

**Tabela pripomb k predlogu:**

**Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (v nadaljevanju: akt)**

<b>Ime/naziv predlagatelja:</b>	<b>Naslov:</b>	<b>Datum:</b>
Elektro Celje, d.d.	Vrunčeva 2a, 3000 Celje	10.7.2015
Elektro Gorenjska, d.d.	Ulica Mirka Vadnova 3a, Kranj	10.7.2015
Elektro Ljubljana, d.d.	Slovenska cesta 58, Ljubljana	10.7.2015
Elektro Maribor, d.d.	Vetrinjska ulica 2, Maribor	10.7.2015
Elektro Primorska, d.d.	Erjavčeva 24, Nova Gorica	10.7.2015

<b>Št. člena</b>	<b>Vsebina pripombe oz. predloga</b>	<b>Utemeljitev</b>	<b>Upoštevanje pripombe (DA/NE/Delno)</b>	<b>Komentar AE na člene</b>
2. člen	Definicije: – distribucijski sistem – prenosni sistem – distribucijsko podjetje – obstoječa in nova elektroenergetska infrastruktura	Definiciji distribucijskega in prenosnega sistema predlagamo naj se uskladita z definicijami, ki so navedene v Uredbi o razmejitvi prenosnega in distribucijskega 110 kV sistema (Ur. list RS št. 35/2015).  Definicija distribucijskega podjetja predlagamo se skladno s	Delno	Prvi dve alineji se črtata saj so definicije prenosnega oz. distribucijskega sistema urejene v EZ-1 in podzakonskih aktih. Definicija distribucijskega podjetja je povzeta po že objavljenih aktih agencije in je usklajena z EZ-1. Definicije nove in obstoječe

		<p>3. odstavkom 121. člen navede, da izvaja tudi naloge distribucijskega operaterja. Distribucijska podjetja skladno s sedanjimi pogodbami sklenjenimi s SODO d.o.o. niso samo najemodajalci in vzdrževalci distribucijskega sistema, ampak tudi izvajalci nalog distribucijskega operaterja.</p> <p>Pri definiciji nove in obstoječe elektroenergetske infrastrukture je potrebno dodati po "vključno" 1. Januarju 2011 ter pred "vključno" 31.decembrom 2010, sicer 1.1.2011 in 31.12.2010 nista upoštevana.</p>	DA	<p>infrastrukture so ustrezno popravljene.</p> <p>Dopolnjen člen glede na predlog.</p>
6. člen, alineja	<p>6. člen se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>Cilji določanja regulativnega okvira so:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- zagotavljati obratovanje, vzdrževanje ter spodbujanje razvoja distribucijskega in prenosnega sistema v skladu s pravili stroke in stanjem tehnike (ali z načelom najboljše dosegljive tehnologije) tako, da se kakovost prenosa in distribucije električne energije trajno izboljšuje ali ohranja;</li> <li>- spodbujati izvajanje naložb, ki so potrebne za izpolnjevanje okoljskih ciljev iz akcijskih načrtov;</li> <li>- spodbujati učinkovito uporabo sistema;</li> </ul>	<p>Predlagamo, da se doda zagotavljanje reguliranega donosa distribucijskim podjetjem, tako da je skladno z 10. členom akta.</p>	NE	<p>Skladno z določili EZ-1 je v upravičene stroške elektrooperaterja vključen tudi reguliran donos na sredstva. Nadalje EZ-1 določa, da najemodajalcem pomembnih delov distribucijskega sistema (distribucijskim podjetjem) pripada najemnina, kar je podrobno določeno v 87. členu akta. Akt v 87. členu določa, da je v najemnino vključen tudi reguliran donos za najeta sredstva.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- trajno izboljševati oziroma ohranjati raven kakovosti oskrbe z električno energijo (v nadaljnjem besedilu: kakovost oskrbe), ki vsebuje komercialno kakovost, neprekinjenost napajanja in kakovost napetosti;</li> <li>- izvajati ekonomsko reguliranje omrežnine za elektroenergetski sistem na način, ki spodbuja stroškovno učinkovitost izvajalcev;</li> <li>- elektrooperaterjem <b>in distribucijskim podjetjem</b> zagotoviti trajno poslovanje z reguliranim donosom na sredstva in</li> <li>- zagotoviti stabilne in predvidljive razmere za delovanje elektrooperaterjev in za uporabnike ter stabilno okolje za vlagatelje oziroma lastnike.</li> </ul>			
10. člen	<p>10. člen se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(1) Regulativni okvir za posameznega elektrooperaterja določi agencija z odločbo, v kateri se določijo tudi tarifne postavke za omrežnine. Za distribucijskega operaterja se regulativni okvir razdeli na posamezna območja distribucijskega sistema. <b>Za območje distribucijskega sistema se določi regulativni okvir določen distribucijskemu podjetju in regulativni okvir tega območja za SODO (distribucijskega operaterja).</b></p>	<p>Pri predstavitvi študije »PRIMERJALNA ANALIZA UČINKOVITOSTI DEJAVNOSTI DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2004 – 2013« dne 6.7.2015 so predstavniki Agencije za energijo povedali, da bo z odločbo določen tudi RO za SODO. Ker besedilo člena določa razčlenitev odločbe samo na distribucijsko območje, je bil podan predlog dopolnitve.</p>	NE	<p>Na podlagi EZ-1 je v aktu določeno, da se regulativni okvir za distribucijskega operaterja določi za območja distribucijskega sistema, kar pomeni, da so upravičeni stroški SODO d.o.o. vključeni v posamezno območje distribucijskega sistema. Nadalje so na podlagi 123. člena EZ-1, v 87. členu akta določena pravila za določitev plačila za izvajanje nalog, če bistvene naloge distribucijskega operaterja izvaja druga oseba in pravila za</p>

