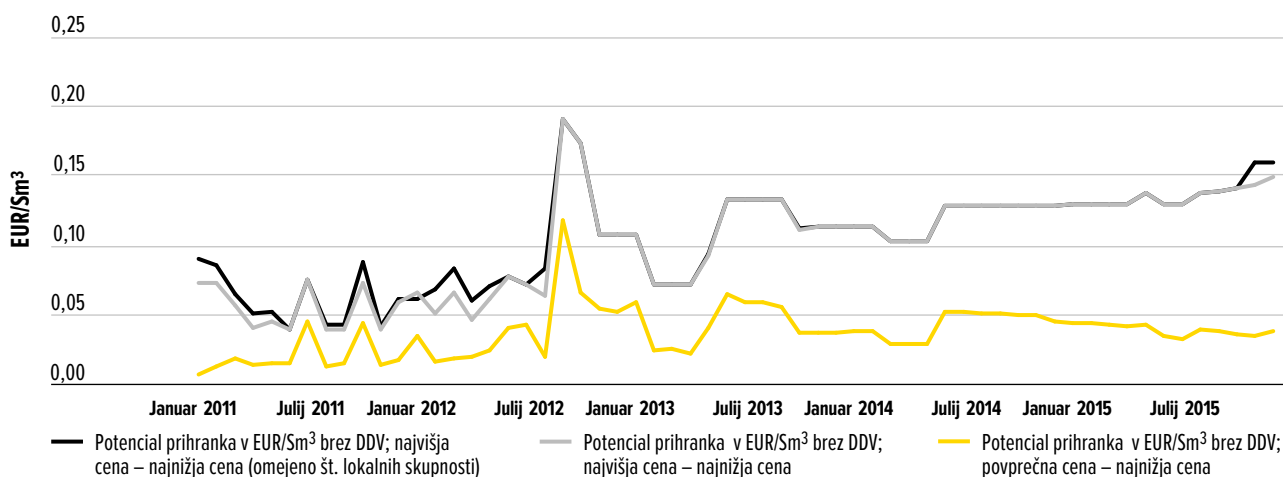


## 4.3.2 Maloprodajni trg

### 4.3.2.1 Cene zemeljskega plina na maloprodajnem trgu

V letu 2015 se je nadaljeval trend padanja cen zemeljskega plina. Cene plina kot energenta se znižujejo že četrto leto zapored. Vzroki nižjih cen so spremenjene razmere na mednarodnih trgih, znižanje cen oskrbe po dolgoročnih pogodbah ter konkurenčne ponudbe dobaviteljev. Večji padec cen se je začel s septembrom 2012, ko je novi dobavitelj prepoznal potencial razlike med takratnimi visokimi cenami plina na maloprodajnem trgu in niskimi cenami plina na veleprodajnem trgu ter gospodinjstvom ponudil dobavo po bistveno nižji ceni. V naslednjih letih je gospodinjstvom in malim poslovnim odjemalcem oskrbo ponujalo dodatnih pet novih dobaviteljev, kar se je pokazalo v ugodnejših pogojih dobave. Zbrani podatki kažejo, da je razlika med najvišjo in najnižjo ceno v letu 2015 naraščala, s tem pa je naraščal tudi potencial prihrankov za odjemalce. V primeru menjave dobavitelja z najvišjo ceno za dobavitelja, ki je dobavljal po najnižji ceni, je bilo možno ob koncu leta 2015 pri vsakem porabljenem Sm<sup>3</sup> plina prihraniti skoraj 0,2 evra. Pri posameznih srednje velikih gospodinjstvih odjemalcih z letno porabo med 2000 in 3000 Sm<sup>3</sup> je bilo tako možno z zamenjavo dobavitelja doseči med 330 in 510 evri letnega prihranka, če upoštevamo povprečno letno vrednost razlike med najvišjo in najnižjo ceno plina, ki je skupaj z DDV znašala okoli 0,17 evra. Potencialne prihranke pri stroških oskrbe z zemeljskim plinom v obdobju 2011–2015 prikazuje slika 93.

**Slika 93: Potencialni prihranki stroškov oskrbe v primeru zamenjave dobavitelja pri gospodinjstvem odjemalcu**



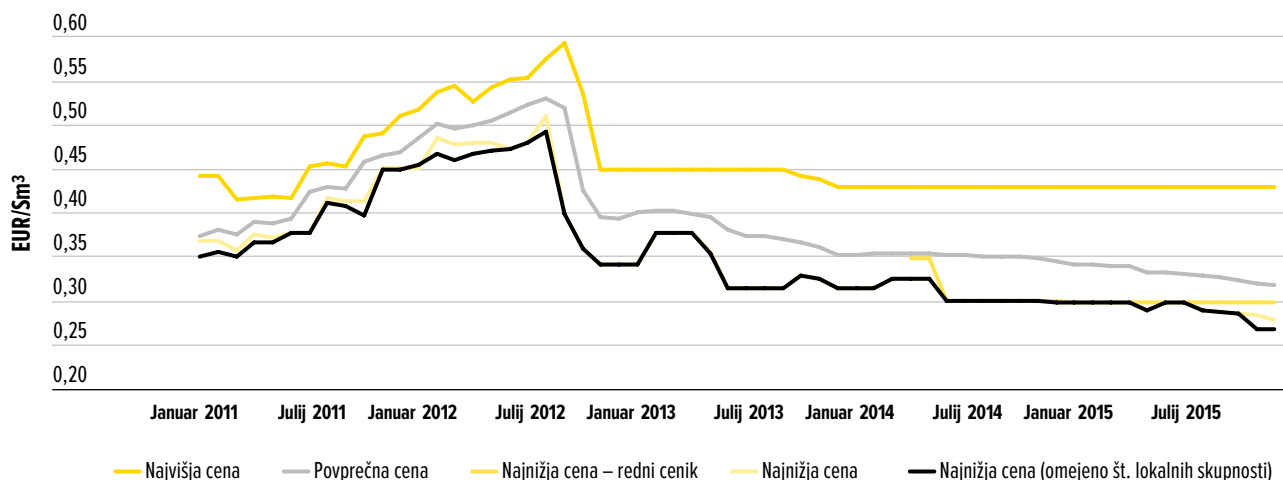
Vir: agencija

Letni potencial prihrankov v primeru, ko je srednje velik gospodinjstveni odjemalec z letno porabo med 2000 in 3000 Sm<sup>3</sup>, ki je bil predhodno oskrbovan po povprečni ceni, izbral ponudbo dobavitelja z najnižjo ceno, ponujeno v večini lokalnih skupnosti, je bil med 95 in 150 evri. Letni prihranek malih poslovnih odjemalcev, ki dosegajo letno porabo do 10.000 Sm<sup>3</sup>, je bil lahko glede na večjo porabo plina bistveno višji, kljub, v posameznih primerih, nekoliko višji ceni plina. Nekateri dobavitelji ponujajo malim poslovnim odjemalcem dobavo plina po isti ceni kot gospodinjstvom odjemalcem, med te je sodil tudi dobavitelj z najnižjo ceno na trgu, medtem ko posamezni dobavitelji tovrstnim odjemalcem ponujajo plin po nekoliko višji ceni.

Vedno večji razkorak med najvišjo in najnižjo ceno kaže na dejstvo, da se določena skupina odjemalcev še vedno ne zaveda možnosti menjave dobavitelja in s tem cenejše oskrbe, medtem ko nekateri s pridom koristijo delujoč konkurenčni trg, izbirajo za njih ugodne ponudbe in s tem dosegajo znatne prihranke pri stroških oskrbe. Najnižja cena dobavljenega plina po rednem ceniku za skoraj celotno območje Slovenije večji del leta ni bila bistveno višja od najnižje cene in je zato večina odjemalcev imela možnost ugodne oskrbe brez omejujočih kriterijev in dodatnih pogodbenih obveznosti. Večji poslovni odjemalci so imeli glede na obseg dobave možnost oskrbe po ugodnejših cenah, ki so bile dogovorjene na podlagi pogajanj s posameznimi dobavitelji.

Gibanje cen v javno objavljenih ponudbah o dobavi zemeljskega plina za gospodinjstve in male poslovne odjemalce v obdobju 2011–2015 prikazuje slika 94.

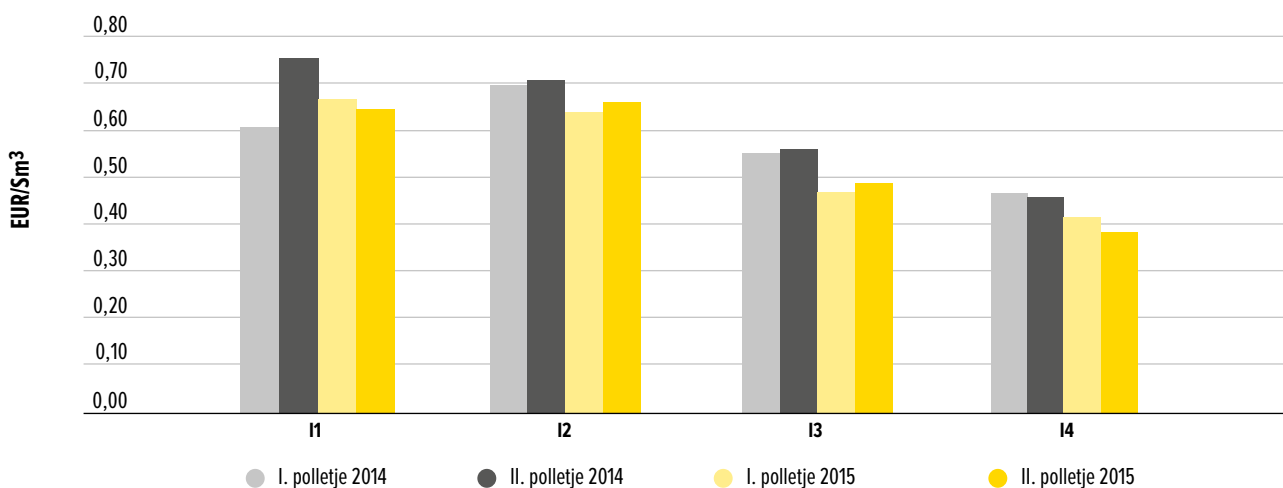
**Slika 94: Maloprodajni indeks cen zemeljskega plina brez omrežnine, dajatev in DDV**



Vir: agencija

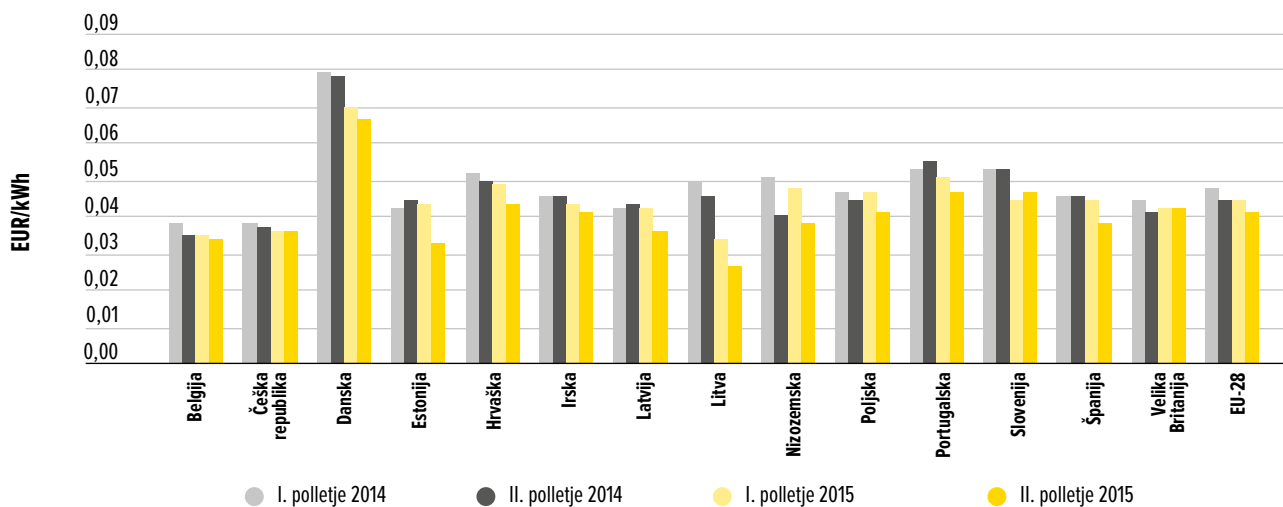
V letu 2015 se je v skupinah I2 in I3 pri nižjih cenah zemeljskega plina ponovil vzorec rahlega zvišanja cene med prvim in drugim polletjem. V največji porabniški skupini so cene pričakovano najnižje, trend padanja cen pa je enakomeren že skozi celotno obdobje zadnjih treh let. Tako je najnižja končan cena za industrijske odjemalce padla že pod 0,4 EUR/ Sm<sup>3</sup>. Cene v porabniški skupini najmanjših industrijskih odjemalcev so po velikem skoku v drugi polovici leta 2014 začele ponovno padati in so se izravnale s tistimi v porabniški skupini I2. Opisano gibanje cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce prikazuje slika 95.

**Slika 95: Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2014 in 2015**



Vir: SURS

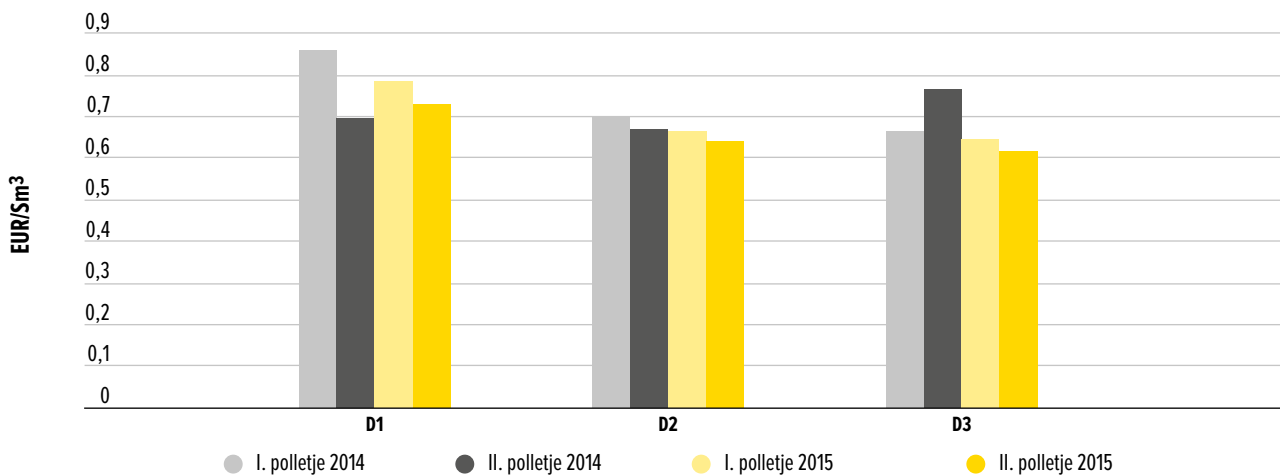
**Slika 96: Končna cena zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilne industrijske odjemalce I3 za Slovenijo in posamezne države EU**



Vir: Eurostat

Slika 96 kaže polletno gibanje cen zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami v letih 2014 in 2015 v Sloveniji in državah EU za velike industrijske odjemalce zemeljskega plina I3 z letno porabo od 264.349 do 2.643.489 Sm<sup>3</sup>. V večini držav EU so v tej porabniški skupini podobno kot v Sloveniji cene še nekoliko padle, kar se vidi tudi v trendu gibanja povprečne cene za EU-28. Kljub padanju cene v Sloveniji je ta še vedno višja, kot je povprečje EU-28.

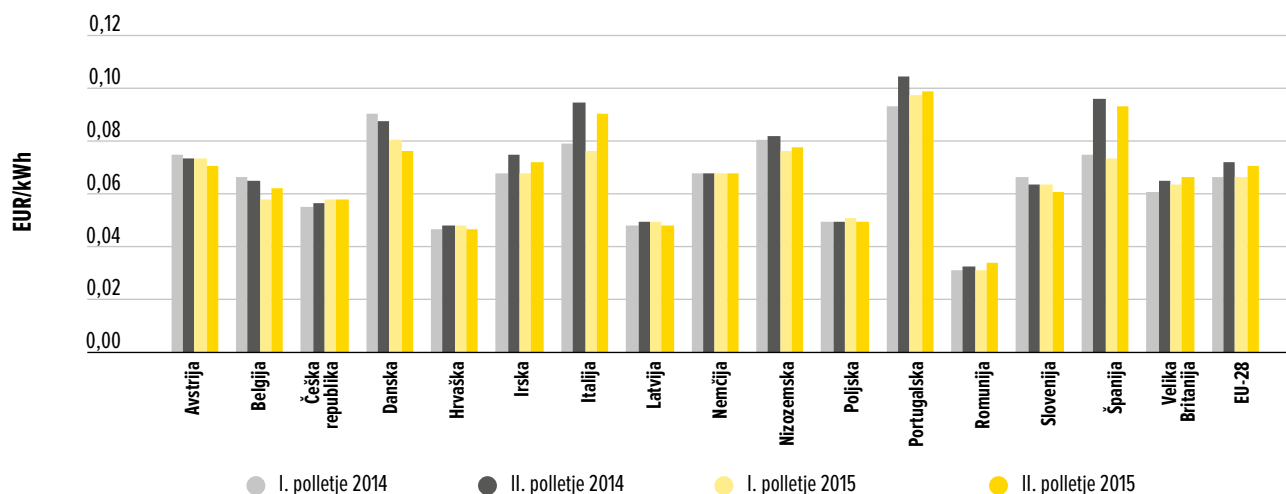
**Slika 97: Končna cena zemeljskega plina za gospodinjstve odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2014 in 2015**



Vir: SURS

Slika 97 prikazuje gibanje cene zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za gospodinjstve odjemalce od prvega polletja leta 2014 do drugega polletja leta 2015. Cene v skupini D1, kjer so te najvišje, so ponovile vzorec iz preteklosti. V prvi polovici leta so dosegle znatno višjo raven kot v drugi polovici, ko so se cene v tej skupini precej znižale. V skupinah D2 in D3 je bil zaznan trend rahlega padanja cen.

**Slika 98: Končne cene zemeljskega plina za značilne gospodinjke odjemalce D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in posamezne države EU v letih 2014 in 2015**



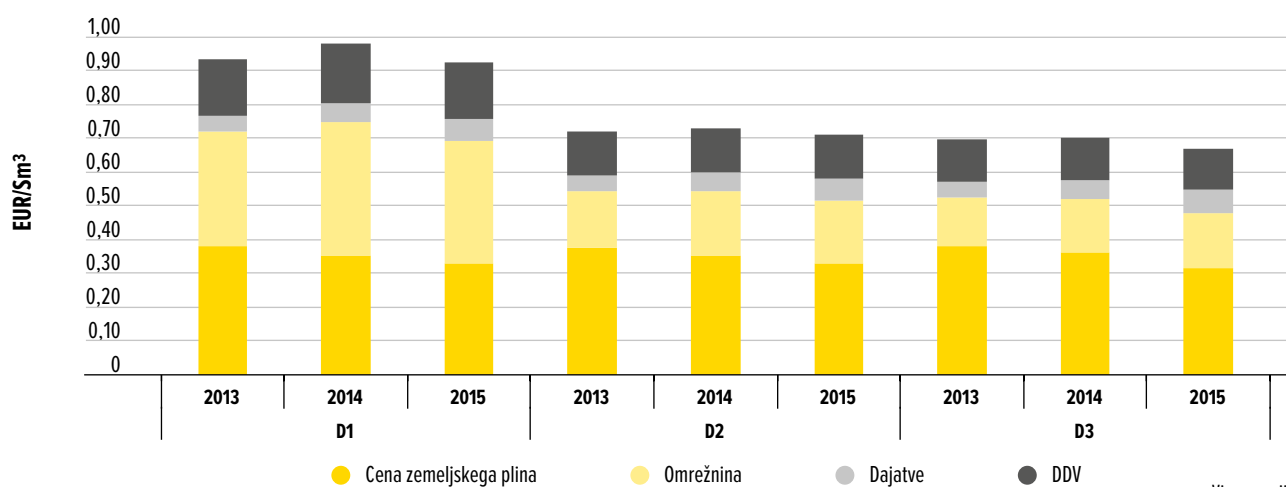
Vir: Eurostat

Cene zemeljskega plina za značilne gospodinjke odjemalce zemeljskega plina D2 z letno porabo od 529 do 5287 Sm<sup>3</sup> v Sloveniji in večini držav EU so prikazane na sliki 98. Trendi gibanja cen so precej različni. V nekaterih državah se je cena zemeljskega plina v obravnavanem obdobju zvišala, v drugih pa malenkost padla. Slovenija v tej porabniški skupini že od druge polovice leta 2014 beleži nižje cene od povprečja EU-28.

Na slikah 99 in 100 je prikazana struktura končne cene za značilne gospodinjke in poslovne odjemalce, priključene na distribucijske sisteme v obdobju 2013–2015. Struktura končne cene zemeljskega plina se je v zadnjih letih precej spremenila zaradi znižanja cen dobavljenega plina in višjih dajatev.

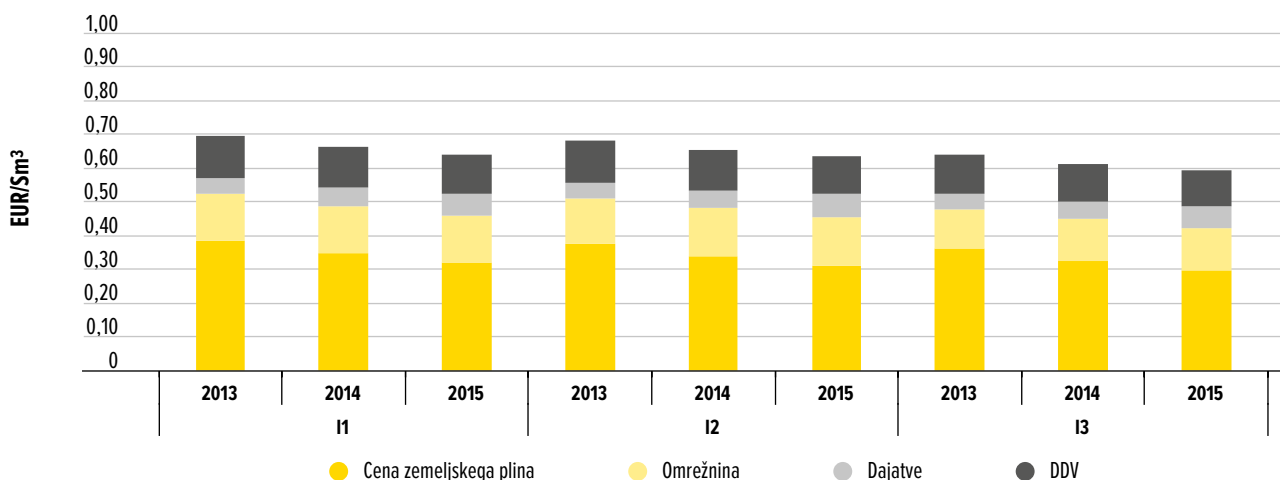
Razčlenjene končne cene oskrbe z zemeljskim plinom na distribucijskih sistemih kažejo na ugoden trend zniževanja stroškov oskrbe, predvsem zaradi nižje cene plina kot energenta, ki je ob sočasnem rahlem zvišanju omrežnine in dajatev imela prevladujoč vpliv.

**Slika 99: Struktura končne cene zemeljskega plina za gospodinjke odjemalce v obdobju 2013–2015**



Vir: agencija

**Slika 100: Struktura končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v obdobju 2013–2015**



Za oskrbo gospodinjstev so dobavitelji omogočali plačilo porabljenega zemeljskega plina in omrežnine z enim računom tudi v primerih, ko dobavitelj in operater distribucijskega sistema nista ista pravna oseba (enotni račun), pri čemer so bili na računu ločeno izkazane vse zakonsko predpisane komponente.

Zbrani podatki kažejo, da so se na maloprodajnem trgu zemeljskega plina zgodili ugodni premiki v smeri izbire konkurenčnejših ponudb, kar se kaže v nižjih stroških oskrbe.

#### 4.3.2.2 Preglednost trga

Agencija redno izvaja monitoring delovanja maloprodajnega trga z zemeljskim plinom, pri čemer spremlja gibanje cen, 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 zavezanec mesečno posredujejo agenciji, ki jih s pomočjo skupne kontaktne točke uporabi za informiranje 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), ki omogoča izračun in primerjavo zneskov za oskrbo z zemeljskim plinom za posamezen profil odjema na podlagi ponudb cenikov, ki jih v spletno aplikacijo vnašajo dobavitelji.