				določitev najemnine za lastnike pomembnega dela distribucijskega sistema.
15. člen, 2. odstavek	2. odstavek, 15. člena se spremeni tako, da se glasi:  <del>(2) Če UMAR v pomladanski napovedi iz prejšnjega odstavka ne objavi načrtovane stopnje inflacije za vsa posamezna leta regulativnega obdobja, se za manjkajoča leta upošteva objavljeni podatek o načrtovani stopnji inflacije za zadnje leto iz napovedi iz prejšnjega odstavka. Načrtovana inflacija za leto 2016 je 1,0%, za leto 2017 1,4% in za leto 2018 1,4%.</del>	Regulator je v načrte že vključil % načrtovane inflacije zato ni potrebe po pojasnilu v 2. odstavku tega člena. Besedilo predlagamo naj se črta v tem členu in v vseh členih v nadaljevanju, ki vsebujejo posajnilo v zvezi z inflacijo.	NE	V aktu je treba opredeliti način določitve inflacije, vrednosti bodo opredeljene v odločbi.
16. člen, 2. odstavek	2. odstavek, 16. člena se spremeni tako, da se glasi:  (2) Dodatno se za distribucijskega operaterja upravičeni stroški za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo kot vsota upravičenih stroškov posameznih območij distribucijskega sistema, <b>in sicer posebej za distribucijsko podjetje ter delež upravičenih stroškov distribucijskega območja za distribucijskega operaterja.</b>	Distribucijski operater si samovoljno določa svoj delež na katerega družbe nimajo vpliva zato je potrebno, da regulator tudi njemu določi obseg stroškov delovanja in vzdrževanja (82. člen EZ-1), sicer predlagamo da se v členu ne uporablja izraz distribucijsko območje.	NE	Glej odgovor pri pripombi na 10. člen akta.
18. člen, 2. odstavek, 13. 14. in 15. alineja	2. odstavek 18. člena se spremeni tako, da se glasi:  (2) Kot upravičeni nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja se ne upoštevajo: – stroški reklam in sponzorstev;	13. alineja: Ostala sredstva so potrebna za opravljanje distribucijske dejavnosti zato menimo ni prav, da se prevrednotovalni odhodki ostalih sredstev ne upoštevajo kot upravičeni stroški delovanja in	NE	Elektrooperater se mora v primeru odpisa ostalih sredstev obnašati kot dober gospodar. Določba akta se v tem delu glede na pretekla regulativna obdobja ne spreminja.

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- stroški dodatnega pokojninskega zavarovanja;</li> <li>- stroški, ki se ne priznajo v skladu z davčno zakonodajo;</li> <li>- stroški in odhodki iz četrtega odstavka 17. člena, ki so vkalkulirani v usredstvene lastne proizvode in storitve v višini izkazanih prihodkov za te namene;</li> <li>- stroški, ki se nanašajo na plače in druge vrste plačil delavcem na podlagi uspešnosti poslovanja vključno s pripadajočimi dajatvami;</li> <li>- stroški nagrad članom organov vodenja in nadzora vključno s pripadajočimi dajatvami;</li> <li>- stroški, ki se nanašajo na plačila organom vodenja in nadzora na podlagi uspešnosti poslovanja vključno s pripadajočimi dajatvami;</li> <li>- izplačana nadomestila uporabnikom zaradi dokazanih kršitev zajamčenih standardov kakovosti oskrbe;</li> <li>- stroški in odhodki, ki nastanejo kot posledica vračila brezplačno prevzetih sredstev vključno z denarnimi sredstvi;</li> <li>- stroški iz naslova pilotnih projektov iz 71. člena tega akta;</li> <li>- stroški najemnin za distribucijski sistem, če distribucijski operater ni lastnik distribucijskega sistema ali njegovega dela;</li> <li>- stroški storitev iz naslova prenosa nalog distribucijskega operaterja na distribucijsko podjetje;</li> </ul> <p><del>prevrednotovalni poslovni</del></p>	<p>vzdrževanja.</p> <p>14. alineja: Tudi enkratni poslovni dogodki, so dogodki, ki se pojavijo v povezavi z izvajanjem dejavnosti, zato menimo, da ni pravilno, da se krijejo iz donosa. Manjka obrazložitev oz. natančno pojasnilo kateri stroški in odhodki so tu mišljeni.</p> <p>15. alineja: Družba vse poslovne dogodke evidentira po SRS zato tudi ob morebitni spremembi SRS upošteva spremembe – alineja nepotrebna (ker bi sicer bilo knjiženje izven SRS).</p>	<p>NE</p> <p>NE</p>	<p>Med novimi nalogami v okviru nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja bodo priznani tudi stroški, ki so posledica enkratnih poslovnih dogodkov, npr. zagonski stroški pri vzpostavljanju e-mobilnosti. Pri določitvi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za naslednja regulativna obdobja se ti stroški ne bodo upoštevali.</p> <p>Ker temelji določanje upravičenih stroškov elektrooperaterja na podatkih preteklih let, je potrebno pri načrtovanju nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za nove regulativne okvire izločiti stroške, katerih evidentiranje se spremeni zaradi sprememb Slovenskih računovodskih standardov (npr. spremenjena obravnava rezervacij za odpravnine ob upokojitvi in jubilejnih nagrad).</p>
--	---	---	---------------------	--

	<del>odhodki za ostala sredstva; stroški in odhodki, ki so posledica enkratnih poslovnih dogodkov in stroški, ki se zaradi spremembe Slovenskih računovodskih standardov ne priznavajo več med stroški in odhodki.</del>			
19. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 19. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(2) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja prenosnega sistema za posamezno leto regulativnega obdobja za sistemskega <b>in distribucijskega</b> operaterja se izračunajo na naslednji način:</p> $NSDV_{vzd_t} = ((dvzd \cdot NSDV_{vt}) \cdot (1 - U_t + NI_t)) + ((\Delta NSDV)_{vc} [EUR],$	<p>Formula za izračun velja za oba sistemsko operaterja, zato predlagamo naj to vsebuje tudi besedilo v tem členu – veza 2. odstavek 20. člena.</p> <p>Brisanje faktorja 0,5 predlagamo, ker tudi za nove naprave obstajajo stroški delovanja in vzdrževanja – razlika je samo v razmerju delovanje/vzdrževanje, zato naj se stroški priznajo v celoti.</p>	<p>NE</p> <p>NE</p>	<p>Akt zaradi preglednosti ločeno obravnava določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za sistemskega operaterja in določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za distribucijskega operaterja.</p> <p>Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema vključujejo tudi stroške, ki se s povečanjem dolžine vodov in števila postaj ne povečujejo sorazmerno (npr. stroški uprave, računovodstva, informatike, skupne službe, svetovalne storitve, ...).</p>
21. člen, 1. odstavek	<p>Namesto določila: «Če ta akt ne določa drugače in ob upoštevanju kriterijev iz tega akta, se pri določitvi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za</p>	<p>Določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja je najšibkejša točka akta oz. metodologije. Distribucijska</p>	<p>Delno</p>	<p>Osnova za določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja so stroški preteklih let, ki so</p>