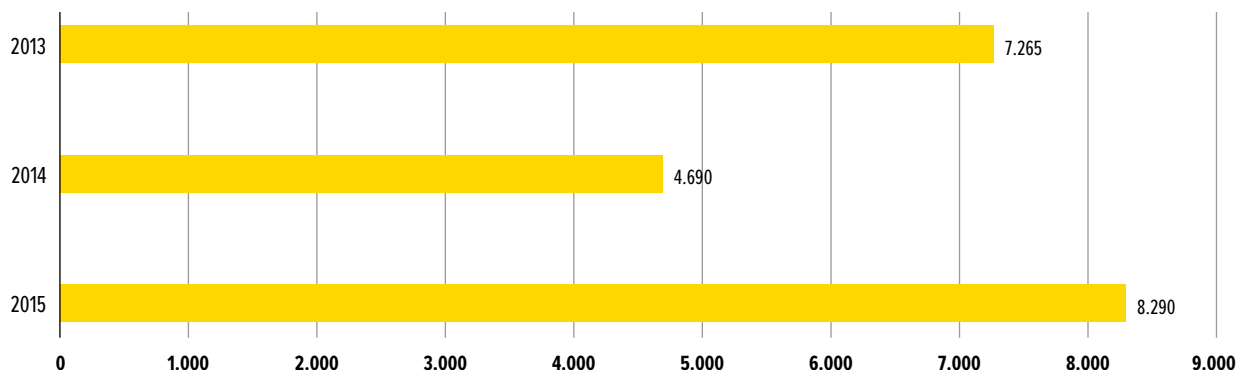
V Primerjalniku stroškov je na voljo tudi storitev Preveri račun, s katero lahko uporabniki preverijo pravilnost izstavljenega računa za dobavljeni plin glede na izbrano ponudbo in profil odjema. Izračun na mesečni ravni je prikazan ločeno po zakonsko predpisanih komponentah. Primerjalnik omogoča mesečni in letni izračun ter prikaz vseh posameznih elementov računa, ki skupaj sestavljajo končni znesek za plačilo.

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.

#### 4.3.2.3 Učinkovitost trga

Delovanje trga se je v letu 2015 ponovno odrazilo v velikem številu menjav dobaviteljev. Število menjav je skoraj za enkrat preseгло število menjav v letu 2014. Takšno dogajanje kaže na večjo konkurenčnost med dobavitelji in tudi na večjo likvidnost trga. Navedeno se odraža tudi v spremembah tržnih deležev dobaviteljev na maloprodajnem trgu.

**Slika 101: Število menjav dobavitelja v obdobju 2013–2015**



Vir: agencija

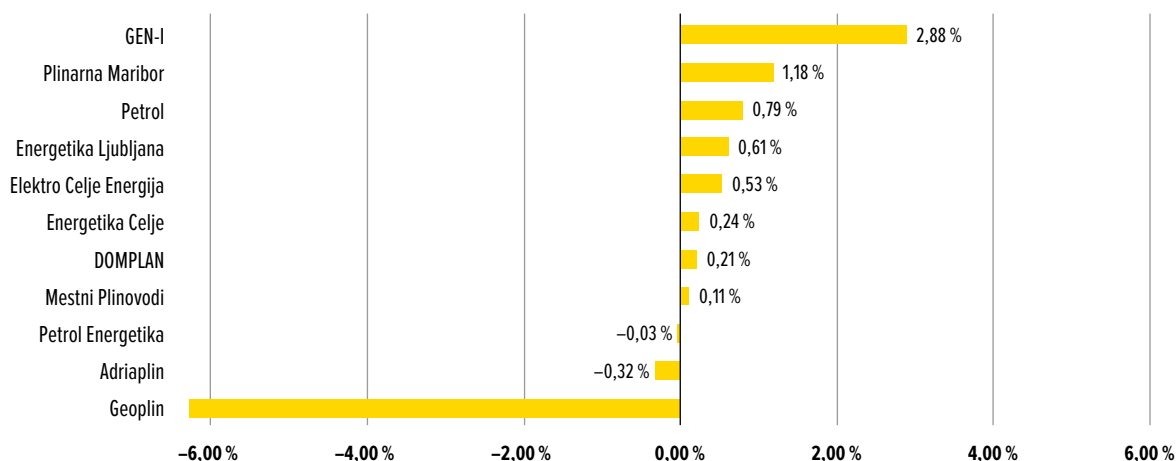
Tržni deleži kažejo tako po svojih spremenjenih vrednostih kakor tudi z izračunanim HHI, da se konkurenčnost slovenskega maloprodajnega trga z zemeljskim plinom izboljšuje. Povečanje konkurenčnosti trga v letu 2015 je predvsem posledica spremembe tržnih deležev podjetij GEN-I in Plinarna Maribor. Obe podjetji sta v primerjavi z letom 2014 pridobili eno mesto na seznamu največjih dobaviteljev zemeljskega plina. Povečanje tržnih deležev nekaterih podjetij se je odrazilo v zmanjšanju tržnih deležev drugih. Največji padec je v letu 2015 zabeležilo podjetje Geoplin, ki je že v letu 2014 bilo med tistimi, ki so izgubili največji tržni delež. V letu 2015 se je na seznamu podjetij, ki imajo več kot odstotek tržnega deleža, znašlo tudi podjetje Elektro Celje Energija. Na seznamu podjetij z več kot odstotkom tržnega deleža se je v letu 2014 tržni delež zmanjšal šestim podjetjem, v letu 2015 pa trem. Opisane spremembe kažejo, da se manjšim podjetjem njihov delež še zmanjšuje. Vrednosti tržnih deležev posameznih podjetij prikazuje tabela 29, spremembe v tržnih deležih v primerjavi s tržnimi deleži v letu 2014 pa slika 102.

**Tabela 29: Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom**

Podjetje	Delež
Geoplin	50,48 %
GEN-I	10,72 %
Adriaplin	10,09 %
Plinarna Maribor	6,38 %
Energetika Ljubljana	6,29 %
Petrol	4,20 %
Petrol Energetika	3,70 %
DOMPLAN	1,89 %
Energetika Celje	1,53 %
Mestni Plinovodi	1,27 %
Elektro Celje Energija	1,02 %
Drugi	2,42 %
<b>Skupaj</b>	<b>100,00 %</b>
<b>HHI maloprodajnega trga</b>	<b>2.887</b>

Vir: agencija

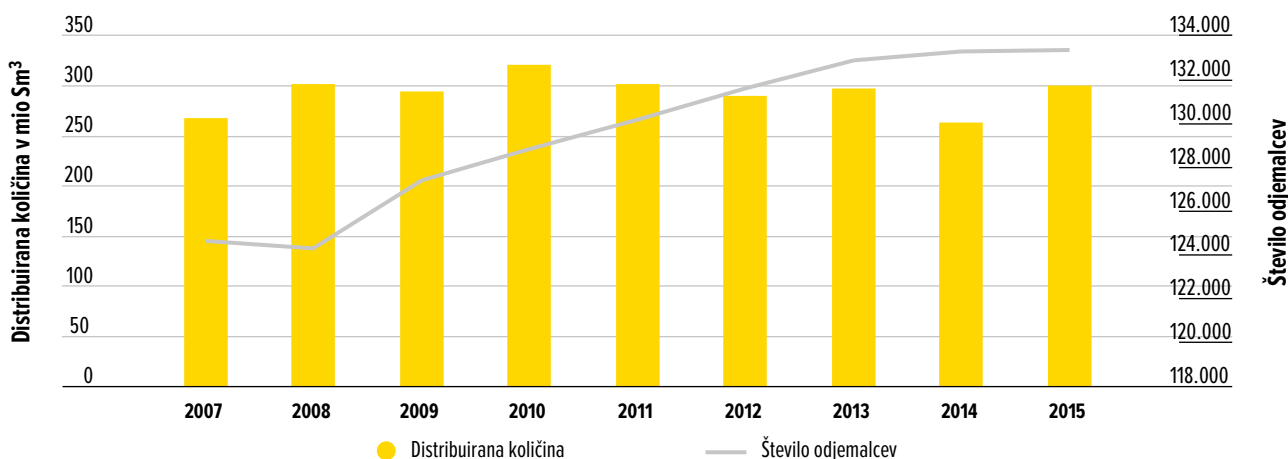
**Slika 102: Sprememba tržnih deležev v letu 2015 glede na leto 2014**



Vir: agencija

Večjo aktivnost trga z zemeljskim plinom kažejo tudi količine zemeljskega plina, ki so bile prodane končnim odjemalcem na maloprodajnem trgu. Čeprav se je število odjemalcev, oskrbovanih neposredno preko prenosnega omrežja, znižalo s 134 na 132 in je bilo zvišanje števila odjemalcev na distribucijskem omrežju zanemarljivo, so končni odjemalci porabili za skoraj 7 % zemeljskega plina več kot v letu 2014. Na prenosnem omrežju so končni odjemalci sicer porabili nekoliko manj plina, vendar so odjemalci na distribucijskem omrežju povečali svojo porabo za dobrih 15 %. Večja poraba zemeljskega plina, ki ni bila spodbujena s povečanjem števila uporabnikov, je verjetno bila dodatna spodbuda dobaviteljem za njihove aktivnosti, usmerjene v povečevanje svojih tržnih deležev. Število odjemalcev na distribucijskem omrežju se je v letu 2015 povečalo za 82 in je konec leta znašalo 133.312 odjemalcev. Distribuirane količine zemeljskega plina v primerjavi s številom odjemalcev prikazuje slika 103.

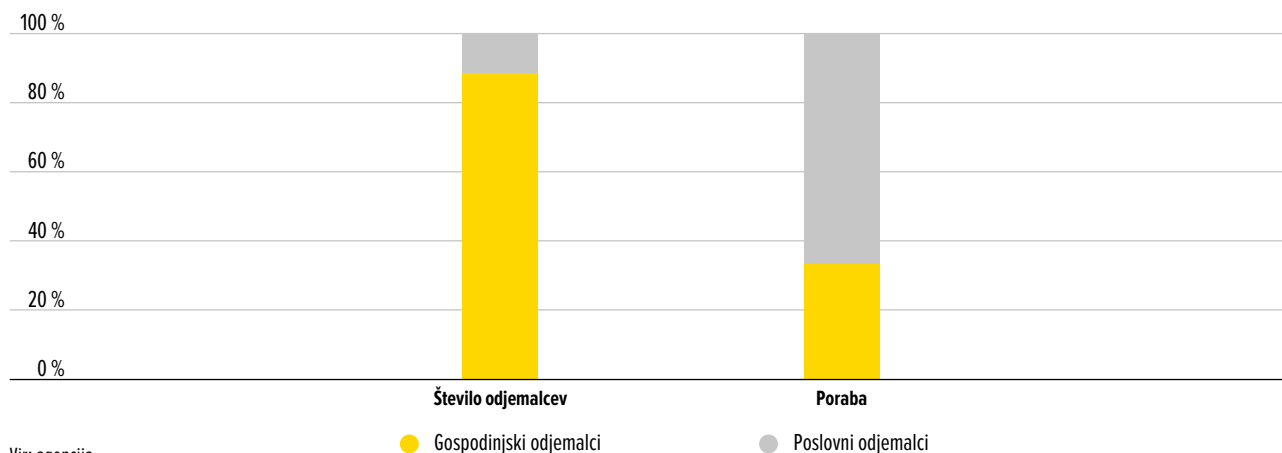
**Slika 103: Distribuirana količina in število odjemalcev na distribucijskem omrežju v obdobju 2007–2015**



Vir: agencija

Struktura maloprodajnega trga se na strani povpraševanja skorajda ni spremenila, saj je bila sprememba števila končnih odjemalcev premajhna. Se pa je na podlagi večje porabe nekoliko spremenilo razmerje porabe. V letu 2015 se je poraba poslovnih odjemalcev povečala na 67 %, poraba gospodinjstev pa padla na 33 % celotne porabe zemeljskega plina. Slika 104 prikazuje opisano razmerje med številom odjemalcev na distribucijskih omrežjih in njihovo porabo.

**Slika 104: Število odjemalcev na distribucijskem omrežju in njihova poraba v letu 2015**



Vir: agencija

#### 4.3.2.4 Priporočila glede maloprodajnih cen, preiskave in ukrepi za spodbujanje konkurence

Vse cene na veleprodajnem in maloprodajnem trgu se oblikujejo prosto. Maloprodajna cena zemeljskega plina je sestavljena iz zneska za energent, zneska omrežnine za distribucijo in meritev, prispevkov, dajatev, trošarine in DDV. Cena zemeljskega plina kot energenta je odvisna predvsem od poslovnih odločitev posameznega dobavitelja ter pogojev nabave, ki jih imajo dobavitelji pri trgovcu ali dobavitelju na debelo. 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 ter od konkurence na trgu.

Maloprodajne cene zemeljskega plina niso regulirane, zato agencija priporočil glede maloprodajnih cen ne izdaja.

Vloga agencije je med drugim tudi zaščita interesov odjemalcev. Agencija stalno spremlja maloprodajni trg, sodeluje z regulatornimi in nadzornimi organi na nacionalni ravni (tržni inšpektorat, agencija za varstvo konkurence) ter z neodvisnimi in neprofitnimi potrošniškimi organizacijami, skrbi za ažurnost informacij o dogajanju na trgu ter zagotavlja preglednost trga z aktivnostmi in storitvami, ki jih nudi v okviru skupne kontaktne točke na svoji spletni strani.

Na trgu z zemeljskim plinom veljajo glede preprečevanja omejevanja konkurence in zlorab prevladujočega položaja enaka pravila kot za druge vrste blaga.

Agencija je v letu 2015 pri svojem delu zaznala, da bi na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom lahko prišlo do izkrivljanja konkurence in zlorabe prevladujočega položaja. Zadeva je bila predana v pristojno reševanje Javni agenciji Republike Slovenije za varstvo konkurence, ki pa ni sprejela nobene odločitve, niti ni ukrepala zoper katerega izmed udeležencev trga z zemeljskim plinom.

Na področju ukrepov, ki jih na podlagi tretjega svežnja direktiv agencija izvaja za poenotenje najpomembnejših procesov izmenjave podatkov na nacionalni in regionalni ravni, je bil uveljavljen Akt o identifikaciji entitet v elektronski izmenjavi podatkov med udeleženci na trgu z električno energijo in zemeljskim plinom, ki obvezuje tržne udeležence k uporabi standardiziranih identifikatorjev ključnih podatkovnih entitet v elektronski izmenjavi podatkov na trgu. V okviru svojih dejavnosti v ebIX je agencija pripomogla k uveljavitvi standardnih modelov izmenjave podatkov tudi na področju trga z zemeljskim plinom (glej 3.3.2.4).



## 4.4 Zanesljivost dobave zemeljskega plina

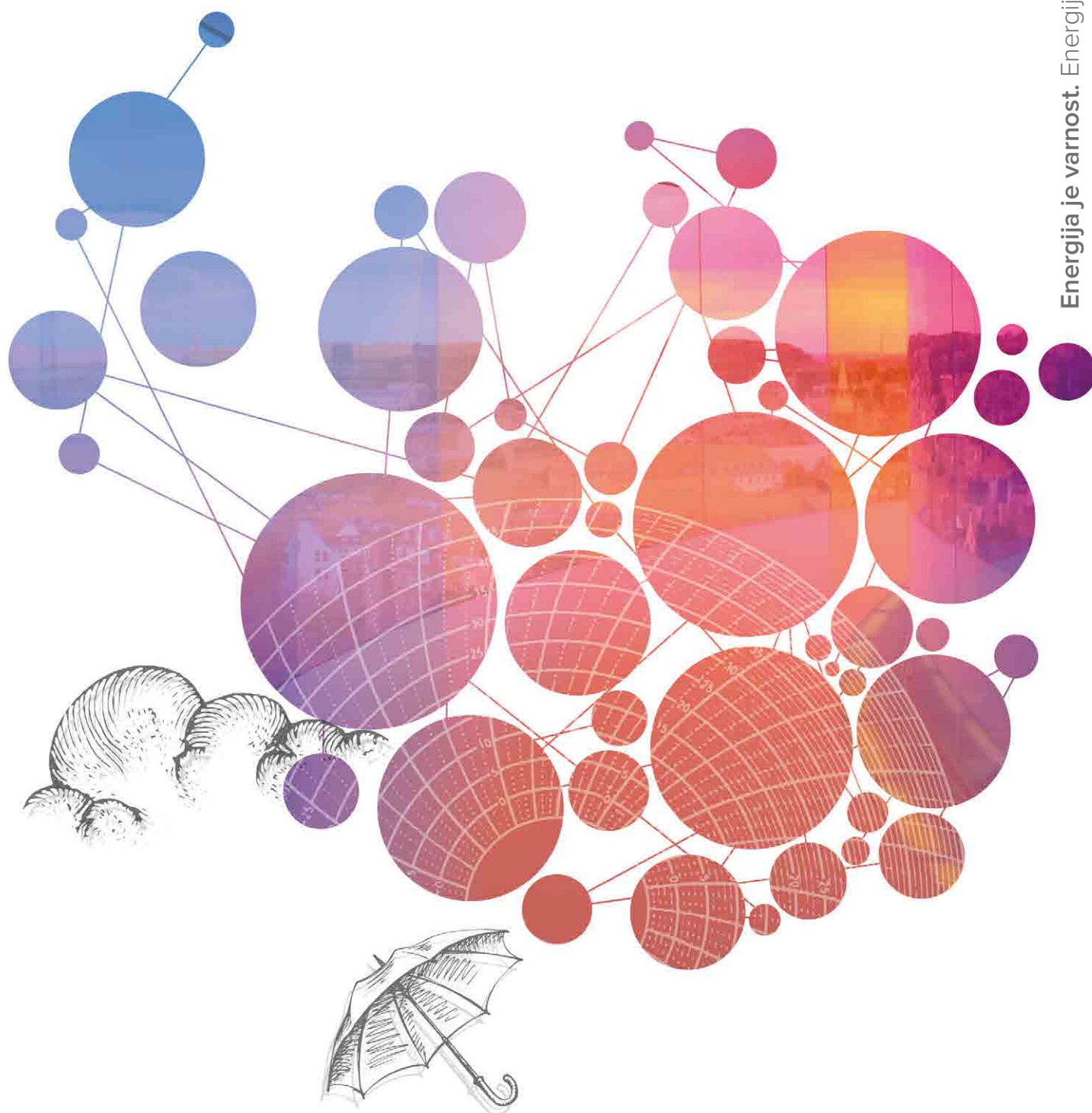
Aktivnosti, ki jih je agencija kot pristojni organ, zadolžen za implementacijo zahtev Uredbe (EU) št. 994/2010 (v nadaljevanju uredba), izvajala na področju zanesljive oskrbe, so razporejene na tri področja.

Prvo področje je povezano z uveljavitvijo dveh aktov, s katerimi je agencija na podlagi zahtev EZ-1 implementirala zahteve te uredbe. Pripravljena akta, Akt o preventivnem načrtu ukrepov pri oskrbi z zemeljskim plinom in Akt o načrtu za izredne razmere pri oskrbi z zemeljskim plinom, je agencija skladno s postopki, predpisanimi v uredbi, ob izteku leta 2014 poslala v oceno Evropski komisiji. Evropska komisija je leta 2015 agencijo seznanila s svojim mnenjem, v katerem je izrazila tudi nekatere dvome v pravilnost modela, predvidenega za preverjanje izpolnjevanja standarda oskrbe, in tudi nekatere svoje predloge za spremembe in dopolnitve obeh aktov, s katerimi bi agencija kot pristojni organ lahko izboljšala obvladovanje zagotavljanja zanesljive oskrbe na trgu z zemeljskim plinom v Sloveniji. Po pregledu mnenja so bile Evropski komisiji podane potrebne in zahtevane dodatne razlage in utemeljitve. Dogovorjeno je bilo, kaj bo v naslednjem postopku obnovitve ocene tveganja, ki se bo izvedla v letu 2016, in na njeni podlagi dopolnjenih obeh omenjenih aktov treba dopolniti in spremeniti.

V procesu letnega preverjanja zagotavljanja zanesljive dobave je agencija z namenom preverjanja dobavnega standarda skladno s predpisano metodologijo zagotovila ustrezne podatke o temperaturnih primanjkljajih in na podlagi tega zahtevanih količinah zemeljskega plina. Za določitev dodatnih količin plina za oskrbo zaščitenih odjemalcev v primeru izrednih temperatur v sedemdnevem obdobju se je na podlagi temperaturnih primanjkljajev določil korekcijski faktor, ki je znašal 31,04 %. Za določitev dodatnih količin plina za oskrbo zaščitenih odjemalcev v primeru vsaj 30-dnevnega obdobja v primeru prekinitve je korekcijski faktor znašal 25,11 %. Pri vseh dobaviteljih se je ugotovila zadostna količina zemeljskega plina, potrebna za izpolnjevanje standarda oskrbe. Na neproblematičnost zagotavljanja zanesljive oskrbe v letu 2015 so ob ugodnih vremenskih razmerah vplivali tudi razmeroma mirni politični odnosi med Evropo, Ukrajino in Rusko federacijo.

Evropska komisija je začela s postopkom preverjanja uspešnosti implementacije uredbe in ugotavljanjem potreb po njenih spremembah. V ta namen je izvedla prvo poizvedovanje o videnju zahtev uredbe, kar je storila s pomočjo posvetovalnega dokumenta. Tega je agencija pregledala in s pomočjo pridobljenih izkušenj nanj odgovorila. Postopek sprememb uredbe se bo nadaljeval v letu 2016.

## 5. Varstvo odjemalcev



Energija je varnost. Energija je življenje.

---

## 5.1 Varstvo potrošnikov električne energije in zemeljskega plina

Gospodinjski odjemalec je tisti odjemalec, ki kupuje električno energijo oziroma zemeljski plin za svojo lastno rabo v gospodinjstvu, kar izključuje rabo za opravljanje trgovskih ali poklicnih dejavnosti. Njegove pravice so varovane s predpisi, ki urejajo trg z energijo, hkrati pa ima tudi pravice potrošnika po Zakonu o varstvu potrošnikov, ki kot temeljni pravni akt ureja pravice potrošnikov v razmerju do podjetij in pred nepoštenimi poslovnimi praksami ter področje poštenega poslovanja podjetij v razmerju do potrošnikov.

Podjetja in druge organizacije, ki gospodinjskim odjemalcem kot potrošnikom v Sloveniji zagotavljajo javne storitve in dobrine, morajo zagotavljati redno in kakovostno opravljanje storitev ter skrbeti za ustrezen razvoj in izboljševanje kakovosti storitev. Pogodbeni pogoji, ki jih postavljajo podjetja, ki opravljajo pridobitno dejavnost, morajo biti jasni in razumljivi in ne smejo biti do gospodinjskega odjemalca nepošteni.

Agencija na svoji spletni strani v skupni kontaktni točki omogoča gospodinjskim odjemalcem na enem mestu dostop do informacij o njihovih pravicah, veljavnih predpisih in splošnih aktih za izvrševanje javnih pooblastil ter načina obravnave pritožb, ki so jim na voljo v primeru spora z dobaviteljem ali distribucijskim operaterjem električne energije oziroma operaterjem distribucijskega sistema zemeljskega plina.

Pred priključitvijo na sistem mora distribucijski operater oziroma operater distribucijskega sistema gospodinjskega odjemalca obvestiti o njegovih pravicah in obveznostih v zvezi z izbiro dobavitelja ter v zvezi nujno oskrbo, gospodinjskega odjemalca električne energije pa tudi v zvezi z zasilno oskrbo.

Gospodinjski odjemalec ima pravico do brezplačnega periodičnega obveščanja o svoji porabi električne energije ali zemeljskega plina in o značilnostih te porabe, in sicer tako pogosto, da lahko sam uravnava svojo porabo.

Prav tako ima gospodinjski odjemalec pravico do kakovostne oskrbe z električno energijo oziroma do oskrbe z zemeljskim plinom določene kakovosti.

---

### 5.1.1 Pogodba o dobavi in splošni pogodbeni pogoji

Gospodinjski odjemalec sklene pogodbo o dobavi električne energije oziroma zemeljskega plina z dobaviteljem, ki ga prosto izbere. Dobavitelj mora z objavo na svoji spletni strani gospodinjskim odjemalcem zagotoviti informacije o veljavnih cenah in tarifah ter pogojih v zvezi z dobavo. Sestavni del pogodbe o dobavi so splošni pogodbeni pogoji, ki ne smejo biti nepošteni in jih mora dobavitelj gospodinjskemu odjemalcu kot potrošniku zagotoviti pred sklenitvijo pogodbe o dobavi, tudi če se ta sklepa po posredniku. Pogodba o dobavi mora med drugim vsebovati tudi informacije o pravicah gospodinjskega odjemalca, vključno z obravnavanjem pritožb v zvezi z dobavo električne energije oziroma zemeljskega plina, ter dogovore o nadomestilu in povračilu v primeru, da ni dosežena raven kakovosti storitev iz pogodbe; v primeru pogodbe o dobavi zemeljskega plina pa tudi navedbo, da je gospodinjski odjemalec zaščiteni odjemalec.

Dobavitelj električne energije mora gospodinjskega odjemalca brezplačno in periodično obveščati o njegovi porabi električne energije, o značilnostih porabe ter možnostih učinkovite rabe energije, in sicer dovolj pogosto, da lahko končni odjemalec sam uravnava svojo porabo električne energije. Pravico do brezplačnega in periodičnega obveščanja o porabi zemeljskega plina ima tudi gospodinjski odjemalec zemeljskega plina, in sicer ga mora o tem obveščati operater sistema.

Dobavitelj mora gospodinjskega odjemalca obvestiti o nameravani spremembi splošnih pogodbenih pogojev, in to najmanj en mesec pred njihovo uveljavitvijo, če se sprememba nanaša na izpolnjevanje pogodbe z gospodinjskim odjemalcem. Hkrati z obvestilom o spremembi splošnih pogodbenih pogojev ga mora obvestiti tudi o njegovi pravici, da lahko zaradi spremembe brez odpovednega roka in brez obveznosti plačila pogodbene kazni odstopi od pogodbe o dobavi v roku enega meseca po začetku veljave spremembe. Dobavitelj mora gospodinjskega odjemalca obvestiti tudi o zvišanju cene električne energije, in sicer najmanj en mesec pred uveljavitvijo zvišane cene oziroma o zvišanju cene zemeljskega plina pravočasno, to je pred iztekom obračunskega obdobja, ki sledi zvišanju cene.

Gospodinjiski odjemalec mora imeti možnost izbire načinov plačevanja storitve dobave električne energije oziroma zemeljskega plina, vključno s sistemom akontacij. V primeru rednega cenika dobavitelj gospodinjiskemu odjemalcu ne sme zaračunati pavšalnih stroškov poslovanja, lahko pa jih zaračuna v cenikih akcijskih ali paketnih ponudb.

Gospodinjiski odjemalec lahko odstopi od pogodbe o dobavi, in sicer brez plačila pogodbene kazni, odškodnine, nadomestila ali kakršnega koli drugega plačila iz naslova odstopa od pogodbe pred določenim rokom, če odpoved začne učinkovati najmanj eno leto po sklenitvi pogodbe.

Gospodinjiski odjemalec ima pravico izbrati in zamenjati dobavitelja električne energije oziroma zemeljskega plina. Menjava dobavitelja mora biti izvedena v 21 dneh od vložitve popolne zahteve in se gospodinjiskemu odjemalcu ne sme zaračunati. Če gospodinjiski odjemalec zaradi menjave dobavitelja odstopi od pogodbe o dobavi najmanj eno leto po sklenitvi pogodbe, lahko odstopi brez odpovednega roka. Če odstopi od pogodbe prej, nosi posledice, ki so v pogodbi o dobavi določene za predčasni odstop.

Dobavitelj električne energije mora gospodinjiskemu odjemalcu na izdanih računih za dobavljeno električno energijo prikazati tudi delež posameznega proizvodnega vira energije v celotni strukturi električne energije, ki jo je dobavitelj dobavljal v predhodnem koledarskem letu, kot tudi izpuste CO<sub>2</sub> in količino nastalih radioaktivnih odpadkov, ki so posledica strukture proizvodnih virov, ki jo je dobavitelj v tem obdobju uporabil. Tako je mogoča in razumljiva primerjava med različnimi dobavitelji na državni ravni.

## 5.1.2 Odklop gospodinjiskega odjemalca

Distribucijski operater lahko odklopi gospodinjiskega odjemalca po predhodnem obvestilu, če ta v roku, določenem v obvestilu, ne izpolni svojih obveznosti. Gospodinjiski odjemalec mora biti o odklopu obveščen vsaj 15 dni vnaprej. Pri tem distribucijski operater ne sme odklopiti ranljivega odjemalca, če izpolnjuje pogoje za nujno oskrbo. Če traja odklop gospodinjiskega odjemalca več kot tri leta, mora gospodinjiski odjemalec, enako kot vsak drug uporabnik sistema, pridobiti novo soglasje za priključitev na sistem in skleniti novo pogodbo o priključitvi.

Zaradi neplačila omrežnine za uporabo sistema je bilo v letu 2015 odklopljenih 5949 gospodinjiskih odjemalcev električne energije. Navedeno število predstavlja za 0,24 odstotne točke manjši delež odklopov na število vseh gospodinjiskih odjemalcev kot leto pred tem, ko je bilo odklopljenih 7926 gospodinjiskih odjemalcev. Število odklopov zaradi neplačila v letu 2015 glede na leto 2011 je bilo manjše za 0,27 odstotne točke, saj je bilo v tistem letu na območju celotne Slovenije odklopljenih 8037 gospodinjiskih odjemalcev.

**Tabela 30: Število odklopov gospodinjiskih odjemalcev električne energije zaradi neplačila v obdobju 2011–2015**

	2011	2012	2013	2014	2015
Elektro Celje	866	753	1.058	2.640	575
Elektro Gorenjska	708	747	192	782	477
Elektro Ljubljana	2.307	1.698	2.628	1.791	2.256
Elektro Maribor	1.246	1.344	1.237	1.766	1.367
Elektro Primorska	2.910	2.035	1.762	947	1.274
<b>Skupaj število odklopov</b>	<b>8.037</b>	<b>6.577</b>	<b>6.877</b>	<b>7.926</b>	<b>5.949</b>

Viri: dobavitelji električne energije, SODO, agencija

V letu 2015 so operaterji distribucijskega sistema zemeljskega plina odklopili 758 gospodinjiskih odjemalcev zemeljskega plina, od tega 711 zaradi neplačila omrežnine za uporabo sistema. Navedeno število predstavlja za 0,12 odstotne točke manjši delež odklopov na število vseh gospodinjiskih odjemalcev kot leto pred tem, ko je bilo odklopljenih 861 gospodinjiskih odjemalcev. Število odklopov zaradi neplačila v letu 2015 glede na leto 2011 je bilo manjše za 0,49 odstotne točke, saj je bilo v tistem letu na območju celotne Slovenije odklopljenih 1281 gospodinjiskih odjemalcev. Zaradi neveljavne pogodbe o dobavi zemeljskega plina ali odstopa od pogodbe je bilo odklopljenih šest in

zaradi drugih razlogov 41 gospodinjskih odjemalcev. Trajno je bilo odklopljenih 1285 uporabnikov sistema, od tega 1108 gospodinjskih odjemalcev, kar je za 239 več kot v letu 2014. Operaterji distribucijskega sistema zemeljskega plina pa v času do 30. aprila in od 1. oktobra niso odklopili 159 gospodinjskih odjemalcev, in to kljub izpolnjevanju pogojev za odklop po predhodnem obvestilu. Od teh odjemalcev se jih je 25 sklicevalo na pravico do neodklopa zaradi ogrožanja življenja in zdravja.

**Tabela 31: Število odklopov gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina zaradi neplačila v obdobju 2011–2015**

	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Število odklopov</b>	<b>1.281</b>	<b>1.167</b>	<b>1.207</b>	<b>861</b>	<b>711</b>

Vir: dobavitelji zemeljskega plina, operaterji distribucijskih sistemov, agencija

### 5.1.3 Varstvo ranljivih odjemalcev in nujna oskrba

Varstvo ranljivih odjemalcev je ena najpomembnejših oblik varstva odjemalcev. EZ-1 jo ureja v členu 51 za gospodinjskega odjemalca električne energije in v členu 176 za gospodinjskega odjemalca zemeljskega plina. Ranljivi odjemalec je tisti gospodinjski odjemalec, ki si zaradi svojih premoženjskih razmer, dohodkov in drugih socialnih okoliščin ter bivalnih razmer ne more zagotoviti drugega vira energije za gospodinjsko rabo oziroma za ogrevanje, ki bi mu povzročil enake ali manjše stroške za najnujnejšo gospodinjsko rabo oziroma za ogrevanje stanovanjskih prostorov. Distribucijski operater oziroma operater distribucijskega sistema ranljivega odjemalca ne sme odklopiti oziroma mu omejiti odjema pod količino oziroma moč, ki je glede na okoliščine (letni čas, temperaturne razmere, kraj prebivanja, zdravstveno stanje in druge podobne okoliščine) nujno potrebna, da ne pride do ogrožanja življenja ali zdravja odjemalca in oseb, ki z njim prebivajo. Operater mora gospodinjskega odjemalca pred odklopom obvestiti o možnosti nujne oskrbe, o dokazilih in rokih, v katerih jih mora predložiti, da mu operater lahko odobri nujno oskrbo.

Na podlagi določb Splošnih pogojev za dobavo in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja električne energije distribucijski operater presoja upravičenost do nujne oskrbe na podlagi odločbe pristojne socialne službe in mnenja zdravnika, da v gospodinjstvu živi oseba, ki uporablja medicinske naprave, ki za delovanje potrebujejo električno energijo, in bi bilo ob odklopu ogroženo njeno življenje ali zdravje. Stroški nujne oskrbe ranljivih odjemalcev so upravičeni stroški distribucijskega operaterja.

Gospodinjski odjemalec zemeljskega plina s slabim premoženjskim stanjem, zaradi katerega bi lahko prišlo do ogrožanja njegovega življenja in zdravja ali življenja in zdravja oseb, ki z njim prebivajo, lahko v skladu z določbami Uredbe o delovanju trga z zemeljskim plinom uveljavi pravico, da se ga ne odklopi, če je prejemnik denarne socialne pomoči. To pravico lahko uveljavlja v času od 1. oktobra do 30. aprila, vendar le za čas, za katerega izkaže slabo premoženjsko stanje. Stroške odjema zemeljskega plina ranljivih odjemalcev nosi operater distribucijskega sistema do takrat, ko jih plača ranljivi odjemalec.

Leta 2015, enako kot leto prej, ni bil noben gospodinjski odjemalec električne energije oskrbovan pod pogoji nujne oskrbe.

Pravico ranljivega odjemalca zemeljskega plina je v letu 2015 uveljavilo 25 gospodinjskih odjemalcev, kar je 21 več kot v letu 2014.

### 5.1.4 Zasilna oskrba

Z zasilno oskrbo distribucijski operater v skladu s predpisom, ki ureja delovanje trga z električno energijo, samodejno in brez prestopnih rokov zagotavlja dobavo električne energije končnim odjemalcem, torej tudi gospodinjskim odjemalcem, ki so priključeni na njegov sistem, če jim preneha veljavnost pogodbe o dobavi zaradi ukrepov, ki so posledica insolventnosti ali nelikvidnosti dobavitelja. O prenehanju veljavnosti pogodbe o dobavi in začetku izvajanja zasilne oskrbe mora distribucijski operater nemudoma obvestiti odjemalca. Dobavo električne energije mora distribucijski operater zagotoviti tudi vsakemu gospodinjskemu odjemalcu na njegovo zahtevo. Distribucijski operater mora odjemalce obvestiti o možnosti in pogojih zasilne oskrbe. Skladno z določili Splošnih

pogojev za dobavo in odjem električne energije iz distribucijskega omrežja električne energije je zasilna oskrba časovno omejena na največ 60 dni, vendar se lahko na prošnjo odjemalca podaljša. Cena dobave za zasilno oskrbo, ki jo določi distribucijski operater in tudi javno objavi, mora biti višja od tržne cene za dobavo primerljivemu odjemalcu, ne sme pa je presežati za več kot 25 %.

Distribucijski operater je objavljala pogoje in cene električne energije za zasilno oskrbo. Pod pogoji zasilne oskrbe je bilo oskrbovanih šest odjemalcev, medtem ko je bilo leto prej pod temi pogoji oskrbovanih 21 odjemalcev.

---

## 5.1.5 Pritožbe odjemalcev in reševanje sporov

Eden bistvenih elementov pogodbe o dobavi, sklenjene z gospodinjstvom odjemalcem, je dogovor o načinu obravnave pritožb v zvezi z dobavo električne energije oziroma zemeljskega plina. Gospodinjstvi odjemalci imajo pravico do preglednega, enostavnega in brezplačnega postopka za obravnavo pritožb. V ta namen dobavitelj sam ali skupaj z drugimi dobavitelji v okviru združenja imenuje neodvisno in nepristransko osebo ali več oseb (v nadaljevanju imenovana oseba), odgovornih za odločanje o pritožbah, na katere gospodinjstvi odjemalec naslovi pritožbo v zvezi z domnevnimi kršitvami dobavitelja pri izvajanju pogodbe o dobavi.

Dobavitelj mora pisno ali v drugi primerni obliki gospodinjstvom odjemalcu zagotoviti naslednje informacije:

- natančen opis vrst pritožb, o katerih odloča imenovana oseba, morebitne omejitve in višine sporne terjatve;
- pravila o dodelitvi pritožbe imenovani osebi, skupaj z morebitnimi zahtevami za gospodinjstvega odjemalca in druga postopkovna pravila, zlasti glede pisne ali ustne narave postopka, osebne prisotnosti in uporabljenega jezika;
- pravila, ki so podlaga za odločanje o pritožbi;
- vrste odločitve, ki se sprejemajo v postopku obravnave pritožb.

Imenovana oseba mora odločiti o pritožbi gospodinjstvega odjemalca v roku dveh mesecev od prejema pritožbe. Odločitev zavezuje dobavitelja, če odjemalec v osmih dneh po prejemu odločitve to potrdi s pisno izjavo. Če se gospodinjstvi odjemalec z odločitvijo imenovane osebe ne strinja, lahko svoj zahtevek uveljavlja v postopku pred sodiščem.

Dobavitelji na svoji spletni strani objavijo podrobnejša pravila v zvezi z imenovanjem oseb za obravnavo pritožb, informiranjem gospodinjstvih odjemalcev o reševanju pritožb, sistemom povračil ali odškodnin in s postopkom za obravnavo pritožb.

Dobavitelj ali združenje lahko določi sistem povračil in odškodnin, ki jih zagotavlja odjemalcem za posamezne kršitve svojih obveznosti v zvezi z dobavo, če je to upravičeno glede na višino škode, težo kršitve ali stopnjo odgovornosti.

Od vseh gospodinjstvih odjemalcev električne energije, teh je bilo 834.664, so dobavitelji električne energije v letu 2015 prejeli 9535 pritožb, reklamacij, nestrinjanj ali ugovorov, kar je več kot odstotek pritožb (1,14 %) vseh gospodinjstvih odjemalcev (leta 2014 je bil ta odstotek 0,77). Največ pritožb se je nanašalo na izdani račun, in sicer 64 % vseh prejetih pritožb gospodinjstvih odjemalcev. Od vseh prejetih pritožb gospodinjstvih odjemalcev jih je bilo 42 % neupravičenih. Podrobnejši prikaz pritožb v obdobju 2013–2015 na dobavitelje po vsebinskih razlogih je podan v tabeli 32, podatki o odločitvah o pritožbah odjemalcev pri dobaviteljih električne energije pa so predstavljeni v tabeli 33.

**Tabela 32: Pritožbe gospodinjskih odjemalcev električne energije na dobavitelje po vsebinskih razlogih v obdobju 2013–2015**

<b>Razlog pritožbe</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Pogoji prodaje	35	65	115
Pogodbeni pogoji	406	294	1.271
Cena električne energije	311	179	150
Račun	4.313	3.386	6.114
Odklop zaradi neplačevanja	187	86	96
Zamenjava dobavitelja	16	728	75
Tehnični razlogi, ki omejujejo dobavo	0	3	34
Drugo	2.056	1.189	1.279
<b>Skupno število prejetih pritožb</b>	<b>7.877</b>	<b>6.410</b>	<b>9.535</b>
<b>Neupravičene pritožbe</b>	<b>2.559</b>	<b>1.820</b>	<b>4.013</b>

Viri: dobavitelji električne energije, agencija

**Tabela 33: Odločitve o pritožbah gospodinjskih odjemalcev pri dobaviteljih električne energije v obdobju 2013–2015**

<b>Število zahtev</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
- prejetih	7.877	6.410	9.535
- zavrženih	552	480	401
<b>Število obravnavanih zahtev</b>	<b>7.325</b>	<b>5.930</b>	<b>9.134</b>
- od tega ugodene	4.765	4.110	5.121
- od tega zavrjene	2.559	1.820	4.013

Viri: dobavitelji električne energije, agencija

V letu 2015 je imenovana oseba prejela štiri pritožbe, od teh je bilo eni ugodeno, tri pa so bile zavržene. V enem primeru je stranka uveljavljala zahtevo po sodni poti. V primerjavi z letom 2014, ko je imenovana oseba prejela eno pritožbo, so to tri pritožbe več.

Na področju zemeljskega plina so dobavitelji v letu 2015 obravnavali 3278 pritožb, reklamacij, ugovorov ali nestrinjanj odjemalcev, od tega 2922 pritožb gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina. Največ pritožb gospodinjskih odjemalcev se je nanašalo na izdane račune, in sicer kar 84 %. Od vseh prejetih pritožb gospodinjskih odjemalcev je bilo 47 % neupravičenih.

Podrobnejši prikaz pritožb na dobavitelje v obdobju 2013–2015 po vsebinskih razlogih je podan v tabeli 34, podatki o odločitvah o pritožbah odjemalcev pri dobaviteljih zemeljskega plina pa so prikazani v tabeli 35.

**Tabela 34: Pritožbe gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina na dobavitelje po vsebinskih razlogih v obdobju 2013–2015**

Razlog pritožbe	2013	2014	2015
Pogoji prodaje	163	27	55
Pogodbeni pogoji	438	67	181
Cena plina	170	90	93
Račun	2.482	2.212	2.455
Odklop zaradi neplačevanja	31	29	10
Zamenjava dobavitelja	1.202	27	34
Tehnični razlogi, ki omejujejo dobavo	46	73	77
Drugo	4	159	17
<b>Skupno število prejetih pritožb</b>	<b>4.536</b>	<b>2.684</b>	<b>2.922</b>
<b>Neupravičene pritožbe</b>	<b>1.099</b>	<b>979</b>	<b>1.384</b>

Viri: dobavitelji zemeljskega plina, agencija

**Tabela 35: Odločitve o pritožbah gospodinjskih odjemalcev pri dobaviteljih zemeljskega plina v obdobju 2013–2015**

Število zahtev	2013	2014	2015
– prejetih	4.536	2.684	2.922
– zavrženih	0	0	0
<b>Število obravnavanih zahtev</b>	<b>4.536</b>	<b>2.684</b>	<b>2.922</b>
– od tega ugodene	3.437	979	1.538
– od tega zavrjene	1.099	1.705	1.384

Viri: dobavitelji zemeljskega plina, agencija

Imenovane osebe so prejele skupaj 13 pritožb gospodinjskih odjemalcev, pri čemer je bilo vsem ugodeno. V primerjavi z letom 2014, ko so imenovane osebe prejele dve pritožbi, je to kar 11 pritožb več.

Gospodinjski odjemalec lahko pri agenciji vloži zahtevo za odločanje o sporu z operaterjem distribucijskega sistema. Zahtevo sme gospodinjski odjemalec vložiti na agencijo, če je pred tem izvedel predhodni postopek pri operaterju distribucijskega sistema. Na področju zemeljskega plina je bilo na vse operaterje distribucijskih sistemov naslovljenih skupaj 2250 pritožb odjemalcev. Gospodinjski odjemalci so v letu 2015 vložili 241 pritožb več kot v letu 2014 in 892 pritožb manj kot v letu 2013. Največ pritožb gospodinjskih odjemalcev se je nanašalo na izdane račune, in sicer 62 % vseh prejetih pritožb. Tudi v letu 2014 je ta delež znašal 62 %. Neupravičenih pritožb gospodinjskih odjemalcev je bilo 52 %. Podrobnejši prikaz pritožb po vsebinskih področjih je podan v tabeli 36.



**Tabela 36: Pritožbe gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina na operaterje distribucijskih sistemov v obdobju 2013–2015**

Razlog pritožbe	2013	2014	2015
Postopek priključitve	6	4	3
Načrtovana prekinitve dobave	0	1	0
Nenačrtovana prekinitve dobave	10	0	12
Omrežnina	59	8	31
Meritve	752	446	569
Splošni pogoji	13	18	11
Račun	798	1.017	1.151
Zamenjava dobavitelja	1.060	25	40
Drugo	61	107	50
<b>Skupno število prejetih pritožb</b>	<b>2.759</b>	<b>1.626</b>	<b>1.867</b>
<b>Neupravičene pritožbe</b>	<b>899</b>	<b>603</b>	<b>982</b>

Vir: operaterji distribucijskih sistemov, agencija

Morebitne kršitve splošnih pravil varstva potrošnikov v Sloveniji nadzoruje in ustrezno sankcionira tudi tržni inšpektorat.

## 5.1.6 Objavljanje cen

Gospodinjski odjemalci imajo pravico, da so na razumljiv način obveščeni o cenah električne energije oziroma zemeljskega plina in da jih lahko med seboj tudi primerjajo. Dobavitelji so cene za gospodinjske odjemalce objavljali na svojih spletnih straneh. Objave so bile za različne produkte oziroma tako imenovane pakete dobave za gospodinjske odjemalce. Gospodinjski odjemalci so lahko uporabljali tudi aplikacijo Primerjalnik stroškov oskrbe z električno energijo oziroma z zemeljskim plinom na spletni strani agencije, ki odjemalcem nudi informacije o rednih cenikih, s tem pa tudi primerjavo in izračun stroškov oskrbe na mesečni ali letni ravni.

## 5.2 Varstvo pravic odjemalcev v upravnih postopkih pred agencijo

Agencija po javnem pooblastilu odloča v sporih, nastalih med uporabniki sistema elektrike oziroma uporabniki sistema zemeljskega plina in operaterji oziroma operaterjem trga z elektriko, in sicer v naslednjih zadevah:

- glede dostopa do sistema,
- v zvezi z obračunanim zneskom za uporabo sistema,
- v zvezi s kršitvami sistemskih obratovalnih navodil,
- v zvezi z ugotovljenimi odstopanji in zneski za pokrivanje stroškov izravnave odstopanj ter v zvezi s kršitvami splošnih aktov, ki urejajo odstopanja in njihovo izravnavo, in tistimi,
- za katere tako določa zakon.

Pri reševanju sporov se upošteva tudi dodatni kriterij, da se sporni predmet iz teh sporov nanaša na pravice in obveznosti, ki izvirajo iz neposredno uporabljivega predpisa Evropske unije (uredbe), EZ-1 ali na njegovi podlagi izdanega podzakonskega akta ali akta za izvrševanje javnih pooblastil.

Agencija rešuje spore po upravnem postopku in izdaja posamične akte, s katerimi odloča o pravicah, obveznostih ali pravnih koristih posameznikov, pri čemer EZ-1 določa tudi nekatere posebnosti.

Stranka lahko vloži zahtevo za odločanje pri agenciji le, če izkaže, da je predhodno neuspešno poskusila rešiti nastali spor pri nasprotni stranki ter je pri tem nasprotna stranka zahtevo stranke

zavrnila deloma ali v celoti ali pa na njo v postavljenem roku sploh ni odgovorila. Zahteva za odločanje skupaj z dokazili se mora na agencijo vložiti v 15 dneh od vročitve odgovora nasprotnne stranke oziroma v 15 dneh od poteka roka za odgovor, če nasprotna stranka na pisno zahtevo ni odgovorila.

Agencija ima v zvezi s končno odločitvijo v postopkih odločanja o sporu med zgoraj navedenimi strankami široka pooblastila, saj lahko:

- odloči o zahtevku stranke,
- stranki naloži ali prepove določeno ravnanje,
- delno ali v celoti razveljavi pogodbo ali drugi akt,
- odloči o zahtevku zaradi preveč ali premalo plačanega zneska omrežnine ali cene za ostale storitve operaterja ter
- odloči o drugih vprašanjih, če tako določa zakon.

Zoper odločitev agencije obstaja le sodno varstvo pred Upravnim sodiščem.

Agencija v upravnem postopku na drugi stopnji odloča tudi o pritožbi zoper odločbo elektrooperaterja oziroma operaterja sistema o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev.

Postopki varstva pravic odjemalcev, ki jih vodi agencija, so brezplačni, saj za upravne vloge, ki so vložene pri agenciji, in za končne odločitve agencije (sklep, odločba) agencija ne zaračunava upravne takse, glede na kratke roke pa so ti postopki tudi zelo hitri. Agencija mora namreč o zahtevku odločiti v dveh mesecih od vložitve popolne vloge, ta rok pa lahko agencija podaljša le s soglasjem vlagatelja zahteve.