	<p>prvo leto regulativnega obdobja za elektrooperaterja namesto NSDVpt upošteva povprečje realiziranih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja.« bi se morali nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja določati na osnovi normativov.</p>	<p>podjetja že več kot desetletje opozarjamo, da določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na osnovi preteklih podatkov ni primerno in da bi pri tem morali izhajati in vodov in naprav ter normativov za vzdrževanje in delovanje. V ta namen so distribucijska podjetja izdelala skupaj s strokovnimi institucijami študijo in vam jo tudi predložila.</p> <p>To določilo je tudi v popolnem nasprotju z 18. členom akta - da so NSDV odvisni od dolžine vodov in števila postaj ter števila uporabnikov in z načinom spremembe NSDV med leti regulativnega obdobja. Prav tako povsem zanemarja inflacijo v obdobju t-5 do t-1.</p>	<p>nastali na podlagi stanja vodov in naprav ter normativov za vzdrževanje in delovanje. Prav tako se stroški (na podlagi podatkov distribucijskega operaterja) za regulativni okvir 2016-2018 delijo na stroške vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema ter stroške iz naslova storitev za uporabnike (prvi odstavek 20. člena akta).</p> <p>Nadalje pa je v drugem in tretjem odstavku 20. člena akta določeno, kako se stroški znotraj regulativnega obdobja spreminjajo v odvisnosti od dolžine vodov in števila postaj ter števila uporabnikov.</p> <p>Doda se tretji odstavek 19. člena in drugi odstavek 20. člena akta, ki določa spremembo nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, zaradi spremembe sistema v obdobju od leta t-1 do t-5.</p> <p>V 81. členu akta pa so</p>
--	--	--	---

			<p>določena pravila za določitev dejanskih nadzorovanih stroškov iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema ter iz naslova storitev za uporabnike.</p> <p>Na ta način določbe akta upoštevajo stanje vodov in naprav med regulativnim obdobjem kot smo navedli.</p> <p>V utemeljitvi predloga spremembe člena ni navedeno, katero študijo glede normativov ste posredovali agenciji. Agencija predvideva da je to študija »Potrebna omrežnina za uporabo distribucijskega omrežja električne energije z upoštevanjem spremenjenih pogojev poslovanja« izvajalca IREET d.o.o. iz leta 2008. Agencija vam je na navedeno študijo že posredovala odgovore in jih tukaj ne navajamo ponovno.</p>
--	--	--	---



<p>21. člen, 3. odstavek</p>	<p>3. odstavek 21. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(3) Za določitev deležev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja (<i>dvzd</i> in <i>dstr</i>) v celotnih nadzorovanih stroških delovanja in vzdrževanja za distribucijskega operaterja se upoštevajo podatki distribucijskega operaterja iz poročil o fizični in finančni realizaciji vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in poročil o fizični ter finančni realizaciji storitev za uporabnike. Deleži se izračunajo na podlagi povprečnih podatkov o finančni realizaciji let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja in so enaki za vsa leta regulativnega obdobja. Razmejitev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na vzdrževanje elektroenergetske infrastrukture in na storitve za uporabnike določijo <b>distribucijski operater ob sodelovanju distribucijskih podjetij distribucijska podjetja.</b></p>	<p>Razmejitev stroškov (vzdrževanje in storitve) ni stvar distribucijskega operaterja in distribucijskega podjetja. Predlagamo, da se natančno spremljajo in ovrednotijo za vsako posamezno storitev in jo tudi nadzira in ovrednoti Agencija za energijo ali pa, da naj imajo distribucijska podjetja sama možnost določiti razmejitev deležev nadzorovanih stroškov za vzdrževanje in storitve uporabnikom.</p>	<p>NE</p>	<p>Skladno z EZ-1 je distribucijski operater odgovoren za vzdrževanje in razvoj distribucijskega sistema. Distribucijska podjetja pogodbeno izvajajo prenesene naloge, zato je distribucijski operater zadolžen za določitev nalog in obsega nalog, ki jih morajo distribucijska podjetja pogodbeno izvajati. Navedena naloga je samo nadaljevanje spremljanja realizacije vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in izvajanja storitev za uporabnike, kot se že izvaja.</p>
<p>22. člen</p>	<p>22. člen se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>Povečanje ali zmanjšanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja (<math>\Delta</math>NSDV) se v posameznem letu regulativnega obdobja izračuna tako, da se nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, korigirani z načrtovano inflacijo in zahtevano učinkovitostjo,</p>	<p>Predlagamo, da se nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja čim bolj približajo normativom oziroma dejanskemu obsegu infrastrukture. Pojasnilo izračuna spremembe nadzorovanih stroškov hkrati tudi ni skladno s formulo izračuna 2. odstavka 19. člena in 3. odstavka 21. člena</p>	<p>DA</p>	<p>Glede na pripombo se spremenijo drugi in tretji odstavek 21. člena, 22. člen in doda se 5. alineja drugega odstavka 81. člena akta.</p>