Število vloženi zahtev za odločanje v upravnem postopku se je v letu 2015 v primerjavi z letom 2014, ko je bilo na agencijo vloženi 53 zahtev za odločanje, bistveno zmanjšalo. Agencija je namreč prejela skupaj 20 zahtev za odločanje, in sicer 10 vlog v sporih na prvi stopnji in 10 vlog o pritožbah na drugi stopnji, torej vlog o pritožbi zoper odločbo o izdaji ali zavrnitvi soglasja za priključitev. Iz prejšnjega obdobja je agencija odločala v osmih sporih. Večina vlog je bila s področja električne energije, le ena zahteva za odločanje je bila s področja zemeljskega plina. V tem obdobju so bili vloženi trije upravni spori na Upravno sodišče, eno zahtevo je agencija zavrgla zaradi nepristojnosti, ena zahteva je bila odstopljena pristojnemu organu, en postopek pa je bil ustavljen, saj je stranka svojo zahtevo umaknila. Rešenih je tako bilo 24 vlog, štiri zadeve pa so ob koncu poročevalnega obdobja ostale še nerešene.

V primerjavi z zadnjimi petimi leti, ko je prevladovalo odločanje o pritožbah proti izdanim soglasjem za priključitev, se je v letu 2015 reševanje sporov in odločanje o pritožbah izenačilo, pri tem pa se vsebina vloženi zahtev ni bistveno spremenila v primerjavi z letom 2014. V postopkih glede reševanja sporov so še vedno prevladovala odločanja, vezana na nepravilno delovanje merilnih oziroma krmilnih naprav. Prav tako so se uporabniki tudi v letu 2015 k izdanim soglasjem za priključitev pritoževali zlasti zaradi nerešenih solastniških razmerij pri izdaji soglasja za priključitev, nepravilne razvrstitve v odjemne skupine, dodatno pa tudi zaradi procesnih razlogov.

---

### 5.3 Nadzor nad izvajanjem predpisov s področja trga z električno energijo in zemeljskim plinom

Agencija nadzira izvajanje določb EZ-1 s področja trga z elektriko in zemeljskim plinom ter na njegovi podlagi izdanih predpisov in splošnih aktov, razen v primerih, ki po tem zakonu spadajo v pristojnost posameznih pristojnih inšpekcij. Agencija nadzira tudi izvajanje določb uredb Evropske unije s področja notranjega trga z elektriko in zemeljskim plinom. V postopkih nadzora se uporabljajo določbe zakona, ki ureja inšpekcijski nadzor. Agencija vodi postopek nadzora in izreka nadzorne ukrepe po uradni dolžnosti.

Če agencija v postopku nadzora ugotovi kršitev zakona ali na njegovi podlagi izdanih predpisov, je po EZ-1 dolžna:

- izvesti preventivne ukrepe in izreči opozorilo,
- izvesti ukrepe za varovanje pravic drugih oseb,
- predlagati drugemu pristojnemu organu sprejetje ukrepov,
- odrediti druge ukrepe, za katere je pooblaščen s tem zakonom ali drugim predpisom.

Agencija odloča tudi o prekrških za kršitve EZ-1 in na njegovi podlagi izdanih predpisov, katerih izvajanje nadzira kot prekrškovni organ v skladu z zakonom, ki ureja prekrške.

V primerjavi z letom 2014, v katerem je agencija skupaj reševala 20 zadev s področja nadzora, se je v letu 2015 število postopkov nadzora zelo povečalo. Agencija je v letu 2015 namreč na novo odprla 60 zadev s področja nadzorov, iz leta 2014 pa je dodatno prenesla še devet postopkov nadzora. Kar 61 zadev se je nanašalo na področje električne energije, sedem na področje zemeljskega plina, ena zadeva pa na področje oskrbe s toploto, ki jo je agencija odstopila v reševanje pristojnemu organu. Dva postopka nadzora je agencija zaključila z izdajo odločbe, v primerih, v katerih je agencija s svojimi aktivnostmi dosegla, da so bile kršitve med postopkom odpravljene, pa je zavezancem za nadzor praviloma izrekla opozorilo z napotilom, da morajo v prihodnje dosledno upoštevati veljavni pravni red. Postopke, v katerih kršitve niso bile ugotovljene, je agencija sklenila z izdajo sklepa o ustavitvi postopka. Dve zadevi je agencija odstopila v reševanje pristojnim organom, v enem primeru pa se je odločila, da postopka ne bo uvedla. Zaradi kršitev določb EZ-1 je agencija uvedla tudi en postopek o prekršku, ki pa ob koncu leta še ni bil zaključen.

Agencija je v postopkih nadzirala tako dobavitelje elektrike in zemeljskega plina, operaterje sistema, elektrooperaterje oziroma pogodbene izvajalce dejavnosti distribucijskega operaterja kot tudi druge izvajalce energetskih dejavnosti.

V izvedenih postopkih nadzora je agencija med drugim ugotovila kršitve na področju postopkov priključevanj oziroma izdanih soglasij za priključitev (na primer glede ustreznosti utemeljevanja razlogov za zavrnitev zmanjšanja obratovalne omejitve oziroma plačila nesorazmernih stroškov in njihove višine glede na merila iz 113. in 147. člena EZ-1); zagotavljanja preglednega in enostavnega postopka za obravnavo pritožb gospodinjstev odjemalcev elektrike skladno s prvim in četrtem odstavkom 50. člena EZ-1 ter obveščanja uporabnikov o predvidenih začasnih odklopih v skladu s 150. členom EZ-1 oziroma o nujni oskrbi v skladu s 176. členom EZ-1. Agencija je kršitve nadalje ugotovila na področju menjave dobavitelja (zavračanje menjave s sklicevanjem na neporavnane obveznosti iz naslova veljavne pogodbe o dobavi), izvajanja distribucije zemeljskega plina (izvajanje distribucije brez podeljene koncesije) ter na področju omogočanja dostopa oziroma zagotavljanja podatkov.

Uvedeno je bilo večje število postopkov nadzora nad dobavitelji elektrike glede prikazovanja sestave proizvodnih virov na izdanih računih za dobavljeno elektriko, na promocijskih gradivih in na spletu (42. člen EZ-1). V desetih primerih kršitev ni ugotovila, zato je te postopke zaključila z izdajo sklepa o ustavitvi postopka, nerešene zadeve pa je prenesla v leto 2016. Agencija je ob koncu leta 2015 uvedla večje število postopkov nad dobavitelji elektrike gospodinjstvom in malim poslovnim odjemalcem, v katerih bo nadzirala bistvene sestavine pogodbe o dobavi in splošne pogodbene pogoje (48. člen EZ-1). Od postopkov, ki so bili prav tako uvedeni v letu 2015, vendar še niso bili zaključeni, velja omeniti še izvajanje nadzora nad zaračunavanjem pavšalnih stroškov poslovanja z rednim cenikom, navajanje številke merilnega mesta na enotnem računu ter nad spoštovanjem določb sistemskih obratovalnih navodil.

## 6. Obnovljivi viri, soproizvodnja in učinkovita raba energije



Energija je kroženje. Energija je življenje.

## 6.1 Električna energija, proizvedena iz obnovljivih virov in v sproizvodnji z visokim izkoristkom

Izkoriščanje obnovljivih virov energije ima v nacionalni energetske politiki Slovenije pomembno mesto. V zadnjih letih se ambicije na tem področju tudi v Sloveniji še povečujejo. Izboljševanje učinkovitosti rabe energije in večje izkoriščanje energije iz obnovljivih virov prinašata znatne neposredne in posredne koristi: manjše emisije toplogrednih plinov, večjo zanesljivost oskrbe z energijo, tehnološki razvoj in inovacije ter možnosti za zaposlovanje in regionalni razvoj. Pomembno prispevata tudi k boljši kakovosti zraka. Sproizvodnja toplote in električne energije z visokim izkoristkom je med poglavitnimi ukrepi za izboljšanje učinkovitosti rabe energije.

Slovenija ima na področju obnovljivih virov energije zastavljen cilj, in sicer do leta 2020 doseči 25-odstotni delež OVE v rabi bruto končne energije in 10-odstotni delež OVE v prometu. Pripravljen je tudi Akcijski načrt za obnovljive vire energije za obdobje 2010–2020 (v nadaljevanju AN OVE). Navedeni cilj in AN OVE sta del izvajanja skupne okoljsko energetske politike Evropske unije, ki je države članice z Direktivo 2009/28/ES zavezala k skupnemu cilju 20-odstotnega deleža energije iz obnovljivih virov v skupni bruto končni rabi energije na ravni Unije ter članicam naložila nacionalne cilje glede na njihove gospodarske možnosti in energetske potencial.

Na ravni Evropske unije je bila jeseni leta 2014 sprejeta še ambicioznejša politična odločitev, da bo EU kot celota do leta 2030 dosegla vsaj 27-odstotni delež energije iz obnovljivih virov. Nacionalne cilje bodo določile države članice same, pri čemer ima Slovenija zastavljen ambiciozen načrt, ki pa še ni sprejet.

Za SPTE Slovenija nima začrtanih posebnih ciljev, pomemben pa je prispevek te tehnologije k doseganju nacionalnih ciljev na področju učinkovite rabe energije. Skladno s 3. členom Direktive 2012/27/EU si je Slovenija zastavila cilj izboljšanja energetske učinkovitosti do leta 2020, tako da raba primarne energije v letu 2020 ne bo presegla 7,125 mio toe (ton ekvivalenta nafte) oziroma 82,86 TWh.

V letu 2014 je bil delež OVE v bruto končni rabi energije v Sloveniji 21,9-odstoten in je bil za 5,9 odstotne točke večji kot v letu 2005. Do cilja v letu 2020 bo treba delež OVE povečati še za 3,1 odstotne točke. V sektorju električne energije Slovenija zaostaja za ciljem za 5,4 odstotne točke.

**Tabela 37: Doseženi deleži energije iz obnovljivih virov v skupni bruto končni rabi energije v obdobju 2004–2014 in ciljni delež v letu 2020**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2020
												Ciljni delež
Skupaj delež OVE	16,2 %	16,0 %	15,6 %	15,6 %	15,0 %	19,1 %	19,3 %	19,4 %	20,2 %	21,5 %	21,9 %	25 %
Sektor promet	0,4 %	0,4 %	0,6 %	1,1 %	1,5 %	2,0 %	2,8 %	2,1 %	2,9 %	3,4 %	2,6 %	10,5 %
<b>Sektor električna energija</b>	<b>29,3 %</b>	<b>28,7 %</b>	<b>28,2 %</b>	<b>27,7 %</b>	<b>30,0 %</b>	<b>33,8 %</b>	<b>32,2 %</b>	<b>30,8 %</b>	<b>31,4 %</b>	<b>32,8 %</b>	<b>33,9 %</b>	<b>39,3 %</b>
Sektor ogrevanje in hlajenje	18,4 %	19,0 %	18,6 %	20,4 %	19,2 %	25,0 %	25,7 %	28,4 %	30,2 %	31,7 %	33,3 %	30,8 %

Vira: SURS, agencija

## 6.2 Podporna shema za OVE in SPTE

Spodbujanje proizvodnje električne energije iz obnovljivih virov energije in s sproizvodnjo toplote in električne energije z visokim izkoristkom je leta 2009 doživelo pomembne spremembe. Z novo podporno shemo, ki je nadgradila v letu 2002 uveden sistem »kvalificiranih proizvajalcev«, je bilo uvedenih več sprememb za spodbujanje v preteklosti prepočasnega razvoja področja OVE in SPTE ter s tem za zagotavljanje doseganja zastavljenih nacionalnih ciljev. Podpore je bilo treba uskladiti tudi s pravnim redom EU glede dodeljevanja državnih pomoči – shema je bila uspešno priglašena pri Evropski komisiji kot dovoljena oblika državnih pomoči za obdobje 15 let. Vključevanje naprav v podporno shemo je potekalo precej drugače od načrtov v sprejetih nacionalnih dokumentih (AN OVE 2010–2020), saj so najdražje tehnologije predstavljale kar 79 oziroma 85 % vseh novih investicij v letih 2010 in 2011, kar je povzročilo nepredvideno rast stroškov podporne sheme in s tem visoko obremenitev končnih odjemalcev z obveznostjo plačevanja prispevka, s katerim se krijejo stroški podporne sheme. Slednje je ključno vplivalo na ponovno spremembo podporne sheme. Sprememba je

bila uveljavljena z novelo Energetskega zakona (EZ-1), tokrat s ciljem obvladovanja stroškov podporne sheme in konkurenčnega načina dodelitve sorazmernih vrednosti državnih pomoči, ki so toliko spodbudno naravnane, da bodo pri investitorjih zbudile interes za nove naložbe.

Pravni temelj sheme podpor določajo Energetski zakon (EZ-1) in več podzakonskih aktov. Delovanje in organizacijsko strukturo sheme urejata dve uredbi: Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije in Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni v sproizvodnji toplote in električne energije z visokim izkoristkom, ki sta sicer z EZ-1 razveljavljeni, vendar sta do uveljavitve novih predpisov še v uporabi. Področje urejajo tudi drugi podzakonski akti, predvsem pristojnosti in naloge institucij, ki so odgovorne za delovanje sheme, to sta Agencija za energijo in Center za podpore, ki deluje v okviru Borzena.

Pri tem je treba poudariti, da so pravila dodeljevanja državnih pomoči v izključni pristojnosti Evropske unije in je vsa nacionalna zakonodaja prilagojena tem pravilom. To velja tudi za ureditev pravil in določitev pogojev podporne sheme, ki jih mora pred njeno uveljavitvijo potrditi še Evropska komisija, ker gre za državno pomoč v okviru izjem iz točke c tretjega odstavka 107. člena Pogodbe o delovanju Evropske unije.

Slednje je poglobljen razlog, da se z EZ-1 uveljavljena podpora shema v letu 2015 ni izvajala, saj je od začetka leta 2015 v pripravi pri Evropski komisiji in je treba počakati, da jo ta razglasi za združljivo z notranjim trgom.

V okviru podporne sheme se proizvajalcem električne energije, proizvedene iz obnovljivih virov in v sproizvodnji električne energije in toplote z visokim izkoristkom, dodeljuje državna pomoč – podpora za nadomestitev razlike med stroški proizvodnje in prihodki, če stroški proizvodnje te električne energije, vključno z normalnim tržnim donosom na vložena sredstva, presegajo ceno, ki jo je za to električno energijo mogoče doseči na trgu. Shema podpira proizvodnjo električne energije sledečih obnovljivih virov: voda, vetrna energija, sončna energija, geotermalna energija, energija iz biomase, energija iz bioplina, energija iz odlagalniškega plina in čistilnih naprav ter energija iz biološko razgradljivih odpadkov. Od leta 2010 do uveljavitve EZ-1 so se v shemo lahko vključile naprave na obnovljive vire energije, ki ne presegajo 125 MW nazivne električne moči, in proizvodne naprave s sproizvodnjo, ki ne presegajo 200 MW nazivne električne moči. Od uveljavitve EZ-1 se podpore omejujejo na proizvodne naprave na obnovljive vire energije, ki ne presegajo 10 MW nazivne električne moči, razen proizvodne naprave za izrabo vetrne energije, kjer je ta meja 50 MW, ter za proizvodne naprave s sproizvodnjo z visokim izkoristkom, ki ne presegajo 20 MW nazivne električne moči.

V prihodnje bodo morali proizvajalci za vstop v podporno shemo s projekti proizvodnih naprav na obnovljive vire in sproizvodnjo z visokim izkoristkom predhodno sodelovati v postopku konkurenčne izbire najugodnejših ponudnikov. Tisti, katerih projekti bodo s prijavo na javni poziv uspeli, bodo lahko vstopili v podporno shemo. Do uveljavitve EZ-1 so proizvajalci v podporno shemo lahko vstopili le na podlagi vloge in izpolnjevanja zahtevanih pogojev.

Pri sproizvodnji električne energije in toplote so podpore namenjene izključno sproizvodnji z visokim izkoristkom. Uporablja se tudi splošen kriterij obratovalnih ur, ki naprave loči v dve skupini z različno višino podpore: naprave z letnimi obratovalnimi urami pod 4000 in naprave z več kot 4000 letnimi obratovalnimi urami, pri čemer je ločevanje namenjeno predvsem razmejitvi med sezonskim in letnim obratovanjem.

Podpora električni energiji iz naprav na OVE in v SPT se izvaja kot zagotovljen odkup električne energije po vnaprej določeni fiksni ceni ali kot obratovalna podpora za tekoče poslovanje za proizvodne naprave, kjer proizvajalci sami prodajo električno energijo na trgu. Prihodnji trend razvoja podpornih shem za električno energijo, proizvedeno iz obnovljivih virov energije in v sproizvodnji električne energije in toplote z visokim izkoristkom, je počasno ukinjanje sistemov zagotovljenih cen in prioriteta postaja popolna vključitev te električne energije na trg. Zagotavljanje podpore je omejeno na 15 let za naprave na obnovljive vire in 10 let za sproizvodne enote.

V podporno shemo so vključeni lastniki oziroma upravljavci proizvodnih naprav, ki so pri agenciji pridobili deklaracijo za proizvodno napravo in odločbo o dodelitvi podpore ter s Centrom za podpore sklenili pogodbo o zagotavljanju podpore. Če je sklenjena pogodba o zagotovljenem odkupu, Center za podpore prevzema električno energijo in jo plačuje po ceni, ki je določena skladno z odločbo o dodelitvi podpore. Naprava je uvrščena v posebno bilančno skupino oziroma podskupino, ki jo oblikuje Center za podpore. Ta ureja tudi izravnava razlik med napovedano in realizirano proizvodnjo, upravičencem pa za električno energijo, ki je oddana v javno omrežje, plačuje zagotovljeno odkupno ceno.

Če je z upravičencem sklenjena pogodba o obratovalni podpori, Center za podpore ne plačuje električne energije, temveč na podlagi podatkov o proizvedenih neto količinah električne energije izplačuje le obratovalno podporo, s katero se proizvajalcu nadomešča razlika med proizvodnimi stroški in tržno ceno, ki jo je proizvajalec za proizvedeno električno energijo dosegel na prostem trgu. V tem primeru morajo proizvajalci sami poskrbeti za ureditev izravnave razlik med napovedano in realizirano proizvodnjo ter bilančno pripadnost, oziroma jim to uredi dobavitelj, s katerim imajo sklenjeno odprto pogodbo za prodajo električne energije. S sredstvi podporne sheme upravlja Center za podpore.

Z uveljavitvijo podporne sheme v letu 2009 se je spremenilo tudi financiranje podporne sheme. Mehanizem financiranja, ki ga opredeljuje Uredba o načinu določanja in obračunavanja prispevkov za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v soproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije, temelji na prispevkih, ki jih plačujejo vsi končni odjemalci električne energije, zemeljskega plina in drugih energetskih plinov iz omrežja in daljinske toplote za posamezno prevzemno-predajno mesto ter končni kupci trdnih in tekočih fosilnih goriv, utekočinjenega naftnega plina ter utekočinjenega zemeljskega plina. Do 1. junija 2014 so prispevke plačevali samo vsi končni odjemalci električne energije, po tem datumu pa tudi končni odjemalci trdnih, tekočih, plinastih fosilnih goriv in daljinske toplote. V drugi polovici leta 2015 je bila s spremembo navedene uredbe o določanju prispevkov uveljavljena tudi pomoč energetsko intenzivnim podjetjem v okviru znižanja vrednosti prispevkov za zagotavljanje podpor, ki jih plačujejo iz naslova končne rabe električne energije.

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

V podporno shemo je bilo ob koncu leta 2015 vključenih 3920 proizvodnih naprav, od tega največ sončnih elektrarn, kar 85 %. Vse proizvodne enote so v podporno shemo uvrščene pod pogoji vključitve, ki so veljali pred uveljavitvijo EZ-1.

Iz tabele 38 je razvidna izrazita investicijska aktivnost gradnje oziroma nameščanja sončnih elektrarn v letih 2011 in 2012, to je v obdobju, ko so bile določene vrednosti podpor zelo ugodne glede na tržne investicijske vrednosti elementov sončnih elektrarn. Pri tem je treba pojasniti, da vključitev v podporno shemo lahko tudi do nekaj mesecev zaostaja za dejansko izvedbo investicije. Tako je bila večina sončnih elektrarn, ki so bile v podporno shemo vključene v letu 2013, dejansko izvedenih v letu 2012. Zaradi očitnega znižanja podpor za sončne elektrarne ob koncu leta 2012 je gradnja sončnih elektrarn po tem obdobju usahnila. Naslednja očitnejša aktivnost vstopov v podporno shemo se je zgodila še v letu 2014, ko je bila z uveljavitvijo spremenjenih pogojev vstopa v podporno shemo investitorjem dana možnost vstopa pod pogoji iz prejšnje ureditve, če so pogodbo o uporabi sistema sklenili v šestih mesecih po uveljavitvi EZ-1. V podporno shemo so bile vključene predvsem soproizvodne enote z visokim izkoristkom, tako na fosilna goriva kot tudi takšne, ki za proizvodnjo izkoriščajo lesno biomaso.

**Tabela 38: Število proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in dinamika njihove vključitve (pod pogoji, ki so veljali pred uveljavitvijo EZ-1)**

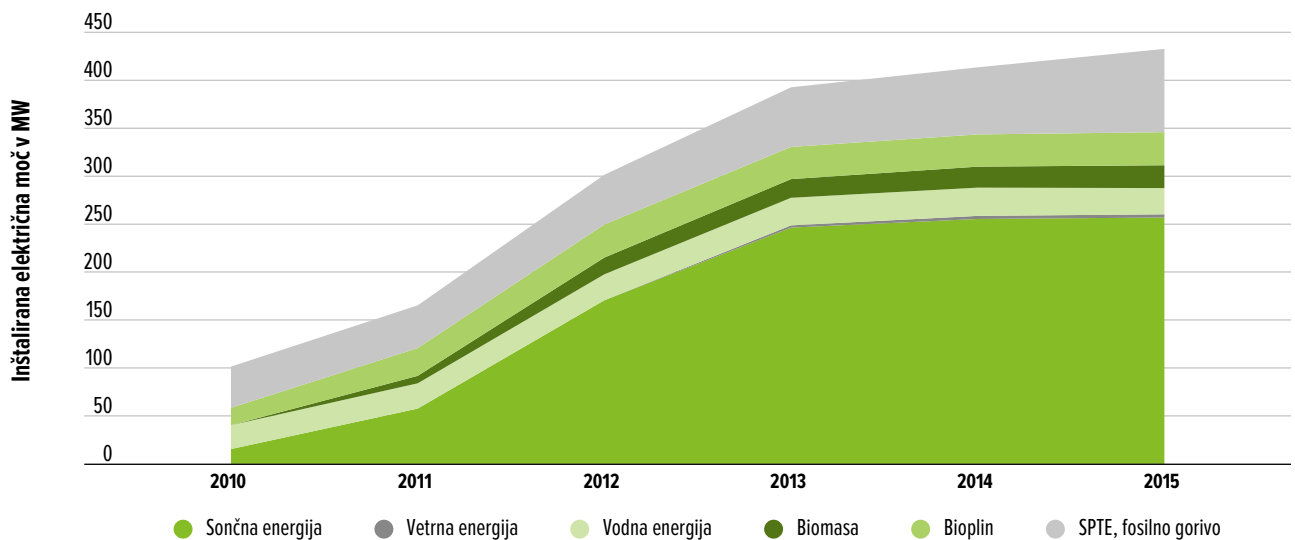
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sončna energija	381	975	2.406	3.218	3.319	3.339
Vetrna energija	3	4	3	5	4	9
Vodna energija	105	109	108	106	106	106
Biomasa	0	3	5	10	19	43
Bioplin	13	26	31	31	31	33
SPTE, fosilno gorivo	26	46	89	184	270	390
<b>Skupaj</b>	<b>528</b>	<b>1.163</b>	<b>2.642</b>	<b>3.554</b>	<b>3.749</b>	<b>3.920</b>

Vira: agencija, Borzen

Skupna nazivna električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, je ob koncu leta 2015 narasla na 433 MW. Tudi pri inštalirani moči so prevladovale sončne elektrarne s 3339 proizvodnimi napravami s skupno nazivno električno močjo 257 MW oziroma 56 % inštaliranih električnih moči proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo. Naslednja skupina proizvodnih naprav glede na skupno inštalirano električno nazivno moč so soproizvodne enote električne energije in toplote z visokim izkoristkom na fosilno gorivo; ob koncu leta 2015 jih je bilo v sistem podpor vključenih 390 s skupno inštalirano nazivno električno močjo 87 MW, kar je 20 % glede na skupno inštalirano električno moč vseh naprav, vključenih v podporno shemo.

Opisana intenzivnost vključevanja proizvajalcev električne energije oziroma njihovih proizvodnih naprav v podporno shemo je razvidna tudi na sliki 105, ki kaže izrazit porast inštaliranih nazivnih električnih moči sončnih elektrarn v letih 2011 in 2012 ter nekoliko izrazitejšo investicijsko aktivnost od pričakovane ob napovedani ukinitvi možnosti vstopov v podporno shemo pod pogoji, ki so veljali pred uveljavitvijo EZ-1.

**Slika 105: Skupna inštalirana električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2010–2015**



Vira: agencija, Borzen

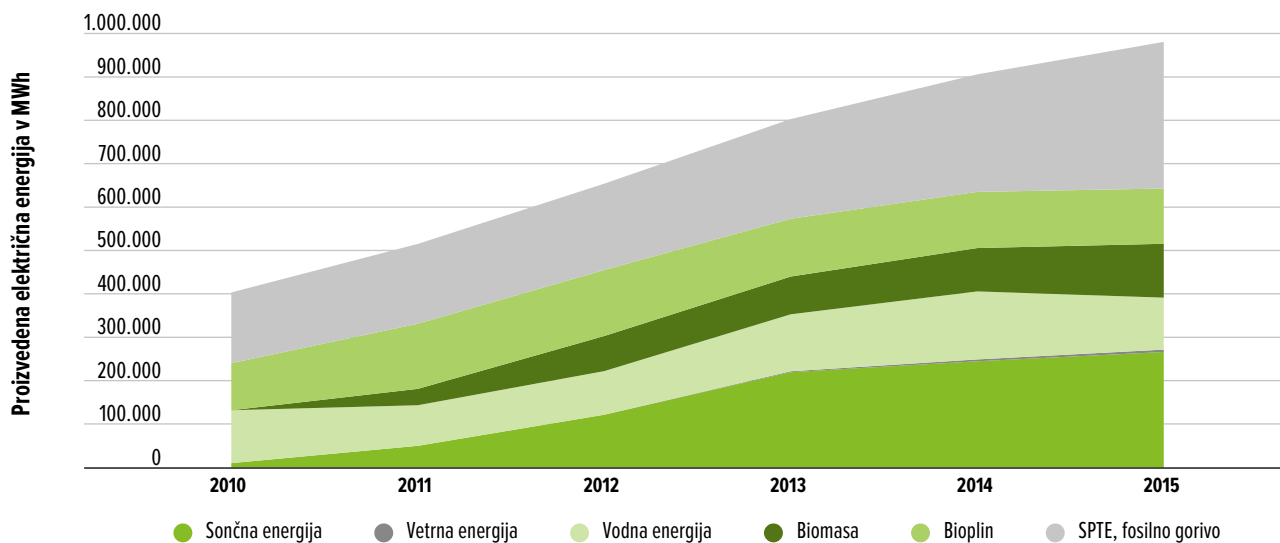
## 6.2.2 Proizvedena količina električne energije v podporni shemi

V okviru proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, je bilo v letu 2015 proizvedenih 980,8 GWh električne energije, za katero so bile proizvajalcem izplačane podpore. Proizvodnja v letu 2015 je za 8 % preseгла proizvodnjo leta 2014, glede na leto 2010 pa je več kot podvojena. Leta 2010 je bilo namreč v okviru podporne sheme proizvedene 403,2 GWh električne energije. Čeprav po nazivni električni moči v podporni shemi krepko prevladujejo sončne elektrarne, je bilo v letu 2015 v soproizvodnih enotah na fosilna goriva, katerih skupna inštalirana nazivna električna moč je znašala 87 MW, proizvedenih 338 GWh električne energije, v sončnih elektrarnah s skupno inštalirano nazivno električno močjo 257 MW pa 266 GWh električne energije.

Skupaj je bilo v letu 2015 iz obnovljivih virov v okviru podporne sheme proizvedenih 642 GWh oziroma 66 % vse energije, za katero so bile izplačane podpore. 338 GWh električne energije oziroma 34 % vse energije, za katero so bile proizvajalcem izplačane podpore, je bilo proizvedene iz fosilnih energentov v soproizvodnih enotah električne energije in toplote z visokim izkoristkom.



**Slika 106: Proizvedena količina električne energije v obdobju 2010–2015, za katero so bile proizvajalcem, vključenim v podporno shemo, izplačane podpore**



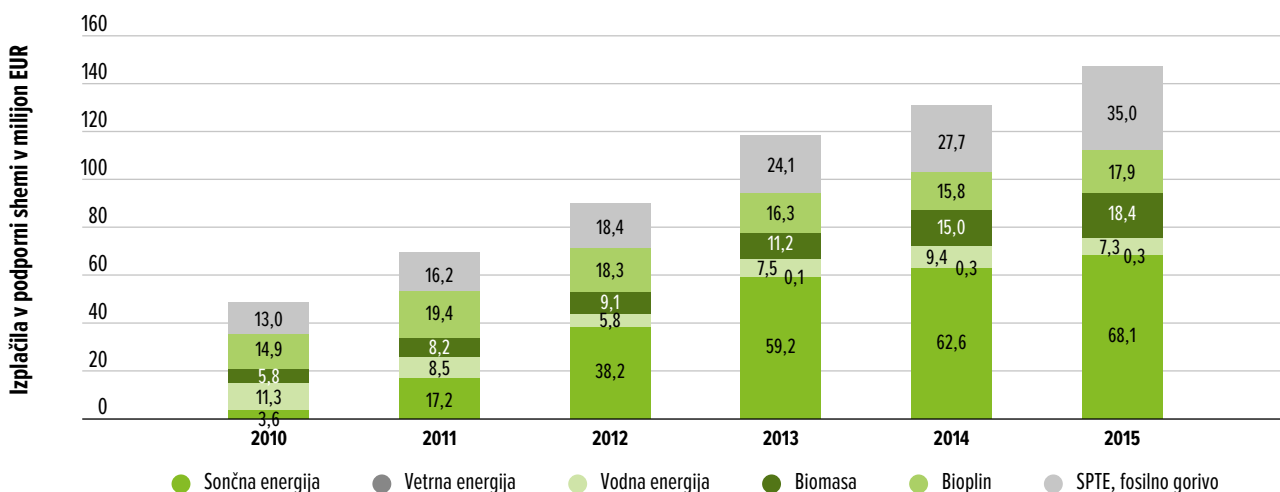
Vir: agencija, Borzen

### 6.2.3 Izplačane podpore

Proizvajalcem električne energije, ki so vključeni v podporno shemo, je bilo v letu 2015 za 980,8 GWh proizvedene električne energije izplačanih 147,1 milijona evrov podpor, kar je 12 % oziroma 16,3 milijona evrov več kot v letu 2014. Podporna shema je v letu 2015 zahtevala potrojeno vrednost sredstev za izplačila podpor glede na leto 2010. Pri tem velja poudariti, da so bile leta 2010 v vrednost izplačil vključene tudi proizvodne enote iz sheme »kvalificiranih proizvajalcev« v skupni vrednosti okrog 11 milijonov evrov, ki so bile upravičene do podpor do leta 2011, ne glede na to da niso izpolnjevale pogojev za vključitev v podporno shemo. Tako je vrednost izplačil za podpore v okviru podporne sheme v letu 2010 znašala 37,2 milijona evrov.

Dejanski strošek državnih pomoči iz podporne sheme je bil nekoliko manjši od samih izplačil proizvajalcem, in sicer za vrednost prodanih količin električne energije, ki jih Center za podpore od proizvajalcev, vključenih v podporno shemo, prevzame in odkupi v okviru zagotovljenega odkupa in jo nato proda na trgu. Tako je dejanski strošek podporne sheme v letu 2015 znašal okrog 140 milijonov evrov. Povprečna izplačana podpora za MWh proizvedene električne energije v letu 2015 je znašala 142,5 evra.

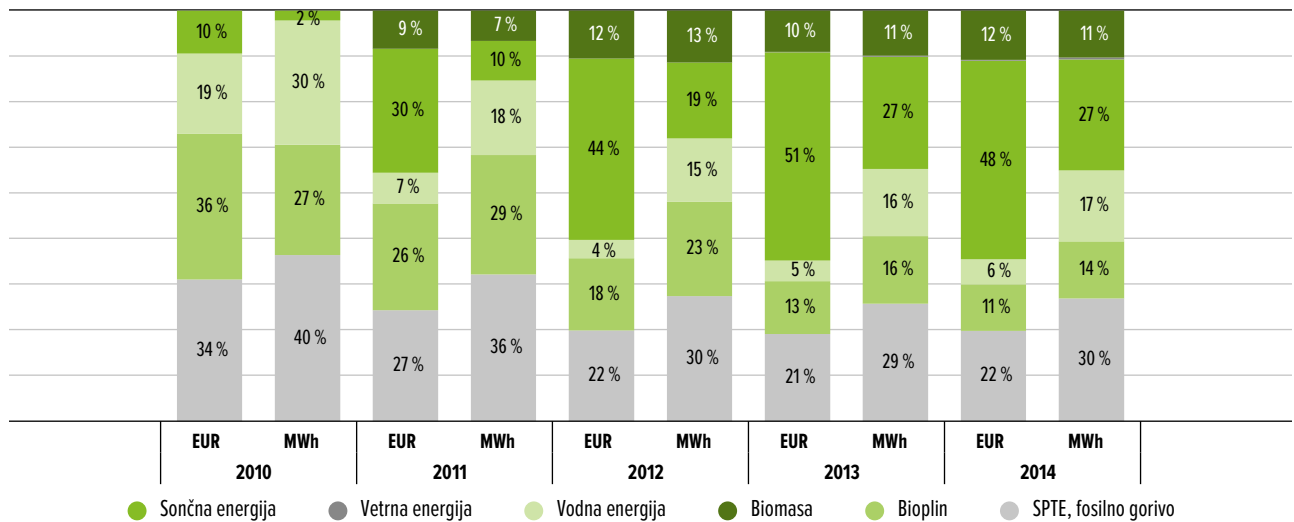
**Slika 107: Vrednost izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010–2015**



Vir: Borzen

Slika 108 prikazuje razmerje med deležem izplačil za podpore po posameznih proizvodnih virih in deležem proizvedenih količin električne energije po posameznem viru. Razmerje je bilo najugodnejše pri proizvodnji električne energije v hidroelektrarnah, kar pomeni, da je za tovrstno proizvodnjo električne energije v povprečju namenjena nižja vrednost podpor kot za preostalo proizvodnjo električne energije, vključene v podporno shemo. Podobno razmerje izkazuje tudi proizvodnja električne energije v vetrnih elektrarnah, ki pa jo glede na delež proizvedene električne energije iz preostalih virov v Sloveniji za zdaj proizvedemo zanemarljivo malo. Najmanj ugodno je razmerje med izplačili podpor in proizvedeno električno energijo pri sončnih elektrarnah (poleg manjših proizvodnih enot na lesno biomaso).

**Slika 108: Razmerje med deležem izplačanih sredstev za podpore in proizvedeno količino električne energije glede na vir energenta v obdobju 2010–2015**

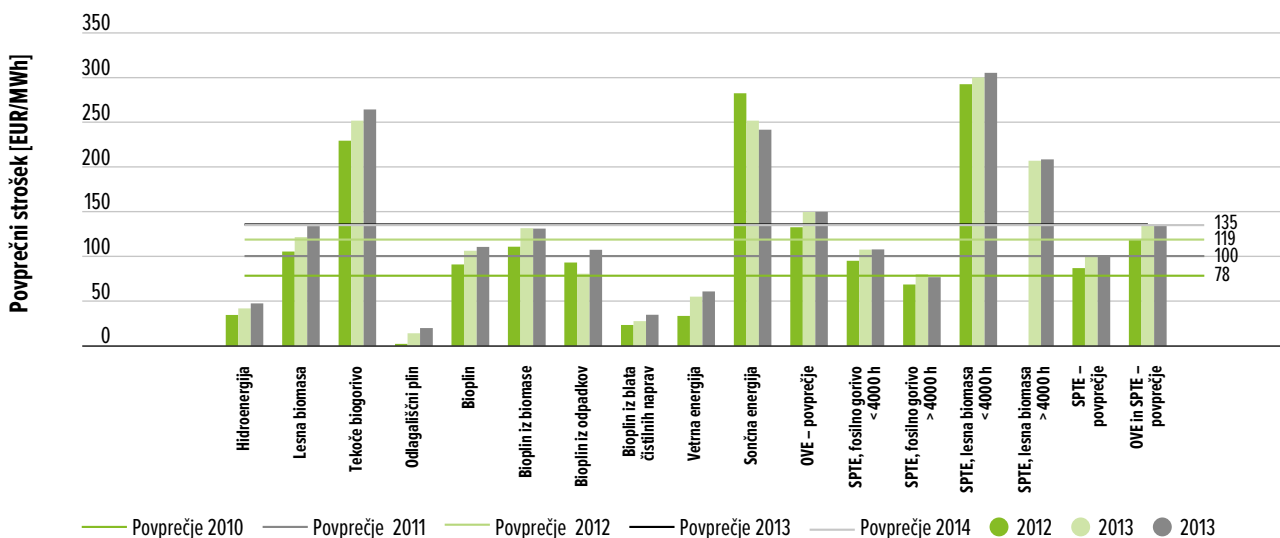


Vira: agencija, Borzen

Slika 109 prikazuje povprečne stroške podpor na enoto proizvedene električne energije glede na vir energije. V letu 2010 je bil povprečni strošek podpore 78 EUR/MWh, ki pa se je povečeval: v letu 2011 na 100 EUR/MWh, v letu 2012 na 119 EUR/MWh, v letu 2013 že na 136 EUR/MWh, leta 2014 pa je znašal 135 EUR/MWh. Višji stroški podpor na enoto proizvedene električne energije iz soproizvodnih enot so v glavnem posledica rasti cen zemeljskega plina v obdobju 2010–2013 in tudi spremembe strukture prejemnikov podpor v letu 2014. V shemo je namreč vstopilo več mikro proizvodnih naprav, za katere so značilni višji referenčni proizvodni stroški in posledično višje podpore na enoto proizvodnje. Glavni razlog višjih povprečnih stroškov podpor na enoto proizvodnje iz OVE pa je v večjem deležu izplačil sončnim elektrarnam, za katere so bili v obdobju 2009–2012 značilni visoki referenčni proizvodni stroški. Podobno visoke stroške podpor dosega tudi proizvodnja električne energije iz biomase, predvsem v mikro napravah, vendar so te naprave v podporno shemo vključene v zanemarljivem obsegu v primerjavi s sončnimi elektrarnami.

Sončne elektrarne so edina tehnologija v podporni shemi, za katero so se referenčni stroški in posledično tudi vrednosti podpor od leta 2011 zniževali. Pri drugih virih je prišlo do znižanja povprečnih stroškov za podpore zaradi spremembe v strukturi prejemnikov (vstopale so večje proizvodne naprave) ter zaradi sprememb referenčnih cen energentov in električne energije.

**Slika 109: Povprečni stroški za izplačane podpore v novi shemi na enoto proizvodnje glede na vir energije**



Vira: agencija, Borzen

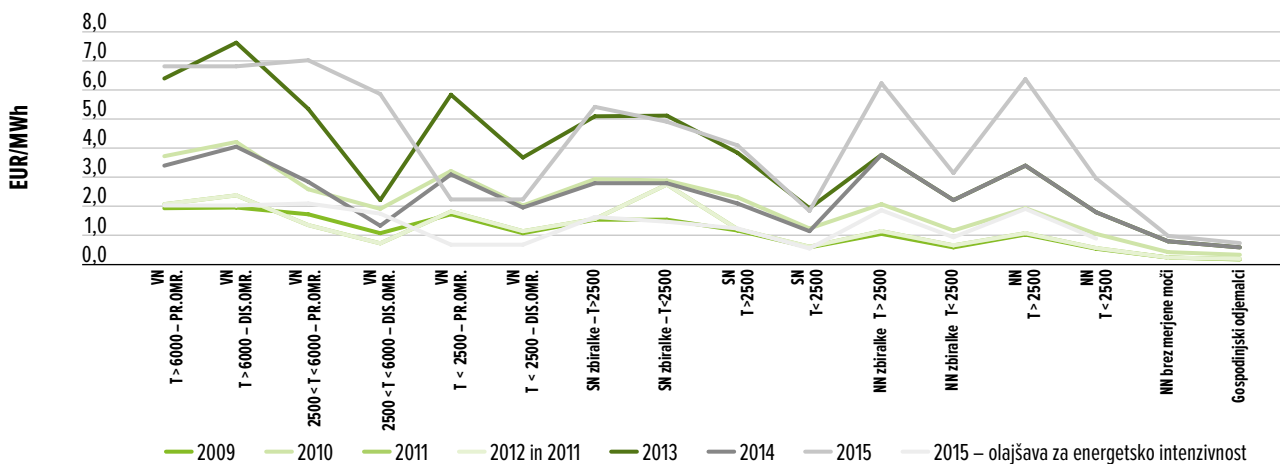
## 6.2.4 Stroški podporne sheme in obremenitev končnih odjemalcev s prispevkom za zagotavljanje podpor

Financiranje proizvodnje električne energije iz OVE in SPTE je urejeno z zbiranjem sredstev prek prispevka za OVE in SPTE, ki ga od leta 2009 plačujejo vsi končni odjemalci električne energije v Sloveniji. Od junija 2014 so s prispevkom, ki ga plačujejo končni kupci oziroma odjemalci, obremenjena tudi trdna in tekoča fosilna goriva, zemeljski plin, utekočinjen naftni plin in daljinska toplota.

Z avgustom 2015 je bilo uveljavljeno znižanje prispevka končnim odjemalcem električne energije energetskega intenzivnega sektorja gospodarstva, ki izpolnjujejo pogoje iz 6. člena Uredbe o načinu določanja in obračunavanja prispevkov za zagotavljanje podpor proizvodnji električne energije v sproizvodnji z visokim izkoristkom in iz obnovljivih virov energije.

Vrednosti prispevka se sprti prilagajajo tako, da se zagotavlja zadosten obseg sredstev za financiranje podporne sheme. S prispevkom za zagotavljanje podpor so veliko bolj obremenjeni končni odjemalci električne energije kot končni odjemalci oziroma kupci drugih energentov.

**Slika 110: Spremembe vrednosti prispevkov posameznih odjemnih skupin končnih odjemalcev električne energije v obdobju 2010–2015**



Vira: agencija, Borzen

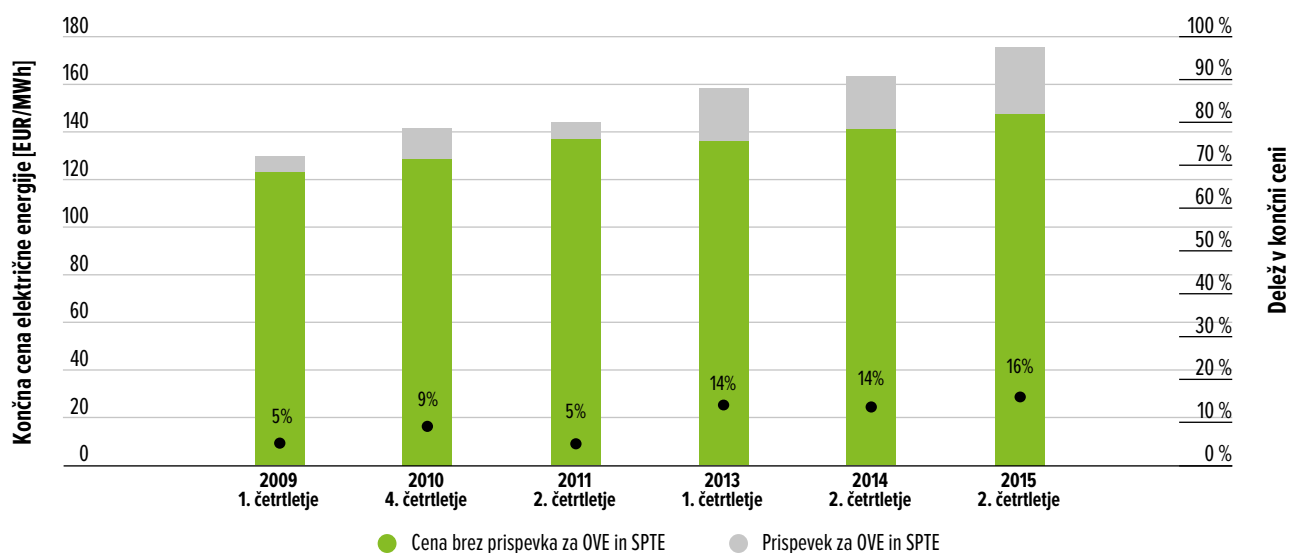
**Tabela 39: Vrednosti prispevkov na fosilne energente, uveljavljene v letu 2014**

Energent	Prodajna enota	Prispevek v evrih na prodajno enoto energenta
Zemeljski plin	Sm <sup>3</sup>	0,00938
Ekstra lahko kurilno olje	l	0,00990
Kurilno olje	kg	0,01092
Bencin	l	0,00911
Dizel	l	0,00990
Letalski bencin	l	0,00911
Kerozin	l	0,00913
Avtoplin – utekočinjen naftni plin (LPG)	kg	0,01267
Utekočinjen naftni plin za gospodinjstvo rabo (UNP)	kg	0,01267
Daljinska toplota	MWh	0,99045

Vir: agencija

Obremenjenost končnih odjemalcev električne energije je odvisna predvsem od uvrstitve končnega odjemalca v odjemno skupno in dosežene obračunske moči na prevzemno-predajnem mestu. Z zadnjo spremembo prispevka, ki ga plačujejo končni odjemalci električne energije, se je v letu 2015 delež prispevka v celotnem strošku električne energije pri tipičnem gospodinjstvem odjemalcu povečal na 16 %.

**Slika 111: Obremenitev izbranega gospodinjstvenega odjemalca s prispevkom za zagotavljanje podpor v obdobju 2009–2015 s poudarkom na spremembah višine prispevka**



Vir: agencija

Vrednosti prispevkov za zagotavljanje podpor ob vsaki spremembi objavi agencija s splošnim aktom po pridobitvi soglasja vlade.

---

## 6.3 Prihranki končne energije, doseženi z doprinosom dobaviteljev

---

### 6.3.1 Oblika sistema obveznosti energetske učinkovitosti v Sloveniji

Direktiva 2012/27/ES o energetske učinkovitosti (v nadaljevanju direktiva) zahteva od držav članic, da oblikujejo svoj sistem obveznosti energetske učinkovitosti, določijo deležnike, ki morajo dosegati obvezne prihranke energije znotraj sistema, ter po smernicah iz direktive določiti višino prihranka energije do leta 2020. Skladno s 7. členom direktive mora biti ciljni prihranek energije v sistemu obveznosti energetske učinkovitosti v obdobju od 1. januarja 2014 do 31. decembra 2020 najmanj enak doseganju novih letnih prihrankov v višini 1,5 % letne količine prodane energije končnim odjemalcem s strani zavezancev energije glede na povprečje zadnjih treh let pred 1. januarjem 2013, pri čemer se lahko izključi količina prodane energije, ki se uporablja za prevoz. Izhodišče za izračun višine ciljnih prihrankov končne energije dobaviteljev na nivoju Slovenije je letno povprečje končne rabe energije v obdobju 2010–2012, ki se v skladno s tretjim odstavkom 7. člena direktive zmanjša za 25 %.

Ciljni prihranek končne energije v Sloveniji bo leta 2020 znašal 3319 GWh, kumulativni prihranki v obdobju 2014–2020 pa 11.596 GWh (Akcijski načrt URE 2014–2020, 2015).

Ta cilj bo Slovenija izpolnila s tako imenovanim kombiniranim sistemom obveznosti doseganja prihrankov energije, kar pomeni, da bodo polovico obveznih ciljnih prihrankov dosegli dobavitelji energije, drugo polovico pa Eko sklad z ukrepi, ki se bodo financirali s pomočjo prispevka za učinkovito rabo energije, ki ga bodo plačevali končni odjemalci. Skupaj bodo morali doseči 1,5 % prihranka energije na letni ravni, pri čemer bodo zavezanci postopoma dosegali svojo polovico ciljnega prihranka:

- v letu 2015, ki je bilo prehodno obdobje, bi morali doseči prihranek v višini 0,25 % prodane energije v letu 2014;
- v letih 2016 in 2017 je treba dosegati prihranke v višini 0,50 % prodane energije v preteklem koledarskem letu;
- v obdobju 2018–2020 je treba dosegati celotni cilj prihranka energije, torej 0,75 % glede na prodano energijo v preteklem koledarskem letu.

---

### 6.3.2 Zavezanci za doseganje prihrankov energije

Zavezanci za doseganje prihrankov energije so dobavitelji elektrike, plina, toplote, trdnih in tekočih goriv, ki prodajajo energijo končnemu odjemalcu, ki kupljeno energijo porabi za lastno rabo. Zavezanci morajo vsako leto poročati agenciji o doseženih prihrankih energije.

Skladno s široko opredelitvijo zavezancev je bila težava identificirati vse dobavitelje energije končnemu odjemalcu, saj v Sloveniji ni enotne evidence dobaviteljev energentov. Zato je agencija s pomočjo različnih evidenc, ki jih imajo javne službe, oblikovala skupino zavezancev, ki je zavezana dosegati prihranke energije.