	<p>pomnožijo z odstotkom spremembe dolžine vodov <b>ali in</b> števila postaj <b>ali in</b> števila končnih odjemalcev in proizvajalcev iz obnovljivih virov. Odstotek spremembe dolžine vodov ali števila postaj ali števila končnih odjemalcev in proizvajalcev iz obnovljivih virov se izračuna s primerjavo stanja na dan 31. december posameznega leta regulativnega obdobja (t) glede na stanje na dan 31. december predhodnega leta (pt).</p>	<p>oziroma je potrebno dopolniti način izračuna z dodatnimi formulami izračuna.</p> <p>Po drugi strani je v regulativnih okvirjih NSDV v izhodišču niso določeni glede na dolžino vodov in število postaj, zato določilo, da se stroški vzdrževanja vodov in naprav spreminjajo v posameznem letu regulativnega obdobja glede na dolžino vodov ali število postaj, ne vzdrži osnovne logične presoje.</p>	Pojasnilo	Glej odgovor pri pripombi na prvi odstavek 21. člena akta.
23. člen, 3. odstavek	<p>3. odstavek 23. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p><b>(3) Če UMAR v pomladanski napovedi iz prejšnjega odstavka ne objavi načrtovane produktivnosti dela za vsa posamezna leta regulativnega obdobja, se za manjkajoča leta upošteva objavljeni podatek o načrtovani produktivnosti dela za zadnje leto iz napovedi iz prejšnjega odstavka. Načrtovan faktor učinkovitosti za leto 2016 je 1,5%, za leto 2017 1,4% in za leto 2018 1,4%.</b></p>	<p>Regulator je v načrte že vključil načrtovan faktor učinkovitosti zato ni potrebe po pojasnilu v 3. odstavku tega člena. Besedilo naj se črta v tem členu in v vseh členih v nadaljevanju, ki vsebujejo posajnilo v zvezi s faktorjem učinkovitosti.</p>	NE	V aktu je treba opredeliti način določitve faktorja učinkovitosti, vrednosti bodo opredeljene v odločbi.
23. člen, 4. odstavek	<p>4. odstavek 23. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(4) Faktor individualne učinkovitosti elektrooperaterja in distribucijskega opese na podlagi rezultatov primerjalnih analiz za vsako regulativno obdobje določi v 1. poglavju Priloge 1, ki je</p>	<p>Regulator je v načrte že vključil načrtovan faktor učinkovitosti zato ni potrebe po pojasnilu v 3. odstavku tega člena. Besedilo naj se črta v tem členu in v vseh členih v nadaljevanju, ki vsebujejo posajnilo v zvezi s faktorjem učinkovitosti.</p>	NE	V aktu je treba opredeliti način določitve faktorja učinkovitosti, vrednosti bodo opredeljene v odločbi.

	sestavni del tega akta. Pri določitvi faktorja individualne učinkovitosti agencija upošteva tudi premik mejnega področja.			
24. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 24. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(2) Nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja so:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dajatve in prispevki na področju nepremičnin, razen koncesijskih dajatev;</li> <li>- prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev <del>iz naslova omrežnine;</del></li> <li>- prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s sredstvi, <del>ki se nanašajo na elektroenergetsko infrastrukturo,</del> razen prevrednotovalni poslovni odhodki, ki so nastali kot posledica odprave škod na sredstvih in uvedbe ter izvajanja pilotnih projektov;</li> <li>- nadomestila sistemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije;</li> <li>- rente in odškodnine, ki so posledica umestitve infrastrukture v prostor in ne povečujejo nabavne vrednosti sredstev elektrooperaterja;</li> <li>- članarine, kjer je obvezno članstvo predpisano z zakonom in uredbami Evropske unije <b>ter članarine za reprezentative zbornice in njihove sekcije;</b></li> <li>- vplačila v mehanizem medsebojnih nadomestil med sistemskimi operaterji (Inter TSO Compensation;</li> </ul>	<p>2. alineja: Priznavati se morajo vsi prevrednotevalni odhodki za terjatve, torej tudi za terjatve storitev, ki jih izvajamo po nalogah in za račun SODO, ker se nam kot vir pokrivanja stroškov štejejo tudi drugi prihodki, kamor spadajo v celoti vsi prevrednotevalni prihodki.</p> <p>3. alineja: Za opravljanje dejavnosti so potrebna tako infrastruktura kot ostala sredstva zato je potrebno vsa sredstva upoštevati enako.</p> <p>6. alineja: Predlagamo, da se med nenadzorovane stroške vključijo tudi stroški članarin za reprezentative zbornice in njihove sekcije</p> <p>13. alineja: Predlagamo, da se med nenadzorovane stroške vključijo tudi stroški nadzornega sveta, saj na te stroške družbe nimamo vpliva. Stroški so odvisni</p>	<p>NE</p> <p>NE</p> <p>NE</p> <p>NE</p>	<p>Dajatve, ki se zaračunavajo končnim odjemalcem na računu za omrežnino, niso upravičeni strošek elektrooperaterjev.</p> <p>Prevrednotovalni poslovni odhodki, ki se nanašajo na elektroenergetsko infrastrukturo, so priznani v celoti. Glede prevrednotovalnih poslovnih odhodkov, ki se nanašajo na ostala sredstva glej odgovor pri pripombi na trinajsto alinejo drugega odstavka 18. člena akta.</p> <p>Vključitev v reprezentativne zbornice in njihove sekcije ni predpisana z zakonom in kot taka ni obvezna.</p> <p>Agencija ugotavlja, da se stroški nadzornega sveta distribucijskega operaterja in distribucijskih podjetij primerjalno bistveno</p>