Za leto 2015 je oddalo poročilo o doseženih prihrankih energije 183 zavezancev. Med temi je bilo 21 takšnih, ki so ali poslali prazen obrazec oziroma so dejavnost dobave začeli izvajati v letu 2015, zato so bili ti izvzeti iz obveznosti doseganja prihrankov energije. Na podlagi oddanih poročil je 93 zavezancev doseglo prihranke energije, sedem delno, 62 zavezancev pa prihrankov ni doseglo. Večina na teh ni poznala svoje zakonske zaveze ali pa niso našli načina, kako bi lahko zagotovili svoje ciljne prihranke energije, kar je bila posledica slabe obveščenosti.

---

### 6.3.3 Vloga agencije

Direktiva o energetske učinkovitosti v šestem in osmem odstavku sedmega člena določa, da se merjenje in nadzor realiziranih prihrankov končne energije s strani zavezancev v državah EU izvaja neodvisno od zvezanih strani. Ta naloga je bila naložena agenciji, ki je zavezana spremljati in pre-

verjati dosežene prihranke energije v okviru sistema obveznosti energetske učinkovitosti. Agencija je dolžna do 30. aprila v tekočem letu objaviti prihranke energije zavezancev v preteklem letu. Doseženi prihranki energije v letu 2015 so bili objavljeni na spletni strani.

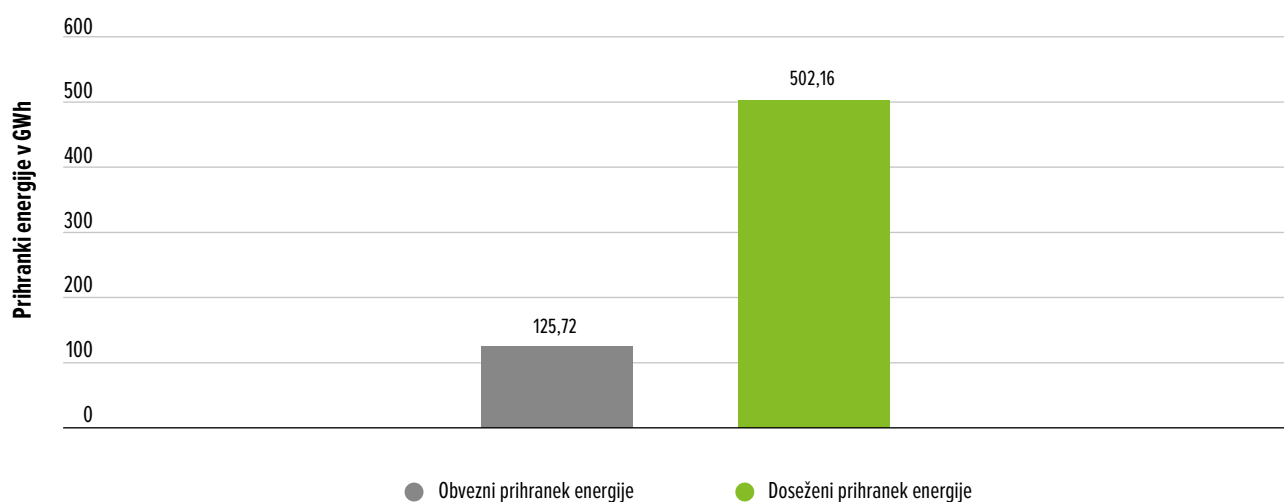
## 6.3.4 Prihranki končne energije

### 6.3.4.1 Prihranki končne energije zavezancev

Obveznost zavezancev je natančno opredeljena v uredbi. Zavezanci so morali v letu 2015 doseči prihrankov energije v višini 0,25 % prodane energije v letu 2014. Po zbranih podatkih zavezancev je bila vsota prodane energije zavezancev v letu 2014 enaka 50.286,97 GWh in višina ciljnega prihranka je tako znašala 125,72 GWh.

V letu 2015 je 162 zavezancev skupaj doseglo 502,16 GWh prihrankov energije, kar je preseglo obvezen prihranek energije za 376,44 GWh, kot prikazuje slika 112.

Slika 112: Primerjava med obveznim in doseženim prihrankom energije zavezancev v letu 2015



Vir: agencija

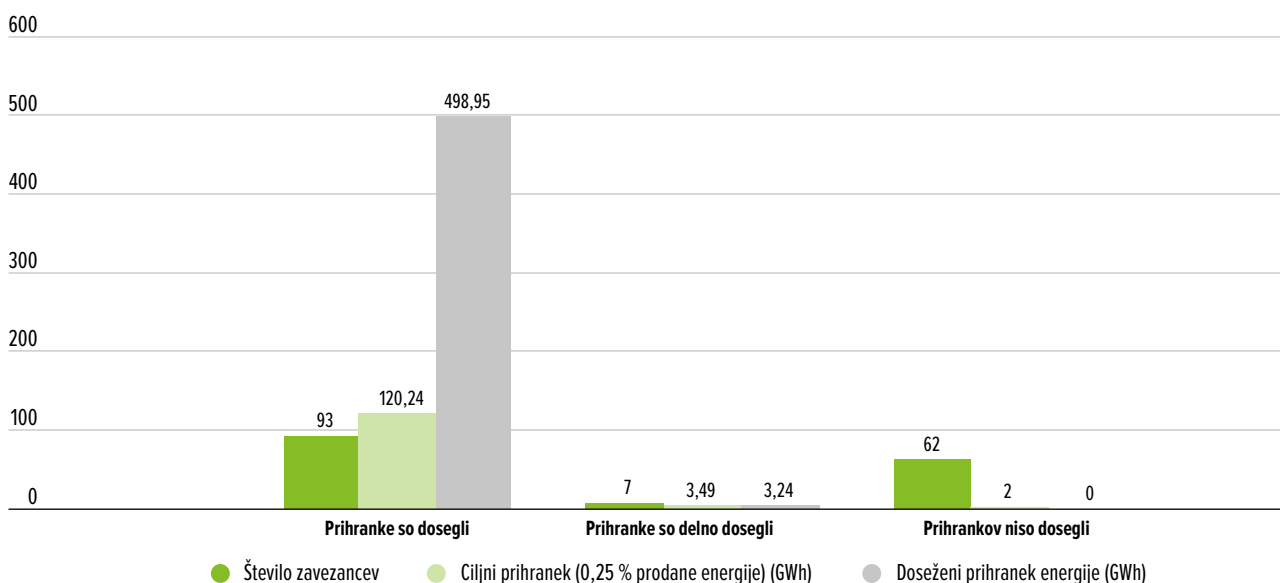
### 6.3.4.2 Aktivnost zavezancev pri doseganju ciljnega prihranka energije

Slika 113 prikazuje primerjavo med številom zavezancev, ki so oziroma niso dosegali prihrankov energije, njihovimi ciljnim prihranki energije, ki bi jih morali doseči, ter prihranki energije, ki so jih oziroma jih niso dosegli. Analiza je pokazala, da je 93 zavezancev v celoti doseglo prihranke energije. Med njimi je bilo 11 takšnih, ki so se odločili za alternativno možnost. Ti so morali Eko skladu aprila 2015 sporočiti, da v letu 2015 ne bodo sami izvajali ukrepov, s katerimi bi dosegli prihranke energije. Med letom so se nato štirje odločili za izvajanje ukrepov, s katerimi so sami dosegli prihranke. 62 zavezancev ni doseglo prihrankov energije z izvajanjem ukrepov, sedem pa je bilo takšnih, ki so ukrepe izvajali, vendar z njimi niso dosegli celotnega ciljnega prihranka energije.

Primerjava aktivnosti zavezancev pri doseganju prihrankov energije in ciljnim prihranki energije kaže, da bi morali zavezanci, ki niso dosegli prihrankov energije, doseči le 2 GWh obveznega prihranka; to v vsoti skupnega ciljnega prihranka znaša le 1,6 % prihranka, kar je zanemarljiva vrednost. Tisti, ki so dosegli prihranke, so jih presegli, in sicer za 378,71 GWh.

Med dobavitelji, ki niso dosegali prihrankov energije, prevladujejo dobavitelji trdnih goriv. Med poročanjem je agencija ugotovila, da velika večina teh dobaviteljev ni bila obveščena, da so zavezanci za doseganje prihrankov energije. Prav tako je med njimi veliko trgovcev, ki niso razumeli zahtev politike energetske učinkovitosti in se niso lotili izvajanja ukrepov, ker niso niti vedeli, kako prihranke energije doseči oziroma bi jih sami težko dosegli. Pri tem je treba še poudariti, da je pri teh zavezancih prevladovalo doseganje prihrankov energije s pomočjo medsebojnega sodelovanja med zavezanci na podlagi pogodbe, pri čemer se lahko doseženi prihranek upošteva samo enkrat.

**Slika 113: Aktivnost zavezancev pri doseganju obveznega prihranka energije**



Vir: agencija

### 6.3.4.3 Doseženi prihranki energije z izvedenimi ukrepi

Zavezanci so svoje ciljne prihranke dosegali z doprinosom pri izvedbi ukrepov, ki so določeni v petem in šestem členu uredbe. V navedenih členih je zavezancem na voljo 39 ukrepov, ki so lahko izvedeni pri končnih odjemalcih v javnem, storitvenem in industrijskem sektorju, ter še trije dodatni ukrepi, s katerimi je mogoče doseči prihranke energije v sektorju pretvorbe, distribucije in pri prenosu energije. Prihranke je možno doseči tudi z ukrepi, ki niso opredeljeni v uredbi, vendar je v tem primeru treba izvesti energetske pregled in šele potem se lahko uveljavijo prihranki energije. Prihranki predpisanih ukrepov se določijo s pomočjo računskih metod, objavljenih v pravilniku. V okviru poročila so se upoštevali prihranki samo tistih ukrepov, ki so bili izvedeni v letu 2015.

Kot je razvidno iz tabele 40, so zavezanci dosegali prihranke energije s pomočjo večine možnih ukrepov. Največ prihrankov energije je bilo doseženih z ukrepom: *drugi ukrepi za povečanje energetske učinkovitosti v prometu*, pri čemer so dobavitelji tekočih goriv prihranke dosegli z dodajanjem aditivov pogonskim gorivom. Prav tako je bilo veliko prihrankov doseženih z izvedbo ukrepov: *vgradnja naprav za učinkovito sproizvodnjo, uvedba sistema upravljanja z energijo, optimizacija tehnoloških procesov, ki temelji na izvedenem energetskem pregledu in celovita prenova toplotne postaje*. Noben zavezanec pa ni izvedel ukrepa, ki ni na predpisanem seznamu, in bi šele z izvedenim energetskim pregledom poskušal uveljavljati prihranke energije.

**Tabela 40: Prihranki energije po ukrepih v letu 2015**

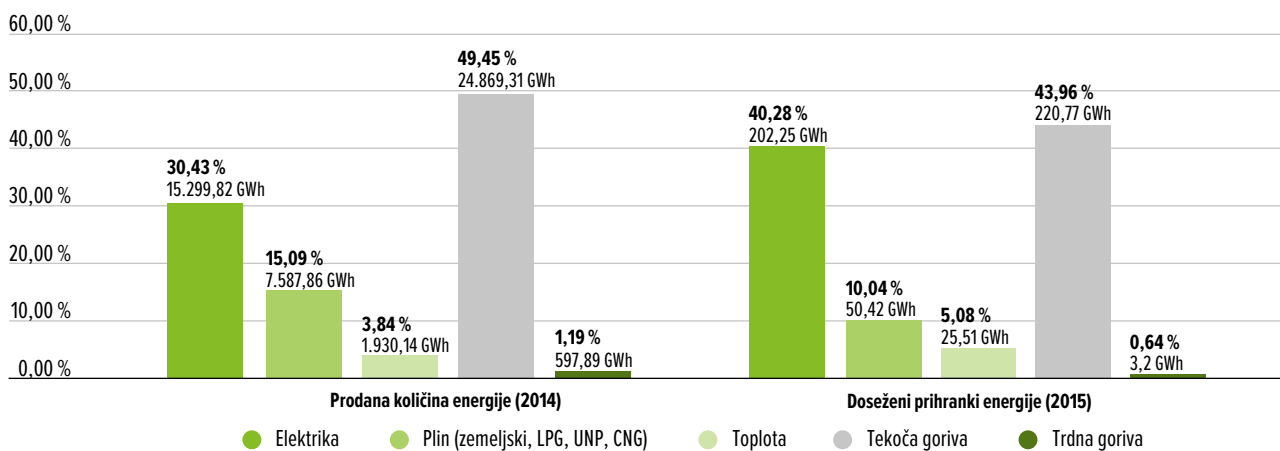
Ukrep	Prihranki energije v MWh
<b>Ukrepi učinkovite rabe in večje rabe OVE pri proizvodnji toplote v javnem in storitvenem sektorju ter industriji</b>	
1 Celovita obnova stavb	2,50
2 Obnova posameznih elementov ali celotnega zunanjega ovoja stavb	1.005,78
3 Vgradnja sprejemnikov sončne energije, toplotnih črpalk in drugih naprav za proizvodnjo toplote iz obnovljivih virov energije	2.495,19
4 Vgradnja energetske učinkovitih sistemov razsvetljave v stavbah	8.218,72
5 Energetske učinkovite zunanje razsvetljave	69,70
6 Energetske učinkovite gospodinjski aparati	126,30
7 Vgradnja energetske učinkovitih elektromotorjev	210,86
8 Vgradnja frekvenčnih pretvornikov	1.117,27
9 Povečanje učinkovitosti sistemov za pripravo komprimiranega zraka	281,47
10 Vgradnja naprav za učinkovito sproizvodnjo	37.445,41
11 Zamenjava električnih peči z novimi kotli na lesno biomaso	10,23
12 Zamenjava električnih peči z novimi kotli na plin	0,00
13 Zamenjava kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na lesno biomaso	1.498,14
14 Zamenjava kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	2.618,46
15 Vgradnja sistemov za izkoriščanje odpadne toplote	7.327,90
16 Namestitve opreme za izvajanje obratovalnega monitoringa in upravljanja z energijo pri odjemalcih	21.273,01
17 Vgradnja naprednih merilnih sistemov	12.064,22
18 Uvedba sistema upravljanja z energijo	98.343,04
19 Optimizacija tehnoloških procesov, ki temelji na izvedenem energetskem pregledu	15.270,34
<b>Ukrepi učinkovite rabe energije v eno-, dvo- in večstanovanjskih zgradbah</b>	
20 Vgradnja sprejemnikov sončne energije	3,00
21 Vgradnja toplotnih črpalk	227,39
22 Posodobitev sistemov za skupno ogrevanje v večstanovanjskih stavbah, vključno s toplotnimi postajami, ki vključuje vgradnjo termostatskih ventilov in hidravlično uravnoteženje ogrevalnega sistema	0,00
23 Optimizacija delovanja sistema ogrevanja v večstanovanjskih stavbah	0,80
24 Vgradnja naprav za učinkovito sproizvodnjo	216,08
25 Zamenjava električnih peči z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	0,00
26 Zamenjava električnih peči z novimi kotli z visokim izkoristkom na biomaso	2.826,55
27 Zamenjava kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na plin	5.340,80
28 Zamenjava kotlov na vse vrste goriv z novimi kotli z visokim izkoristkom na biomaso	72,14
29 Vgradnja energetske učinkovitih sistemov razsvetljave	6.276,08
30 Energetske učinkovite gospodinjski aparati	40,90
31 Vgradnja naprednih merilnih sistemov	52,78
32 Uvedba naprednih načinov merjenja in obračunavanja energije	554,50
<b>Ukrepi učinkovite rabe v prometu</b>	
33 Nakup električnih vozil	10,71
34 Nakup energetske učinkovitih pnevmatik	284,21
35 Drugi ukrepi za povečanje energetske učinkovitosti v prometu	195.517,59
<b>Ukrepi za povečanje učinkovitosti sistemov daljinskega ogrevanja</b>	
36 Celovita prenova toplotne postaje	1.191,99
37 Zmanjšanje izgub sistemov za razvod toplote	1.635,89
38 Priklop stavb na učinkovit sistem daljinskega ogrevanja	2.248,46
<b>Drugi sektorji</b>	
39 Celovita prenovo toplotne postaje	70.852,86
40 Povečanje učinkovitosti sistema za distribucijo toplote	3.923,54
41 Vgradnjo naprav za proizvodnjo toplote za daljinsko ogrevanje za doseganje kriterijev za energetske učinkovite sisteme daljinskega ogrevanja	1.509,07

Vir: agencija



### 6.3.4.4 Prihranki energije po vrsti energenta

Slika 114: Primerjava deležev prodane energije in deležev doseženih prihrankov po vrsti energenta



Vir: agencija

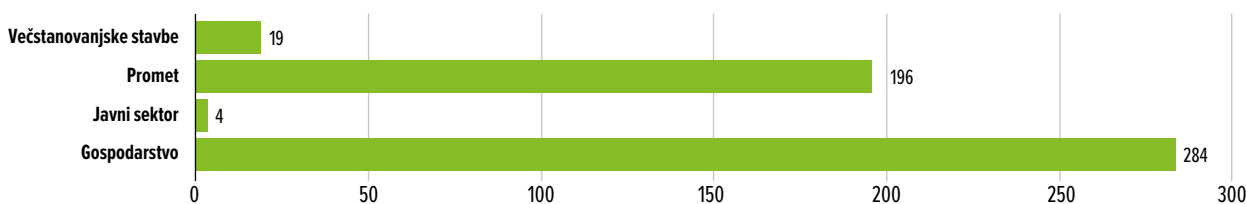
Analiza podatkov o prodani količini energije in višini doseženih prihrankov končne energije, ki je prikazana na sliki 114, kaže, da so največji delež energije prodali dobavitelji elektrike in tekočih goriv, posledično so ti dosegli tudi največji delež prihrankov. Dobavitelji elektrike in tekočih goriv so skupaj dosegli 84,21 % vseh prihrankov energije, pri čemer je treba poudariti, da so največji delež prihrankov dosegli dobavitelji tekočih goriv, ki so večino prihrankov dosegli s pomočjo ukrepa – *dodajanje aditivov pogonskemu gorivu*. Najmanjši delež energije so prodali dobavitelji trdnih goriv, ki so skupaj dosegli le 0,64 % prihranka energije.

### 6.3.4.5 Prihranki energije po sektorju

V analizi prihrankov energije po sektorjih smo sektorje poimenovali podobno, kot so skupine ukrepov v 5. členu uredbe, pri čemer so se doseženi prihranki iz skupine prihranki energije v sistemu daljinskega ogrevanja in tudi doseženi prihranki iz naslova primarni prihranki v sektorju pretvorbe, distribucije in prenosa energije prerazporedili med gospodarstvo, javni sektor in večstanovanjske zgradbe.

Na ta način smo določili štiri sektorje: gospodarstvo, javni sektor, promet in pa večstanovanjske stavbe, kamor so zavezanci vpisovali podatke, če so prihranke dosegli pri gospodinjstvih odjemalcih.

Slika 115: Doseženi prihranki energije po sektorju v letu 2015 v GWh



Vir: agencija

Analiza podatkov iz poročil zavezancev, razvidna na sliki 115, je pokazala, da so zavezanci z izvedenimi ukrepi dosegli najvišje prihranke energije v gospodarstvu in v sektorju prometa, skupaj kar 480 GWh. Najmanjši prihranki so bili doseženi v javnem sektorju, le 4 GWh. Veliki prihranki energije v sektorju prometa so bili posledica dodajanja aditivov pogonskim gorivom; ta ukrep so večinoma izvedli prodajalci tekočih goriv. V gospodarstvu so bili prihranki doseženi z raznovrstnimi ukrepi, največji prihranki pa z ukrepi iz skupine prihrankov iz proizvodnje toplote.

Prvo leto izvajanja prenovljenega sistema obveznosti energetske učinkovitosti je bilo uspešno, saj so zavezanci presežili obvezen prihranek energije, čeprav je strošek izvajanja sistema obveznosti prenesen na same dobavitelje, ki imajo za doseganje prihrankov energije na voljo več različnih načinov.

## 7. Daljinska toplota



**Energija je toplota. Energija je življenje.**

Oskrba s toploto in drugimi energetskimi plini se zagotavlja v okviru zaključenih distribucijskih sistemov kot izbirna lokalna gospodarska javna služba ali kot tržna distribucija. Toplota predstavlja toploto in hlad, ki se uporabljata za ogrevanje ali hlajenje prostorov, potrebe industrijskih procesov in za pripravo sanitarne tople vode. Oskrba s toploto zajema dejavnost distribucije in dobave toplote.

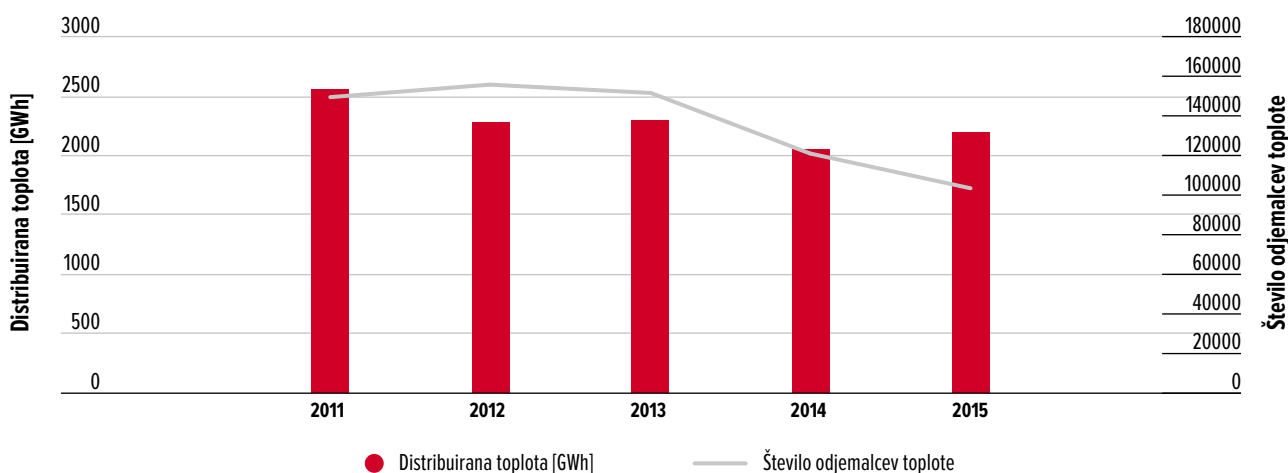
Prikazano stanje oskrbe s toploto iz distribucijskih sistemov v Republiki Sloveniji v letu 2015 zajema agregirane podatke do zdaj evidentiranih distribucijskih sistemov toplote ter podatke evidentiranih proizvajalcev toplote, ki te sisteme oskrbujejo.

## 7.1 Oskrba s toploto

Na območju Slovenije je v letu 2015 oskrbo s toploto iz distribucijskih sistemov zagotavljalo 53 distributerjev toplote v 58 občinah iz 91 distribucijskih sistemov.

Distributerji toplote so tako v letu 2015 oskrbovali 103.459 odjemalcev in jim dobavili 1839,5 GWh toplote. Poraba toplote iz vseh distribucijskih sistemov je bila v letu 2015 za 11,93 % višja kot leto prej. Še vedno upada število odjemalcev toplote, priključenih na distribucijske sisteme daljinskega ogrevanja, ki je bilo glede na leto 2014 nižje za 14,35 %. Poglavitni vzrok za to je prehod odjemalcev na druge, cenejše vire oskrbe s toploto.

**Slika 116: Distribuirana toplota in število odjemalcev toplote v obdobju 2011–2015**



Vir: agencija

Na področju distribucije hladu sta v Sloveniji delovala le dva večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja s skupno inštalirano močjo hladilnih agregatov 3,88 MW, ki oskrbujeta predvsem poslovne in industrijske odjemalce. Distribucijski sistem hladu s hladilno močjo inštaliranega absorpcijskega hladilnega agregata 0,965 MW, ki izkorišča toplotno energijo vročevodnega distribucijskega sistema daljinskega ogrevanja, deluje v Mestni občini Velenje, distribucijski sistem hladu z instalirano močjo kompresorskih agregatov 2 x 1,45 MW pa na območju nekdanjega industrijskega kompleksa Iskra Labore v Mestni občini Kranj.

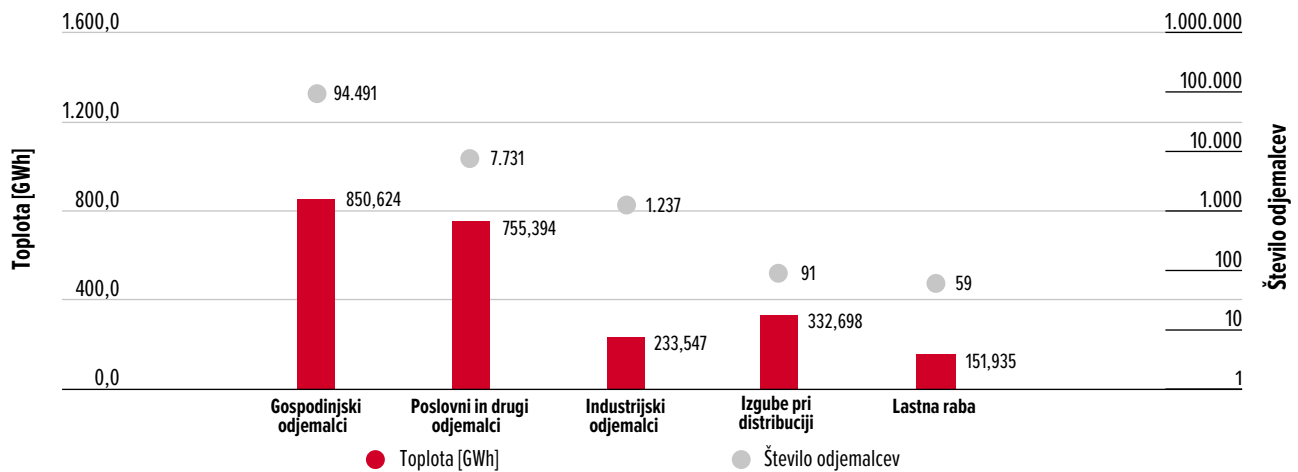
Distributerji toplote z lastno proizvodnjo in proizvajalci toplote, ki oskrbujejo distribucijske sisteme, so v letu 2015 za potrebe daljinskega ogrevanja, pripravo sanitarne tople vode in oskrbo industrijskih procesov proizvedli 2324,2 GWh toplote in 718,0 GWh električne energije oziroma 640,0 GWh električne energije na pragu kogeneracijskih proizvodnih procesov. Toplota, proizvedena za oskrbo distribucijskih sistemov iz kogeneracijskih proizvodnih virov, je predstavljala 83,8-odstotni delež vse proizvedene toplote.

Največji delež celotne proizvedene koristne toplote, 36,6 %, je bil namenjen oskrbi 94.491 gospodinjstev odjemalcev, 32,5 % odstotka za potrebe 7731 poslovnih odjemalcev in 10 % za potrebe 1237 industrijskih odjemalcev.

Izgube v delu distribucije toplote so bile ocenjene na 16,1 % in so bile glede na leto 2014 manjše za 2,9 %.

Razlika med proizvedeno in predano toploto v distribucijske sisteme predstavlja delež toplote, ki je bila uporabljena v industrijskih procesih samih proizvajalcev oziroma distributerjev toplote.

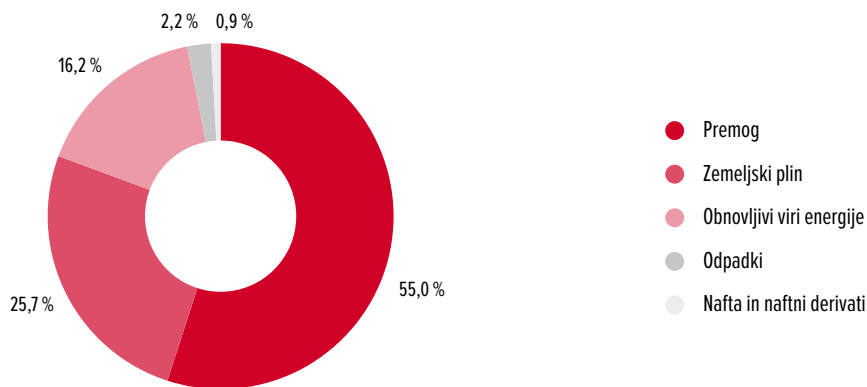
**Slika 117: Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število**



Vir: agencija

Kot primarni vir energije v strukturi porabljenih primarnih energentov za proizvodnjo toplote je na prvem mestu še vedno premog s 55-odstotnim deležem, sledi zemeljski plin s 25,7-odstotnim deležem. Obnovljivi viri v strukturi primarnih energentov dosegajo 16,2-odstotni delež, 2,2-odstotni delež pa predstavlja toplota, pridobljena v sežigalnici komunalnih odpadkov Celje, sledijo nafta in naftni derivati z 0,9-odstotnim deležem.

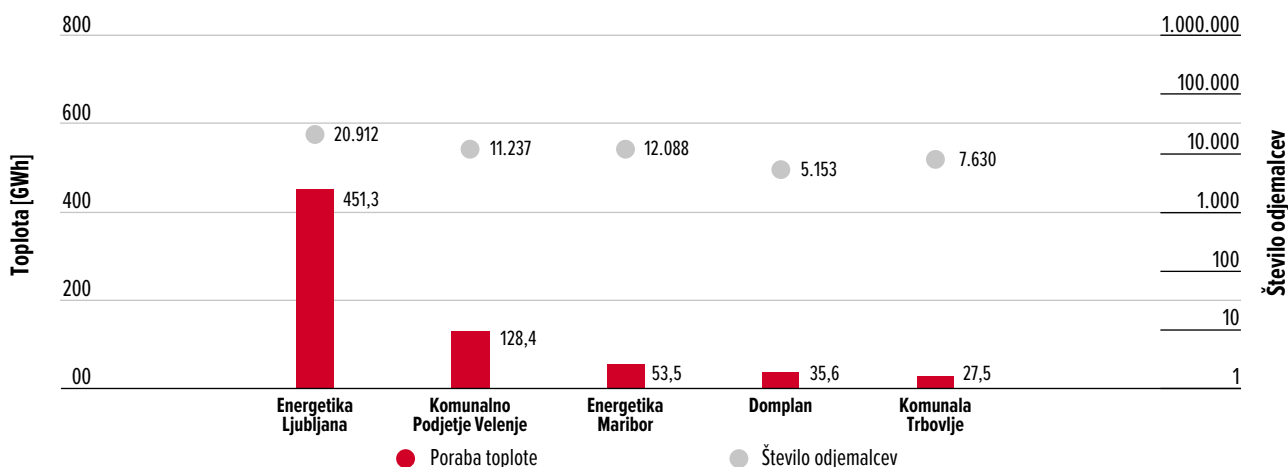
**Slika 118: Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote**



Vir: agencija

Prvih pet največjih distributerjev toplote je v letu 2015 oskrbovalo 55 % vseh gospodinjiskih odjemalcev in jim pri tem dobavilo 81,9 % vse toplote, dobavljene gospodinjiskim odjemalcem. Slika 119 prikazuje distribuirane količine toplote gospodinjiskim odjemalcem in število odjemalcev daljinske toplote, ki jih je oskrbovalo pet največjih distribucijskih podjetji.

**Slika 119: Največji distributerji toplote po količini distribuirane toplote za potrebe gospodinjstkih odjemalcev v letu 2015**

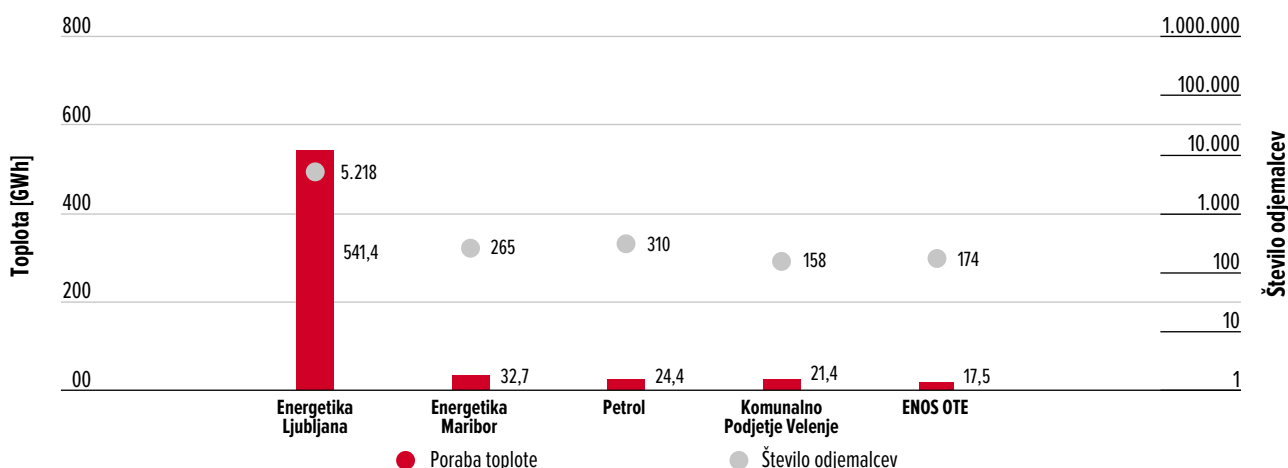


Vir: agencija

Pri oskrbi poslovnih in drugih odjemalcev je prvih pet največjih distributerjev toplote po količini distribuirane toplote oskrbovalo kar 92,2 % vseh poslovnih in drugih odjemalcev in jim pri tem dobavilo 84,4 % vse toplote, namenjene poslovnim in drugim odjemalcem iz distribucijskih sistemov (slika 120).

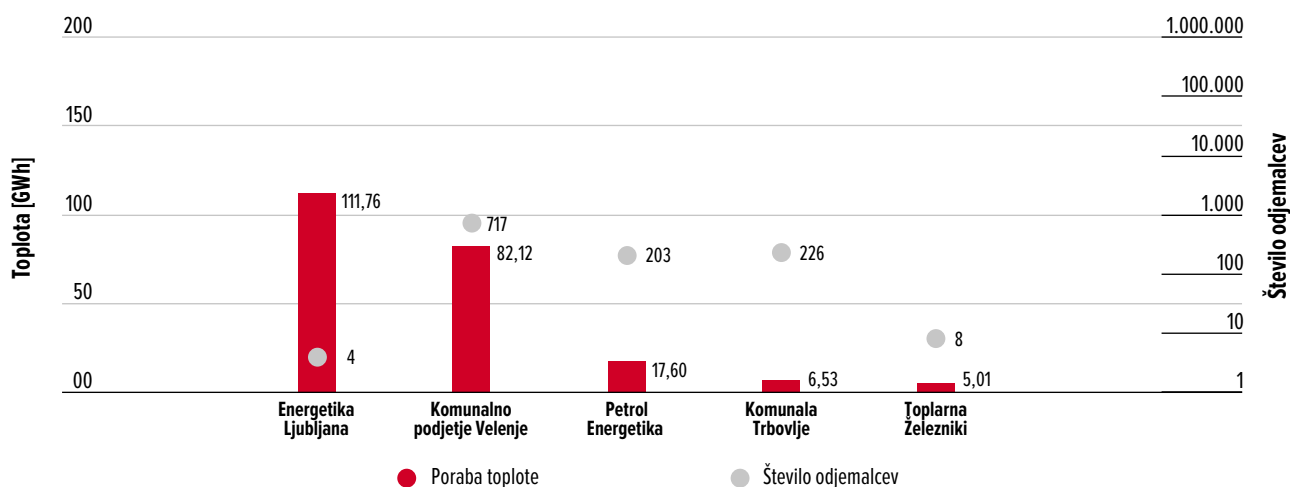
Prvih pet največjih distributerjev toplote po količini distribuirane toplote za potrebe industrijskih procesov in ogrevanja je oskrbovalo kar 93,6 % vseh industrijskih odjemalcev in jim pri tem dobavilo 95,5 % toplote, namenjene industrijskim odjemalcem (slika 121).

**Slika 120: Največji distributerji toplote po količini distribuirane toplote za potrebe poslovnih in drugih odjemalcev v letu 2015**



Vir: agencija

**Slika 121: Največji distributerji toplote po količini distribuirane toplote za potrebe industrijskih odjemalcev v letu 2015**



Vir: agencija

## 7.2 Distribucijski sistemi toplote

Oskrba s toploto iz distribucijskih sistemov toplote se je v letu 2015 izvajala iz 91 distribucijskih sistemov, ki so se razprostirali v 58 od 212 slovenskih občinah, v skupni dolžini 912,5 kilometra. Glede na obliko izvajanja dejavnosti oskrbe s toploto je 35 distributerjev izvajalo oskrbo s toploto v 46 slovenskih občinah kot izbirno javno gospodarsko službo, v 20 občinah se je oskrba izvajala kot tržna dejavnost in v dveh v obliki oskrbe iz lastniškega distribucijskega sistema. Distribucijski sistemi slednjih spadajo med večje distribucijske sisteme oskrbe gospodinjstev s toploto, saj skupaj oskrbujejo kar 6250 odjemalcev, od tega 6136 gospodinjstev.

Distribucijski sistemi, kjer se je dejavnost oskrbe s toploto izvajala v obliki izbirne lokalne gospodarske javne službe, so oskrbovali 91,7 % vseh odjemalcev toplote. Pri tem je delež prenesene toplote predstavljal 93,7 % vse prenesene toplote po distribucijskih sistemih.

Večja distribucijska sistema daljinskega hlajenja sta le v Mestni občini Velenje in Mestni občini Kranj in se razprostirata v skupni dolžini 1,46 kilometra.

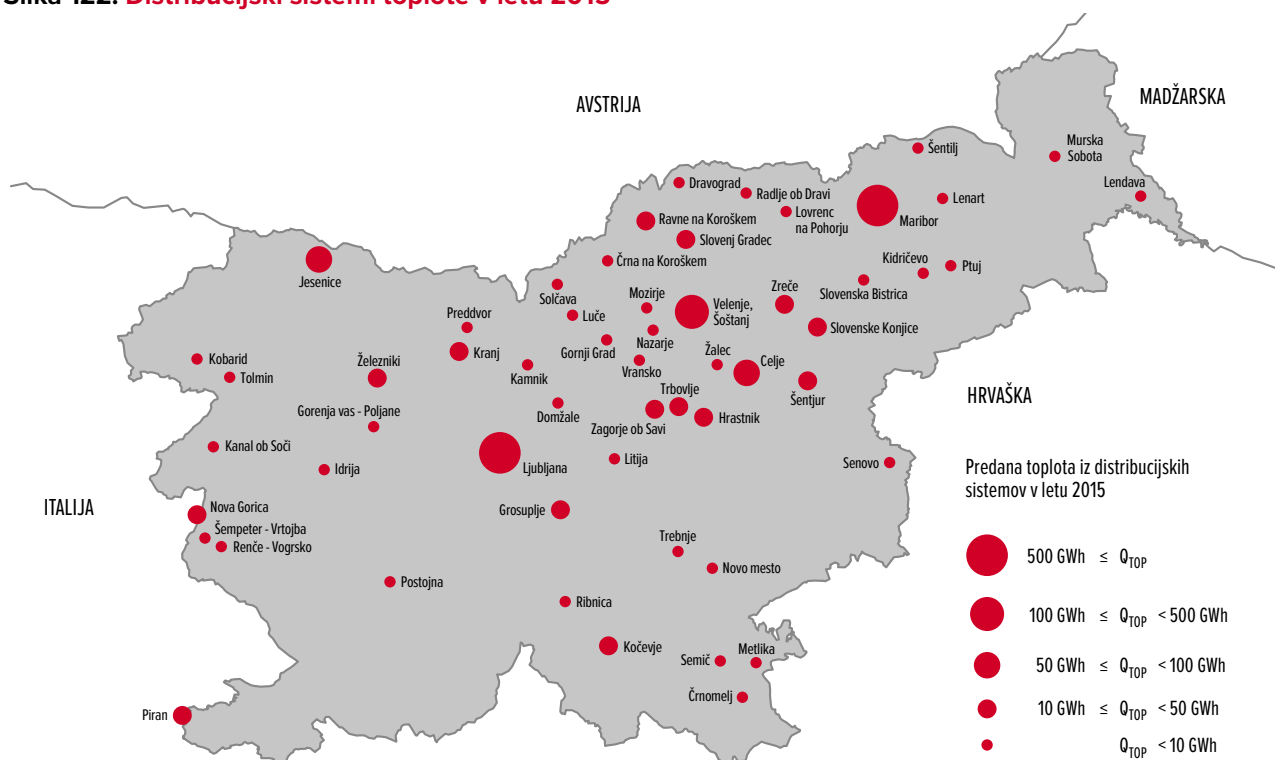
Prikaz razpršenost distribucijskih sistemov in obseg distribuirane toplotne energije po posameznih občinah prikazuje slika 122.

Distribucijske sisteme glede na temperaturni režim obratovanja delimo na toplovodne in vročevodne distribucijske sisteme, parne distribucijske sisteme ter distribucijske sisteme za potrebe prenosa hladu. Toplovodni in vročevodni distribucijski sistemi so v prej omenjeni strukturi distribucijskih sistemov glede na dolžino distribucijskih vodov zastopani s 97,5-odstotnim deležem, parni distribucijski sistemi s 2,3- in distribucijski sistemi hladu z 0,2-odstotnim deležem.

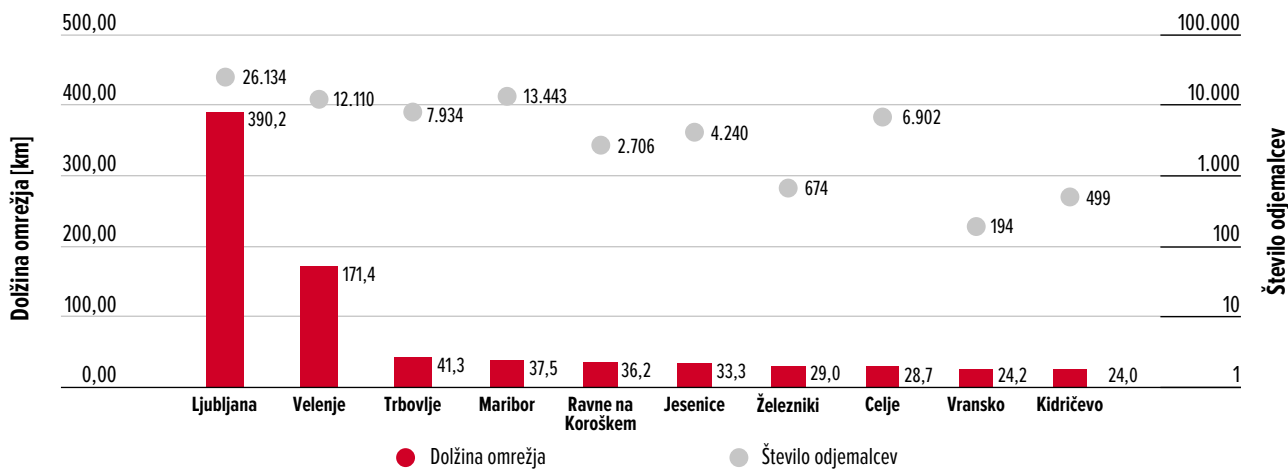
Največja distribucijska sistema z vidika dolžine sta v Mestni občini Ljubljana (263,4 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem) in v Mestni občini Velenje z Občino Šoštanj (171,6 kilometra dolg toplovodni distribucijski sistem).

Dolžine prvih desetih največjih distribucijskih sistemov oskrbe s toploto in število priključenih odjemalcev toplote so predstavljeni na sliki 123.

Slika 122: Distribucijski sistemi toplote v letu 2015



Slika 123: Dolžina distribucijskih sistemov v posameznih občinah in število priključenih odjemalcev toplote v letu 2015



## 7.3 Cena toplote

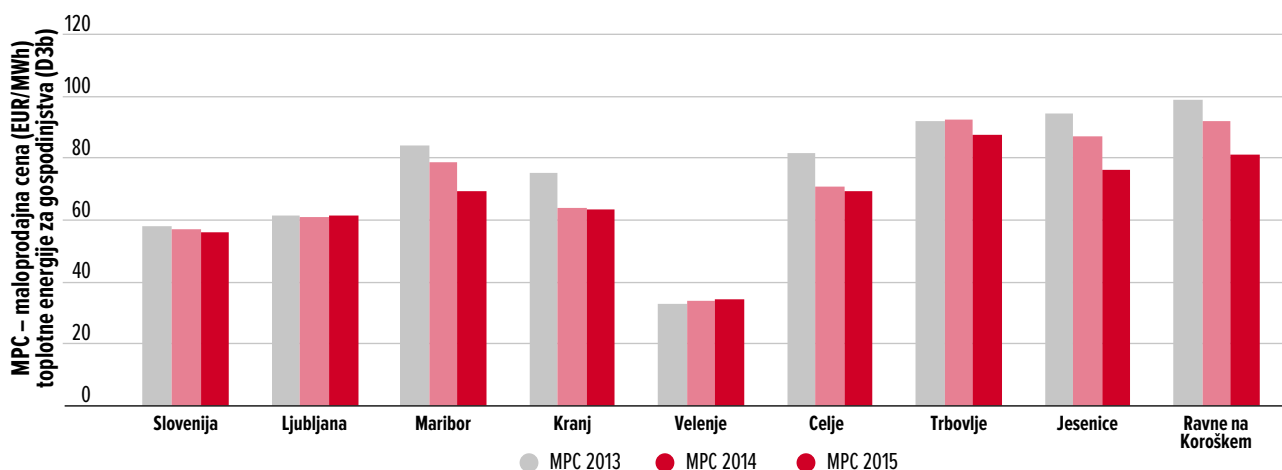
Iz veljavnih cenikov izbranih poslovnih subjektov za proizvodnjo in oskrbo s toploto iz distribucijskih sistemov so povzeti podatki o povprečnih maloprodajnih cenah toplote za standardno porabniško skupino za gospodinjstva D3b v izbranih slovenskih občinah, v katerih je predana toplota gospodinj-skim odjemalcem v letu 2015 predstavljala 36,6 % celotne distribuirane toplote, namenjene oskrbi odjemalcev toplote iz distribucijskih sistemov.

Standardna porabniška skupina je opredeljena kot porabniška skupina s priključno močjo 10 kW in letno porabo 34,9 MWh, kjer se toplota porablja za pripravo sanitarne tople vode in za ogrevanje.

Povprečne maloprodajne cene toplote z vsemi davki in dajatvami v omenjenih izbranih slovenskih občinah podaja graf na sliki 124. Prikazane cene so izračunane kot tehtano povprečje maloprodaj-nih cen v primerjavi s številom odjemalcev toplote, prikazana pa je tudi utežna povprečna malo-prodajna cena toplote za celotno območje Slovenije. Iz grafa je razvidno, da se je cena toplote za gospodinj-ske odjemalce glede na leto 2014 v povprečju zmanjšala za 1,5 %, dviga maloprodajnih cen pa so bili deležni le odjemalci na območju Mestne občine Velenje in Občine Šoštanj, v višini 1,5 %, in Mestne občine Ljubljana v višini 0,2 %.

Cena toplote v zadnjih letih upada pri tistih distribucijskih sistemih, ki kot energent uporabljajo ze-meljski plin, medtem ko pri distribucijskih sistemih, ki za proizvodnjo toplote uporabljajo premog, ni zaznati zniževanja cen.

**Slika 124: Gibanje povprečne maloprodajne cene toplote z vsemi davki in dajatvami za gospodinj-ske odjemalce toplote v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2013–2015**



Vir: SURS

## 7.4 Reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje

Agencija je zavezana izvajati reguliranje cene toplote za daljinsko ogrevanje, ki jo je do uveljavitve EZ-1 opravljalo Ministrstvo za gospodarski razvoj in tehnologijo na podlagi Zakona o kontroli cen. Z uveljavitvijo splošnega akta o metodologiji za oblikovanje cene toplote za daljinsko ogrevanje je v letu 2015 pripravila nov pravni okvir za oblikovanje izhodiščne cene toplote za daljinsko ogrevanje iz distribucijskih sistemov, katerih distributerji izvajajo gospodarsko javno službo, in cene toplote, ki jo zaračunava regulirani proizvajalec toplote. Na podlagi sprejetega akta so zavezanci za regulacijo, ki so imeli potrjene izhodiščne cene s strani Ministrstva za gospodarski razvoj in tehnologijo, agenciji do konca leta posredovali zahtevo za izdajo soglasja k novi izhodiščni ceni toplote. Agencija je preje-la 58 zahtev zavezancev za regulacijo, od tega 47 zahtev distributerjev z lastno proizvodnjo toplote, tri zahteve distributerjev in osem zahtev reguliranih proizvajalcev toplote.

Agencija je z izdajo soglasij k izhodiščnim cenam toplote časovno omejena, saj mora do konca junija 2016 odločiti o zahtevah za izdajo soglasja k izhodiščnim cenam toplote vseh zavezancev za regula-cijo. Tako potrjene izhodiščne cene toplote bodo začele veljati 1. julija 2016.



---

## 7.5 Ločitev dejavnosti

Distributerji, ki izvajajo gospodarsko javno službo in ki poleg dejavnosti distribucije toplote opravljajo tudi druge dejavnosti, morajo skladno z računovodskimi standardi voditi ločene računovodske evidence in v pojasnilih k računovodskim izkazom razkriti ločene računovodske izkaze za dejavnost distribucije toplote, proizvodnjo 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, in jih v celoti razkriti v pojasnilih k računovodskim izkazom. Ustreznost uporabe sodil mora biti letno revidirana s strani revizorja, ki mora o tem podati posebno poročilo.