	<p>v nadaljnjem besedilu: mehanizem ITC);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- stroški, povezani z električno energijo za izravnavo sistema, in stroški odstopanj iz tega naslova;</li> <li>- stroški škod;</li> <li>- stroški električne energije za zasilno in nujno oskrbo ter neupravičen odjem električne energije, ki se kupuje skladno s pravili, veljavnimi za nakup električne energije za izgube v omrežju po tem aktu;</li> <li>- stroški, ki so posledica ukrepov za zagotovitev dejanske razpoložljivosti dodeljene zmogljivosti (prerazporeditev proizvodnje in drugo) v skladu s šestim odstavkom 16. člena Uredbe (ES) št. 714/2009; <b>in</b></li> <li>- stroški in odhodki, povezani z novimi nalogami elektrooperaterja v posameznem letu regulativnega obdobja, ki jih mora izvajati na podlagi veljavne zakonodaje;</li> <li>- <b>stroški nadzornega sveta;</b></li> <li>- <b>izdatki za varstvo okolja;</b></li> <li>- <b>stroški zavarovalnih premij in</b></li> <li>- <b>stroški revizij računovodskih izkazov.</b></li> </ul>	<p>od število sej in višine plačila za opravljanje funkcije na katere sama družba nima vpliva.</p> <p>14. alineja: Predlagamo, da se med NNSDV vključijo izdatki za varstvo okolja in stroški zavarovalnih premij (zavarovanje je predpisano z energetskega zakonom), kot je bila to praksa preteklih regulativnih obdobjih.</p> <p>15. alineja: Ti stroški morajo biti upoštevani med NNDV, ker se zavarovanje izvaja preko javnega razpisa, podjetje ne more vplivati na višino zavarovalnih premij, mora pa zavarovati premoženje, kar pomeni, da se ni nič spremenilo v primerjavi s preteklim RO, zato ni razloga, da bi se upoštevanje teh stroškov spremenilo. V nasprotnem primeru se bo pri zavarovalnih premijah jemalo povprečje 3 let (2011,2012 in 2013), za prihodnja leta pa so stroški zavarovalnih premij na letnem nivoju 2 x višji kot v navedenih letih zaradi obsežnosti škodnih</p>	<p>Delno</p> <p>NE</p>	<p>razlikujejo. Na podlagi tega agencija sklepa, da se na višino teh stroškov lahko vpliva. Prav tako pa so tudi predstavniki nadzornih svetov zavezani k racionalnemu obnašanju.</p> <p>Spremeni se prva alineja drugega odstavka 24. člena akta:</p> <p>»Dajatve, ki so predpisane s strani države.«</p> <p>Odgovor za stroške zavarovalnih premij glej pri 15. alineji 24. člena akta.</p> <p>Stroški zavarovalnih premij so bili do leta 2011 vključeni med nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja. Po letu 2011 so se na podlagi argumentacije podjetij vključili med nenadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja. Agencija je v obdobju od leta 2011 dalje posebno pozornost namenjala analizi gibanja zavarovalnih premij, deležu pokritosti stroškov škod s prejetimi odškodninami in primerjavi</p>
--	--	---	------------------------	---

		<p>dogodkov preteklih let (škodni rezultat).</p> <p>16. alineja: Na stroške revizij (5. točka 110. člena Energetskega zakona) nimamo vpliva, zato predlagamo, da se upoštevajo med NNDV.</p>	<p>NE</p>	<p>zavarovalnih pogojev med družbami. Na podlagi analiz je ugotovila, da so se stroški zavarovalnih premij s spremembo metodologije povečali, medtem ko se je delež pokritosti škod s prejeto odškodnino zmanjšal. Pri tem agencija ugotavlja, da so navedeni kazalniki med družbami različni, zato meni da so to stroški, na katere distribucijsko podjetje lahko in mora vplivati, zato se kot taki vključujejo med nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja.</p> <p>Stroški revizij po EZ-1 niso nova naloga elektrooperaterja, zato vključeni v nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja. Agencija meni, da družba lahko vpliva na višino teh stroškov z izbiro najugodnejšega ponudnika. Način vključevanja stroškov revizije med nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja se v tem aktu glede na veljavni regulativni okvir ni spremenil.</p>
26. člen, 3 in 4.	(3) Vir za pokrivanje stroškov škod je	Na škodne dogodke nimamo	Delno	Sprememba člena:

odstavek ostavek	odškodnina, ki jo prejme elektrooperater od zavarovalnice ali tretje osebe, in omrežnina v višini <b>pet 25</b> odstotkov stroškov škod, ugotovljenih v skladu z določbami tega akta. (4) Morebitna razlika med stroški škod in viri za pokrivanje le-teh se krije iz reguliranega donosa na sredstva.	vpliva. Razlika stroškov škod in odškodnine, bi morala biti enako kot v preteklih regulativnih obdobjih obravnavana kot NNSDV. Če ostane dikcija člena tako kot v osnutku predlagamo zvišanje na višino 25%, saj odškodnina zavarovalnice nikakor ne more pokrivati 95 % stroškov škod, saj distribucijska podjetja nimajo priznanih sredstev za zavarovalno premijo za zavarovanje na novo vrednost.		5 % se spremeni v 10 %. Elektrooperater mora kot dober gospodar pri sklepanju pogodb vplivati na zavarovalne pogoje in tako na višino odškodnine. Povprečni delež pokritosti stroškov škod z odškodnino za distribucijskega operaterja je bil od 85 % do 102 % v obdobju od 2008 do vključno leta 2011. V letih 2012 in 2013 pa je znašal povprečni delež pokritosti stroškov škod z odškodnino samo 45 oz. 51 %. Glej tudi odgovor pri pripombi na 15. alinejo drugega odstavka 24. člena akta.
28. člen, 2. odstavek	2. odstavek 28. člena se spremeni, tako da se glasi:  (2) Nadomestilo systemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije se za prvo leto regulativnega obdobja načrtuje na podlagi <del>načrta agencije</del> <b>povprečnih realiziranih stroškov delovanja in vzdrževanja let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja</b> , v naslednjih letih pa v skladu s 25. členom tega akta.	Določitev višine nadomestila stroškov agencije predlagamo naj se obravnava po enakih kriterijih kot za vse ostale udeležence.	NE	Drugi odstavek 28. člena se dopolni kot sledi: »Nadomestilo systemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije se za prvo leto regulativnega obdobja načrtuje na podlagi načrta agencije, <b>sprejetega skladno z zakonodajo</b> , v naslednjih letih pa v skladu s <b>Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti.</b>

				členom tega akta«.
				Skladno z EZ-1 reguliranje agencije ni predmet akta. Način sprejemanja oziroma potrjevanja finančni načrt agencije je določen v 399. členu EZ-1.
28. člen, 5. odstavek	5. odstavek 28. člena se spremeni, tako da se glasi:  (5) Stroški, povezani z novimi nalogami elektrooperaterja, se za posamezno leto regulativnega obdobja načrtujejo na podlagi načrta, ki ga v postopku določitve regulativnega okvira elektrooperater predloži agenciji <b>za vsako distribucijsko območje posebej.</b>	Načrtovati menimo je treba po distribucijskih območjih oziroma opredeliti višino stroškov, ki jih bo imel distribucijski operater in posebej distribucijsko podjetje.	NE	EZ-1 in ostala zakonodaja nalagata nove naloge distribucijskemu operaterju, ki se odloči ali bo te naloge izvajal sam ali ne. V kolikor se bodo naloge pogodbeno prenesle na distribucijsko podjetje, bodo te naloge upoštevane pri določitvi plačila za izvajanje nalog skladno s 87. členom akta. Pogodbeno razmerje mora biti urejeno skladno s četrtem odstavkom 121. člena EZ-1 najkasneje do začetka postopka za določitev regulativnega okvira.
29. člen, 2. odstavek	(2) Priznane količine izgub v posameznih letih regulativnega obdobja na območju distribucijskega sistema distribucijskega operaterja se določijo na podlagi priznanega odstotka količinskih izgub in ob upoštevanju količinskega letnega načrta porabe električne energije iz 14. člena tega akta. Agencija določi priznani odstotek količinskih izgub glede	Predlagamo, da se ta alineja dopolni v smislu določitve točnega obdobje upoštevanja povprečja izgub. Prosimo tudi za pojasnilo zakaj se tu uporablja 4-letno obdobje in katero je to 2010-2013 ali 2011-2014, glede na to, da so kriteriji za ostale kategorije leta 2011-2013	Delno	Glede na realizirane izgube v posameznih letih je agencija ocenila, da je za obravnavano regulativno obdobje v vseh distribucijskih sistemih ustrezno upoštevati odstotek izgub določen na podlag obdobja zadnjih 4

	<p>na izmerjene količine na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih na distribucijskem sistemu distribucijskega operaterja v zadnjem štiriletnem obdobju in na podlagi pričakovanega gibanja deleža količinskih izgub v naslednjem regulativnem obdobju. Količine izgub na distribucijskem sistemu distribucijskega operaterja se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami električne energije, evidentiranimi na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom, in količinami električne energije, izmerjenimi na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih na distribucijskem sistemu distribucijskega operaterja v posameznih letih. Pri tem se upoštevajo tudi količine električne energije, ki jo v distribucijski sistem distribucijskega operaterja oddajajo proizvajalci, priključeni na ta sistem, in medsebojne izmenjave med območji distribucijskega sistema distribucijskega operaterja.</p>	<p>pojasniti.</p>		<p>let (2011-2014), ki predstavlja aktualno stanje v omrežju. Obdobje zadnjih 4 let hkrati podaja realne trende gibanja deleža izgub pri vseh EDP, saj se medletna odstopanja za 4 letno obdobje ustrezno kompenzirajo.</p>
<p>29. člen, 3. odstavek</p>	<p>(3) Priznane količine izgub v posameznih letih regulativnega obdobja za prenosni sistem se določijo na podlagi priznanega odstotka količinskih izgub in ob upoštevanju količinskega letnega načrta porabe električne energije iz 14. člena tega akta ter priznane ocene količin izgub kot posledice tranzitnih pretokov električne energije. Agencija določi priznani odstotek količinskih izgub glede na izmerjene količine na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih na prenosnem in distribucijskem sistemu</p>	<p>Predlagamo, se alineja dopolni v smislu določitve osnove za načrt priznanih izgub za prenosni siste. Ni namreč opredelitve na podlagi kakšnega obdobja se načrtujejo priznane izgube sistemskemu operaterju oziroma pojasniti. Zakaj se za prenosnega operaterja ne upoštevajo enaki kriteriji?</p>	<p>DA</p>	



	<p>v preteklem obdobju in na podlagi pričakovanega gibanja deleža količinskih izgub v naslednjem regulativnem obdobju. Količine izgub na prenosnem sistemu se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami električne energije na prevzemno-predajnih mestih med proizvajalci in prenosnim sistemom ter količinami električne energije na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom oziroma omrežji končnih odjemalcev, priključenih na prenosni sistem v posameznih letih. Pri tem se upoštevajo tudi količine električne energije, izmerjene na merilnih napravah, ki so nameščene na čezmejnih povezovalnih vodih, na točki, kjer se nahaja referenčna meritev med sosednjima sistemskima operaterjema.</p>			
<p>29. člen, 4. odstavek</p>	<p>(4) Za posamezno leto regulativnega obdobja se priznana cena določi na podlagi povprečja cen električne energije za produkta pasovne in vršne energije v obdobju prvih štirih mesecev leta pred regulativnim obdobjem, doseženih na terminskem trgu, ki predstavlja referenčni trg za Slovenijo. V priznani letni ceni je upoštevan 70-odstotni delež cene za pasovno energijo in 30-odstotni delež cene za vršno energijo, kar izhaja iz profila povprečnega dnevnega diagrama porabe električne energije v Sloveniji.</p>	<p>Prosimo za pojasnilo kdo določa kaj je referenčni trg v RS. Ali je to EEX + pribitki za uvoz. Ali so to druge borze? Kaj pomeni, če borza ni likvidna? Zakaj Agencija za energijo ne dopušča modela za distribucijsko podjetje, da izvaja nakup po principu sistemskega operaterja, ki izvaja nakup po manjših terminskih poslih. S takšnim načinom bi lahko izvajali še večjo učinkovitost, saj so trenutno krajši terminski posli veliko bolj ugodni?</p> <p>Predlagamo, da se odstavek (vsaj v Prilogi 1) dopolni s</p>	<p>Delno</p>	<p>Agencija bo na podlagi akta v odločbi za regulativno obdobje operaterju določila referenčni trgi in s tem terminske cene. Po trenutni podatkih bo agencija predlagala cene iz HUPX za terminske posle.</p> <p>Pri določitvi cene za izgube agencija uporablja referenco po kateri ocenjuje stroške za nakup električne energije. V okviru odstopanj od RO in ugotavljanju dejanskih stroškov bo agencija upoštevala dejanske</p>