## Seznam slik

<b>Slika 1:</b>	Gibanje cen električne energije na sosednjih borzah	7
<b>Slika 2:</b>	Lastniška struktura dobaviteljev električne energije in zemeljskega plina končnim odjemalcem	9
<b>Slika 3:</b>	Elektroenergetska bilanca prevzema in oddaje električne energije v prenosnem in distribucijskem sistemu v letu 2015 v GWh	11
<b>Slika 4:</b>	Prevzem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v obdobju 2011–2015	13
<b>Slika 5:</b>	Deleži primarnih virov energije v obdobju 2011–2015	14
<b>Slika 6:</b>	Število gospodinjstev odjemalcev v obdobju 2011–2015	15
<b>Slika 7:</b>	Poraba električne energije v obdobju 2011–2015	18
<b>Slika 8:</b>	Skupna in povprečna letna poraba gospodinjstev odjemalcev z dvotarifnim odjemom električne energije v obdobju 2011–2015	19
<b>Slika 9:</b>	Skupna in povprečna letna poraba gospodinjstev odjemalcev z enotarifnim odjemom električne energije v obdobju 2011–2015	19
<b>Slika 10:</b>	C+ in C- ter indeksa cen na slovenski borzi električne energije SIPX v letu 2015	23
<b>Slika 11:</b>	Skupna odstopanja v slovenskem elektroenergetskem sistemu v letu 2015	24
<b>Slika 12:</b>	Parameter SAIDI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2011–2015	26
<b>Slika 13:</b>	Parameter SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih v obdobju 2011–2015	26
<b>Slika 14:</b>	Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2011–2015	27
<b>Slika 15:</b>	Parameter SAIDI za vse dolgotrajne prekinitve, ločene po vzrokih, v obdobju 2011–2015	27
<b>Slika 16:</b>	Število pritožb s področja kakovosti napetosti po distribucijskih podjetjih in v Sloveniji v obdobju 2011–2015	30
<b>Slika 17:</b>	Delež upravičenih in neupravičenih pritožb s področja kakovosti napetosti v obdobju 2011–2015	30
<b>Slika 17:</b>	Ocena investicijskih vlaganj iz razvojnih načrtov elektrooperaterjev za obdobje 2015–2024	31
<b>Slika 19:</b>	Naložbe sistemskega in distribucijskega operaterja v obdobju 2011–2015	33
<b>Slika 20:</b>	Investicije sistemskega operaterja v letu 2015	33
<b>Slika 21:</b>	Investicije distribucijskega operaterja v letu 2015	34
<b>Slika 22:</b>	Trend uvajanja naprednih merilnih naprav v obdobju 2012–2015	35
<b>Slika 23:</b>	Gibanje omrežnine za gospodinjstevski odjem v obdobju 2011–2018 (EUR/MWh)	37
<b>Slika 24:</b>	Gibanje omrežnine za poslovni odjem v obdobju 2011–2018 (EUR/MWh)	37
<b>Slika 25:</b>	Gibanje povprečne cene ČPZ v smeri iz Avstrije v Italijo v obdobju 2011–2015	40
<b>Slika 26:</b>	Gibanje cene pasovne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2012–2015	44
<b>Slika 27:</b>	Gibanje cene vršne energije na trgu za dan vnaprej v Sloveniji in na sosednjih borzah v obdobju 2012–2015	44
<b>Slika 28:</b>	Gibanje cene pasovne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2015	45
<b>Slika 29:</b>	Gibanje cene vršne energije v Sloveniji in na sosednjih borzah v letu 2015	45
<b>Slika 30:</b>	Število predanih emisijskih kuponov v obdobju 2005–2015	47
<b>Slika 31:</b>	Gibanje cene emisijskih kuponov na borzi EEX v letu 2015	48
<b>Slika 32:</b>	Struktura volumna evidentiranih zaprtih pogodb v letu 2015	51
<b>Slika 33:</b>	Količine prodane oziroma kupljene električne energije preko zaprtih pogodb po mesecih za leto 2015	51
<b>Slika 34:</b>	Trend gibanja Churn ratio po letih	52
<b>Slika 35:</b>	Količina trgovane električne energije v letu 2015	52
<b>Slika 36:</b>	Delež trgovcev na slovenski borzi v letu 2015 glede na trgovano količino	54
<b>Slika 37:</b>	Dogajanje na slovenski borzi z električno energijo v obdobju 2008–2015	54
<b>Slika 38:</b>	Razmere na slovensko-italijanski meji v obdobju 2011–2015	55

<b>Slika 39:</b>	Gibanje števila dobaviteljev na maloprodajnem trgu v Sloveniji v obdobju 2008–2015	56
<b>Slika 40:</b>	Maloprodajni indeksi cen v obdobju 2011–2015	57
<b>Slika 41:</b>	Primerjava cene zelene energije in ostale energije na maloprodajnem trgu v Sloveniji za značilnega gospodinjstnega odjemalca (Dc – 3500 kWh na leto) v obdobju 2011–2015	58
<b>Slika 42:</b>	Potencialni letni prihranek pri menjavi dobavitelja na podlagi razlike med najdražjo in najcenejšo ponudbo na trgu oziroma ponudbo na podlagi rednih cenikov	59
<b>Slika 43:</b>	Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilnega gospodinjstnega odjemalca (Dc – 3500 kWh na leto) v obdobju 2007–2015	59
<b>Slika 44:</b>	Gibanje končne cene električne energije v Sloveniji za značilne poslovne odjemalce v Sloveniji v obdobju 2007–2015	60
<b>Slika 45:</b>	Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 500 MWh (lb) v državah EU in Sloveniji za leto 2015	61
<b>Slika 46:</b>	Primerjava cen električne energije za značilnega poslovnega odjemalca z letno porabo od 20 do 70 GWh (le) v državah EU in Sloveniji za leto 2015	61
<b>Slika 47:</b>	Število ponudb za dobavo energije gospodinjstnim odjemalcem, število dostopnih ponudb ter število ponudb v primerjalnih storitvah agencije	64
<b>Slika 48:</b>	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem odjemalcem v letu 2015 glede na leto 2014	66
<b>Slika 49:</b>	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2015 glede na leto 2014	67
<b>Slika 50:</b>	Spremembe tržnih deležev dobaviteljev gospodinjstnim odjemalcem v letu 2015 glede na leto 2014	68
<b>Slika 51:</b>	Gibanje tržnih deležev dobaviteljev električne energije gospodinjstnim odjemalcem v obdobju 2011–2015	68
<b>Slika 52:</b>	Gibanje HHI na maloprodajnih trgih v obdobju 2010–2015	69
<b>Slika 53:</b>	Število menjav dobavitelja v obdobju 2007–2015	69
<b>Slika 54:</b>	Dinamika števila menjav dobavitelja v letu 2015 glede na vrsto odjema	70
<b>Slika 55:</b>	Količine zamenjane energije glede na tip odjema	70
<b>Slika 56:</b>	Število izvedenih primerjav ponudb s primerjalnikom stroškov oskrbe z električno energijo v obdobju 2013–2015	72
<b>Slika 57:</b>	Prezvem in proizvodnja električne energije v Sloveniji na prenosnem omrežju v obdobju 2011–2015	74
<b>Slika 58:</b>	Inštalirane moči na pragu proizvodnih objektov, razpoložljive moči za slovenski trg in konična moč odjema na prenosnem omrežju v obdobju 2011–2015	76
<b>Slika 59:</b>	Nedobavljena energija na prenosnem sistemu glede na vzrok	76
<b>Slika 60:</b>	Presežki in primanjkljaji električne energije na prenosnem omrežju v obdobju 2011–2015	77
<b>Slika 61:</b>	Osnovni podatki o prenesenih, distribuiranih in porabljenih količinah zemeljskega plina v mio Sm <sup>3</sup>	79
<b>Slika 62:</b>	Prenesene količine zemeljskega plina v obdobju 2010–2015	80
<b>Slika 63:</b>	Dolžina omrežja distribucijskih vodov in število aktivnih odjemalcev v obdobju 2011–2015	81
<b>Slika 64:</b>	Poraba odjemalcev na distribucijskih sistemih glede na tip odjema v obdobju 2011–2015	81
<b>Slika 65:</b>	Količine za izravnavo odstopanj in uravnoteženje prenosnega sistema	83
<b>Slika 66:</b>	Uspešnost izravnave dnevnih odstopanj in uravnoteženja prenosnega sistema v obdobju 2011–2015	84
<b>Slika 67:</b>	Bilančne razlike po mesecih v letu 2015	84
<b>Slika 68:</b>	Trend gibanja bilančnih razlik v zadnjih petih letih v obdobju 2011–2015	85
<b>Slika 69:</b>	Gibanje cene C <sub>B</sub> v obdobju 2013–2015	85
<b>Slika 70:</b>	Trend razvoja sekundarnega trga s prenosnimi zmogljivostmi	86
<b>Slika 71:</b>	Obstoječi in načrtovani objekti prenosnega sistema v naslednjih letih	88
<b>Slika 72:</b>	Trend izgradnje novih plinovodov in stroški naložb	88
<b>Slika 73:</b>	Dolžina novih distribucijskih vodov v obdobju 2012–2015	89
<b>Slika 74:</b>	Število končnih odjemalcev na prenosnem sistemu	89

<b>Slika 75:</b>	Število novih odjemalcev na distribucijskih sistemih v obdobju 2013–2015	90
<b>Slika 76:</b>	Letni znesek omrežnine za distribucijo za manjše gospodinske odjemalce – D1 [350 Sm <sup>3</sup> ]	93
<b>Slika 77:</b>	Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike gospodinske odjemalce – D2 [3000 Sm <sup>3</sup> ]	93
<b>Slika 78:</b>	Letni znesek omrežnine za distribucijo za velike gospodinske odjemalce – D3 [20.000 Sm <sup>3</sup> ]	94
<b>Slika 79:</b>	Letni znesek omrežnine za distribucijo za srednje velike industrijske odjemalce – I3 [800.000 Sm <sup>3</sup> ]	94
<b>Slika 80:</b>	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti vstopnih zmogljivosti na mejni točki Ceršak (merilno-regulacijska postaja Ceršak)	96
<b>Slika 81:</b>	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti vstopnih zmogljivosti na mejni točki Šempeter (merilno-regulacijska postaja Šempeter)	96
<b>Slika 82:</b>	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti izstopnih zmogljivosti na mejni točki Šempeter (merilno-regulacijska postaja Šempeter)	97
<b>Slika 83:</b>	Največje dnevne in povprečne mesečne zasedenosti izstopnih zmogljivosti na mejni točki Rogatec (merilno-regulacijska postaja Rogatec)	97
<b>Slika 84:</b>	Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena vstopna zmogljivost na mejni točki Ceršak	98
<b>Slika 85:</b>	Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena vstopna zmogljivost na mejni točki Šempeter	98
<b>Slika 86:</b>	Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena izstopna zmogljivost na mejni točki Šempeter	99
<b>Slika 87:</b>	Dinamika dnevnih prenesenih količin zemeljskega plina, tehnična, zagotovljena ter prekinljiva dodeljena izstopna zmogljivost na mejni točki Rogatec	99
<b>Slika 88:</b>	Četrtnete tehnične vstopne zmogljivosti mejnih vstopno-izstopnih točk in prenesene količine zemeljskega plina v Slovenijo v obdobju 2011–2015	100
<b>Slika 89:</b>	Četrtnete tehnične izstopne zmogljivosti mejnih vstopno-izstopnih točk in prenesene količine zemeljskega plina iz Slovenije v obdobju 2011–2015	100
<b>Slika 90:</b>	Viri zemeljskega plina v obdobju 2013–2015	102
<b>Slika 91:</b>	Struktura uvoženega plina glede na ročnost sklenjenih pogodb	103
<b>Slika 92:</b>	Nakupna in prodajna cena na trgovanjski platformi in vrednosti CEGHIX	104
<b>Slika 93:</b>	Potencialni prihranki stroškov oskrbe v primeru zamenjave dobavitelja pri gospodinjskem odjemalcu	105
<b>Slika 94:</b>	Maloprodajni indeks cen zemeljskega plina brez omrežnine, dajatev in DDV (MPI)	106
<b>Slika 95:</b>	Končne cene zemeljskega plina za industrijske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2014 in 2015	106
<b>Slika 96:</b>	Končna cena zemeljskega plina z vsemi davki in dajatvami za značilne industrijske odjemalce I3 za Slovenijo in posamezne države EU	107
<b>Slika 97:</b>	Končna cena zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v Sloveniji z vsemi davki in dajatvami v letih 2014 in 2015	107
<b>Slika 98:</b>	Končne cene zemeljskega plina za značilne gospodinske odjemalce D2 z vsemi davki in dajatvami za Slovenijo in posamezne države EU v letih 2014 in 2015	108
<b>Slika 99:</b>	Struktura končne cene zemeljskega plina za gospodinske odjemalce v obdobju 2013–2015	108
<b>Slika 100:</b>	Struktura končne cene zemeljskega plina za poslovne odjemalce v obdobju 2013–2015	109
<b>Slika 101:</b>	Število menjav dobavitelja v obdobju 2013–2015	110
<b>Slika 102:</b>	Sprememba tržnih deležev v letu 2015 glede na leto 2014	111
<b>Slika 103:</b>	Distribuirana količina in število odjemalcev na distribucijskem omrežju v obdobju 2007–2015	111
<b>Slika 104:</b>	Število odjemalcev na distribucijskem omrežju in njihova poraba v letu 2015	112
<b>Slika 105:</b>	Skupna inštalirana električna moč proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo v obdobju 2010–2015	128
<b>Slika 106:</b>	Proizvedena količina električne energije v obdobju 2010–2015, za katero so bile proizvajalcem, vključenim v podporno shemo, izplačane podpore	129

<b>Slika 107:</b> Vrednost izplačanih sredstev za podpore v obdobju 2010–2015	129
<b>Slika 108:</b> Razmerje med deležem izplačanih sredstev za podpore in proizvedeno količino električne energije glede na vir energenta v obdobju 2010–2015	130
<b>Slika 109:</b> Povprečni stroški za izplačane podpore v novi shemi na enoto proizvodnje glede na vir energije	131
<b>Slika 110:</b> Spremembe vrednosti prispevkov posameznih odjemnih skupin končnih odjemalcev električne energije v obdobju 2010–2015	131
<b>Slika 111:</b> Obremenitev izbranega gospodinjanskega odjemalca s prispevkom za zagotavljanje podpor v obdobju 2009–2015 s poudarkom na spremembah višine prispevka	132
<b>Slika 112:</b> Primerjava med obveznim prihrankom in doseženim prihrankom energije v GWh zavezancev v letu 2015	134
<b>Slika 113:</b> Aktivnost zavezancev pri doseganju obveznega prihranka energije	135
<b>Slika 114:</b> Primerjava deležev prodane energije in deležev doseženih prihrankov po vrsti energenta	137
<b>Slika 115:</b> Doseženi prihranki energije po sektorju v letu 2015 v GWh	137
<b>Slika 116:</b> Distribuirana toplota in število odjemalcev toplote v obdobju 2011–2015	139
<b>Slika 117:</b> Poraba toplote po vrsti odjemalcev in njihovo število	140
<b>Slika 118:</b> Struktura primarnih energentov za proizvodnjo toplote	140
<b>Slika 119:</b> Največji distributerji toplote po količini distribuirane toplote za potrebe gospodinjstev v letu 2015	141
<b>Slika 120:</b> Največji distributerji toplote po količini distribuirane toplote za potrebe poslovnih in drugih odjemalcev v letu 2015	141
<b>Slika 121:</b> Največji distributerji toplote po količini distribuirane toplote za potrebe industrijskih odjemalcev v letu 2015	142
<b>Slika 122:</b> Distribucijski sistemi toplote v letu 2015	143
<b>Slika 123:</b> Dolžina distribucijskih sistemov v posameznih občinah in število priključenih odjemalcev toplote v letu 2015	143
<b>Slika 124:</b> Gibanje povprečne maloprodajne cene toplote z vsemi davki in dajatvami za gospodinjstve odjemalce toplote v posameznih slovenskih mestih v obdobju 2013–2015	144

## Seznam tabel

<b>Tabela 1:</b> Prezem električne energije v prenosni in distribucijski sistem v letu 2015	12
<b>Tabela 2:</b> Primarni viri za proizvodnjo električne energije v letu 2015	13
<b>Tabela 3:</b> Število odjemalcev električne energije glede na vrsto odjema v letih 2014 in 2015	14
<b>Tabela 4:</b> Inštalirane moči proizvodnih objektov in proizvedena količina električne energije v letu 2015	16
<b>Tabela 5:</b> Delež inštalirane moči in proizvedene električne energije, vključene v podporno shemo	17
<b>Tabela 6:</b> Poraba električne energije v letih 2014 in 2015	18
<b>Tabela 7:</b> Pregled produktov terciarne rezerve za leto 2015	21
<b>Tabela 8:</b> Rezultati dražbe za zakup rezerve za terciarno regulacijo za leto 2015	21
<b>Tabela 9:</b> Gibanje skupnih odstopanj bilančnih skupin in regulacijskega območja Slovenije v letih 2011–2015	25
<b>Tabela 10:</b> Parametri komercialne kakovosti na posameznih področjih storitev v letih 2014 in 2015	28
<b>Tabela 11:</b> Število in deleži upravičenih pritožb s področja komercialne kakovosti v letu 2015	29
<b>Tabela 12:</b> Obseg elektroenergetske infrastrukture prenosnega in distribucijskega sistema v Sloveniji ob koncu leta 2015	32
<b>Tabela 13:</b> Pregled načinov dodeljevanja ČPZ v letu 2015 po mejah	38
<b>Tabela 14:</b> Pregled dodeljenih količin ČPZ in prihodkov od dražb po posameznih mejah	39
<b>Tabela 15:</b> Gibanje razlike v cenah na borzah in povprečnih cen ČPZ v obdobju 2011–2015	40
<b>Tabela 16:</b> Stopnja uporabe ČPZ v letih 2012–2015	41
<b>Tabela 17:</b> Analiza doseženih cen med borznim trgom BSP in borznim trgom GME	46
<b>Tabela 18:</b> Primerjava ocenjene tržne cene električne energije iz podporne sheme s povprečno urno ceno na borzi BSP	46
<b>Tabela 19:</b> Razmere na slovensko-italijanski meji v obdobju 2011–2015	55
<b>Tabela 20:</b> Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem končnim odjemalcem v Sloveniji v letu 2015	65
<b>Tabela 21:</b> Tržni deleži in HHI dobaviteljev vsem poslovnim odjemalcem v letu 2015	66
<b>Tabela 22:</b> Tržni deleži in HHI dobaviteljev gospodinjskim odjemalcem v letu 2015	67
<b>Tabela 23:</b> Spremembe proizvodnih zmogljivosti na prenosnem omrežju	75
<b>Tabela 24:</b> Distribucijski vodi, merilne in merilno-regulacijske postaje	80
<b>Tabela 25:</b> Trgovanje s prenosnimi zmogljivostmi na sekundarnem trgu	86
<b>Tabela 26:</b> Pomembnejše investicijske aktivnosti v obdobju 2016–2018	87
<b>Tabela 27:</b> Dražbe prenosnih zmogljivosti v letu 2015	95
<b>Tabela 28:</b> Tržni deleži in HHI na veleprodajnem trgu z zemeljskim plinom	103
<b>Tabela 29:</b> Tržni deleži in HHI na maloprodajnem trgu z zemeljskim plinom	110
<b>Tabela 30:</b> Število odklopov gospodinjskih odjemalcev električne energije zaradi neplačila v obdobju 2011–2015	116
<b>Tabela 31:</b> Število odklopov gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina zaradi neplačila v obdobju 2011–2015	117
<b>Tabela 32:</b> Pritožbe gospodinjskih odjemalcev električne energije na dobavitelje po vsebinskih razlogih v obdobju 2013–2015	119
<b>Tabela 33:</b> Odločitve o pritožbah gospodinjskih odjemalcev pri dobaviteljih električne energije v obdobju 2013–2015	119
<b>Tabela 34:</b> Pritožbe gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina na dobavitelje po vsebinskih razlogih v obdobju 2013–2015	120
<b>Tabela 35:</b> Odločitve o pritožbah gospodinjskih odjemalcev pri dobaviteljih zemeljskega plina v obdobju 2013–2015	120
<b>Tabela 36:</b> Pritožbe gospodinjskih odjemalcev zemeljskega plina na operaterje distribucijskih sistemov v obdobju 2013–2015	121
<b>Tabela 37:</b> Doseženi deleži energije iz obnovljivih virov v skupni bruto končni rabi energije do leta 2014 in cilj v letu 2020	125
<b>Tabela 38:</b> Število proizvodnih naprav, vključenih v podporno shemo, in dinamika njihove vključitve (pod pogoji, ki so veljali pred uveljavitvijo EZ-1)	127
<b>Tabela 39:</b> Vrednosti prispevkov na fosilne energente, uveljavljene v letu 2014	132
<b>Tabela 40:</b> Prihranki energije po ukrepih v letu 2015	136

## Seznam kratic in okrajšav

<b>ACER</b>	Agencija za sodelovanje energetske regulatorjev (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)
<b>agencija</b>	Agencija za energijo
<b>AREDOP</b>	Aktivno reguliranje energetske dejavnosti in omrežij prihodnosti
<b>B2B</b>	Medpodjetniško elektronsko poslovanje (angl. Business to Business)
<b>B2C</b>	Poslovanje s strankami (angl. Business to Consumer)
<b>BDP</b>	Bruto domači proizvod
<b>Borzen</b>	Borzen, organizator trga z električno energijo, d.o.o.
<b>C+ in C-</b>	Osnovna cena odstopanj
<b>CEER</b>	Svet evropskih regulatorjev (Council of European Energy Regulators)
<b>CEREMP</b>	Centralised European Registry for Energy Market Participants
<b>CIM</b>	Common Information Model (IEC 61970-3XX)
<b>CSLOeX</b>	Urni indeks
<b>ČPZ</b>	Čezmejne prenosne zmogljivosti
<b>ČHE</b>	Črpalna hidroelektrarna
<b>DSM</b>	Demand Side Management
<b>DV</b>	Daljnovod
<b>ebIX</b>	European Forum for Energy Business Information eXchange
<b>EEX</b>	Nemška borza električne energije (European Energy Exchange AG, Leipzig)
<b>EDP</b>	Elektrodistribucijsko podjetje
<b>EIC</b>	Energy Identification Code
<b>ENP</b>	Elektro- napajalna postaja
<b>EZ-1</b>	Energetski zakon, Uradni list RS, 17/14 (EZ-1)
<b>GJS</b>	Gospodarska javna služba
<b>GS1</b>	Globalni jezik poslovanja ( <a href="http://www.gs1.org">http://www.gs1.org</a> )
<b>HE</b>	Hidroelektrarna
<b>HHI</b>	Herfindahl-Hirschmanov indeks koncentracije trga
<b>MRP</b>	Merilno-regulacijska postaja
<b>mHE</b>	Male hidroelektrarne
<b>mFE</b>	Male fotovoltaične elektrarne
<b>MT</b>	Manjša tarifa
<b>Mzi</b>	Ministrstvo za infrastrukturo
<b>NEK</b>	Nuklearna elektrarna Krško, d.o.o.
<b>NN</b>	Nizka napetost
<b>OVE</b>	Obnovljivi viri energije
<b>P</b>	Električna moč
<b>PCI</b>	Projekti skupnega interesa (Projects of Common Interest)
<b>PPE</b>	Plinsko-parna elektrarna
<b>RRM</b>	Registered Reporting Mechanism
<b>RTP</b>	Razdelilno-transformatorska postaja
<b>SAIDI</b>	Indeks povprečnega trajanja prekinitev napajanja v sistemu
<b>SAIFI</b>	Indeks povprečne frekvence prekinitev napajanja v sistemu
<b>SLOeX</b>	Indeks organiziranega trga z električno energijo
<b>SN</b>	Srednja napetost
<b>SODO, d. o. o.</b>	Sistemske operater distribucijskega omrežja, d. o. o.
<b>SPTE</b>	Soproizvodnja toplote in električne energije
<b>SURS</b>	Statistični urad Republike Slovenije
<b>TE</b>	Termoelektrarna
<b>TP</b>	Transformatorska postaja
<b>VN</b>	Visoka napetost
<b>VT</b>	Višja tarifa
<b>W+, W-</b>	Energija odstopanj v MWh glede na napovedane vozne rede



Agencija za energijo

AGENCIJA ZA ENERGIJO	
Strossmayerjeva 30, 2000 Maribor	p. p. 1579
Telefon: [02] 234 03 00	Telefaks: [02] 234 03 20
<a href="http://www.agen-rs.si">www.agen-rs.si</a>	<a href="mailto:info@agen-rs.si">info@agen-rs.si</a>

Poročilo o stanju na področju energetike v Sloveniji v letu 2015  
Junij 2016  
Oblikovanje in prelom: Studio 8