		cenami – numerično. Prvi štirje meseci leta pred regulativnim obdobjem so že mimo – Agencija za energijo že razpolaga s cenami, ki jih bo upoštevala v RO 2016-2018.		vrednosti iz pogodb, ki so pa lahko sestavljene iz več terminskih in dnevni poslov. Kriterij za ustreznost sklenjenih poslov je naveden v drugem odstavku 81.člena.
35. člen, 2. odstavek	2. odstavek 35. člena se spremeni tako, da se glasi:  <del>(2) Amortizacijske stopnje, ki so višje od davčno priznanih amortizacijskih stopenj, se ne upoštevajo.</del> <b>Amortizacijske stopnje, ki so višje od davčno priznanih amortizacijskih stopenj, se upoštevajo skladno z Zakonom o davku od dohodka pravnih oseb: presežek amortizacije nad davčno priznani se v letu obračuna izvzame iz odhodkov (tč. 6.27 iz obračuna DDPO) in se kot odhodek upošteva po tem, ko je bilo sredstvo za poslovne namene že v celoti zamortizirano oz. je znesek obračunane amortizacije nižji od zneska po davčno priznani stopnji (tč. 7.6 iz obračuna DDPO). Če elektrooperater za poslovne potrebe obračunava strošek amortizacije po amortizacijskih stopnjah, ki so višje od davčno priznanih amortizacijskih stopenj, mora za obračunani strošek amortizacije, ki presega davčno priznani, voditi posebne računovodske evidence.</b>	Na predlagan način bi dejansko upoštevali strošek amortizacije do višine davčno priznanih stopenj.	NE	Z navedeno določbo je agencija določila natanko to, kar je navedeno v utemeljitvi predlagane spremembe tega člena.
35. člen, 6. odstavek	(6) Strošek amortizacije sredstev iz naslova vlaganj v služnostne pravice se	Ker se služnostne pravice dogovorijo za čas trajanja voda,	NE	Služnostna pravica se

	<p>obračunava v dobi koristnosti te pravice. Strošek amortizacije sredstev iz naslova pridobitve časovno neomejenih služnostnih pravic na trasah vodov se upošteva glede na amortizacijsko osnovo s 100-letno dobo koristnosti teh sredstev. Za vlaganja v služnostne pravice, ki niso v uporabi, strošek amortizacije ni upravičeni strošek. Od 1. januarja 2013 se morajo služnostne pravice na trasah daljnovodov voditi po pravilih, ki veljajo za dele opredmetenih sredstev večjih vrednosti.</p>	<p>ki pa ni 100 let, določba tega člena ni skladna z zahtevami glede obračunavanja amortizacije po SRS.</p>		<p>amortizira v dobi koristnosti služnostne pravice in ne v dobi koristnosti daljnovoda/kablovoda, saj služnostna pravica lahko služi npr. dvema ali več daljnovodom/kablovodom, ki se zgradijo v časovnem zaporedju na zemljišču, na katerem ima podjetje isto služnostno pravico.</p>
<p>35. člen, 7. odstavek</p>	<p>7. odstavek 35. člena se črta:</p> <p><del>(7) Če elektrooperater pripiše stroške obresti posameznemu sredstvu, se strošek amortizacije iz tega naslova ne priznava. Elektrooperater mora v tem primeru voditi evidenco tistega dela posameznega sredstva, ki se nanaša na obresti in pripadajoči del stroška amortizacije.</del></p>	<p>Družbe vodijo sredstva po SRS, kar je potrebno v celoti upoštevati sicer so sredstva in RBS prenizko ovrednotena, prav tako donos kot amortizacija.</p>	<p>Delno</p>	<p>Agencija ne posega v upoštevanje določil Slovenskih računovodskih standardov, temveč pri določitvi stroškov amortizacije ne priznava amortizacije od stroškov obresti, vključenih v nabavno vrednost sredstev, saj so stroški obresti priznani v strošku kapitala. V kolikor bi se del sredstva iz naslova obresti amortiziral, bi bila ta amortizacija upoštevana dva krat.</p> <p>Določba se dopolni kot sledi:</p> <p>(7) Če elektrooperater pripiše stroške obresti posameznemu sredstvu, <b>ki ga je predal v uporabo po 1. 1. 2013</b>, se strošek</p>

				<p>amortizacije iz tega naslova ne priznava. Elektrooperater mora v tem primeru voditi evidenco tistega dela posameznega sredstva, ki se nanaša na obresti in pripadajoči del stroška amortizacije.</p> <p>Skladno s petim odstavkom 119. člena EZ-1 se briše sedmi odstavek 39. člena.</p>
36. člen, 1. odstavek	<p>1. odstavek 36. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(1) Strošek amortizacije se izračuna na podlagi stanja sredstev in amortizacijskih stopenj v poslovnih knjigah na dan 31. december leta t-2 pred začetkom regulativnega obdobja, načrtovanih naložb v sredstva za leto t-1 <b>po potrjenem poslovnem načrtu družbe</b>, pred začetkom regulativnega obdobja, kot je določeno v odločbi o regulativnem okviru za leto t-1 in načrtovanih naložb v sredstva, ki so določene v skladu s 40. členom tega akta za posamezno leto regulativnega obdobja.</p>	<p>Za leto 2015 predlagamo se upošteva potrjen poslovni načrt družbe (ki je znan in že teče)– ne pa načrt na podlagi RO 2013-2015, ki je podlaga za anomalije in lahko med letom priznava prihodke, ki ne bodo doseženi, hkrati pa zajeda v načrtovane prihodke omrežnine.</p>	NE	<p>Skladno z EZ-1 se pri določanju načrtovanih upravičenih stroškov upoštevajo naložbe iz naložbenega načrta. Glede na to, da za leto 2015 distribucijski operater še ni bil dolžan izdelati naložbenega načrta, se upoštevajo naložbe iz odločbe za RO 2013-2015. Za naslednja regulativna obdobja pa se bodo upoštevali naložbeni načrti, ki bodo prav tako upoštevani v zadnjem letu regulativnega obdobja pred novim regulativnim obdobjem.</p>
36. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 36. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Za načrtovane naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo se</p>	<p>Podaljševajne predvidene dobe koristnosti za ostala sredstva iz 20 na 35 let ni realno.</p>	NE/Delno	<p>Glede na obstoječi akt tudi ta akt za namene načrtovanja stroškov amortizacije ne podaljšuje dobe koristnosti sredstev</p>

	strošek amortizacije izračuna na podlagi predvidene <del>2035</del> -letne dobe koristnosti sredstev.			elektroenergetske infrastrukture. Za dobo koristnosti ostalih sredstev se doba spremeni iz 25-letne v 20-letno.
37. člen, 1. odstavek	V enačbo v 1. odstavku 27. člena predlagamo se doda <b>priznana višina čistih obratnih sredstev.</b>	Izračun reguliranega donosa na sredstva ne vsebuje priznane višine čistih obratnih sredstev.	NE	EZ-1 v petem odstavku 119. člena določa, da se reguliran donos na sredstva priznava samo na opredmetena osnovna sredstva v uporabi in neopredmetena sredstva v uporabi.
37. člen, 3. odstavek	(3) Reguliran donos na sredstva se ne priznava za del vrednosti sredstev v višini brezplačno prevzetih sredstev, pridobljenih s plačili nesorazmernih stroškov za priključitev na sistem, na sredstva v gradnji in izdelavi, sredstva, zgrajena iz sredstev od prezasedenosti, sredstva, zgrajena s sofinanciranjem, brezplačno prevzeta evropska sredstva in druga nepovratna sredstva, ter sredstva, ki niso neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja iz prvega odstavka 39. člena tega akta in sredstva, potrebna za izvajane pilotnih projektov iz 71. člena tega akta.	Prosimo za pojasnilo, zakaj se reguliran donos na sredstva ne priznava na sredstva v gradnji in izdelavi? Za financiranje investicij v teku moramo najemati kredite, zato bi bil donos na investicije v teku edini vir za plačilo obresti bančnih kreditov.	NE	Glej komentar pri prejšnji pripombi.
39. člen, 1. odstavek	(1) V regulativno bazo sredstev so vključena samo tista sredstva, ki predstavljajo neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja. Kot sredstva, ki niso neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja, se v skladu s tem aktom štejejo stanovanjski, počitniški in muzejski objekti s pripadajočo opremo in zemljišči,	Prosimo za pojasnilo, zakaj se zakaj se polnilnice za električna vozila na avtocestnem križu obravnavajo drugače od ostalih polnilnic za električna vozila? Na AC križu se gradijo hitre polnilne postaje, ki so namenjene EV višjega cenovnega razreda. S tem namenom distriminatorno	NE	EZ-1 v 78. členu navaja naloge distribucijskega operaterja, med katerimi je tudi razvoj osnovne javne infrastrukture hitrih polnilnic cestnih vozil na električni pogon na avtocestnem križu.

	polnilnice za električna vozila (razen javne infrastrukture hitrih polnilnic na avtocestnem križu), umetniška dela, elektrarne in podobna sredstva.	obravnavajo ostale polnilna mesta, ki so namenjena EV nižjega cenovnega razreda. Na mestu je tudi vprašanje, kdo si lahko danes nabavi EV višjega cenovnega razreda?		
40. člen, 2. odstavek	2. odstavek 40. člena se spremeni tako, da se glasi:  (2) Pri oceni vrednosti načrtovanih naložb v sredstva v letu t-1 pred začetkom regulativnega obdobja, ki so vključene v izračun povprečne vrednosti regulativne baze sredstev leta t-1, agencija upošteva vrednosti načrtovanih naložb v sredstva <b>potrjena v poslovnem načrtu družbe za leto t-1, kot je določeno v odločbi o regulativnem okviru za leto t-1.</b>	V regulativnem okviru za leto t-1 so bile naložbe v sredstva načrtovane skladno z 10-letnim načrtom, ki se ni realiziral. Prredviden način načrtovanja regulativne baze bi ponovno povzročil veliko anomalijo zato predlagamo, da se upošteva potrjen poslovni načrt družbe za leto t-1.	NE	Glej odgovor pri pripombi na prvi odstavek 36. člena akta.
40. člen, 4. odstavek	4. odstavek. 40 člena se briše:  <del>(4) Če agencija pri oceni naložbenega načrta ugotovi, da bi upoštevanje vseh naložb iz naložbenega načrta v upravičenih stroških elektrooperaterja imelo prevelik vpliv na omrežnino, lahko upošteva le določene naložbe po prioriteten vrstnem redu.</del>	Potrebno je upoštevati vse naložbe v naložbenem načrtu brez izločitve. Izločitev določenih naložb lahko povzroči likvidnostne težave distribucijskemu podjetju pri izvajanju nujnih oziroma ekonomsko upravičenih investicij. Poleg tega je npr. na distribucijskem območju Elektra Gorenjska d.d. iztrošenost EE infrastrukture 60%, kar še povečuje obseg nujnih investicij v naložbenem načrtu.	NE	V tretjem odstavku 118. člena EZ-1 je določena naloga agencije, da v primeru prevelikega vpliva na omrežnino upošteva le določene naložbe po prioriteten vrstnem redu, katerega opredeli distribucijski operater v naložbenem načrtu.
41. člen, 2. odstavek	(2) Agencija pri izračunu tehtanega povprečnega stroška kapitala upošteva ciljno optimalno razmerje med lastniškim in dolžniškim kapitalom.	Predlagamo, da se opredelijo konkretne vrednosti razmerij, ki jih bo Agencija za energijo uporabila v regulativnem okviru.	DA	Besedilo drugega odstavka 41. člena se spremeni:  »Pri izračunu tehtanega

				povprečnega stroška kapitala se kot ciljno optimalno razmerje med lastniškim in dolžniškim kapitalom upošteva 40-odstotni delež lastniškega kapitala ( <i>DLK</i> ) in 60-odstotni delež dolžniškega kapitala ( <i>DDK</i> ).
44. člen, 2. odstavek	2. odstavek 44. člena se briše:  <del>(2) Elektrooperater in distribucijska podjetja lahko v skladu z določbami 121. člena EZ 1 prenesejo izvajanje nalog, povezanih z nadzorom kakovosti oskrbe, na tretjo osebo. V tem primeru morajo v pogodbi, s katero prenesejo izvajanje teh nalog, zagotoviti, da bo ta oseba na območju distribucijskega sistema, na katerem izvaja te naloge, izvajala nadzor in omogočila presoje kakovosti oskrbe v skladu z določbami akta, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo.</del>	Prenos izvajanja nalog spremljanja kakovost oskrbe na tretjo osebo je škodljivo za distribucijska podjetja, saj to vodi do oddaje dela navzven in izgubo znanja na dolgi rok.	NE	Določbe 2. odstavka 44. člena so skladne z določbami 121. člena Energetskega zakona (EZ-1).
49. člen, 3. odstavek	3. odstavek 49. člena se spremeni tako, da se glasi:  (3) Za preverjanje kakovosti napetosti iz prejšnjega odstavka elektrooperater in distribucijska podjetja spremljajo vse <b>merljive</b> parametre po standardu SIST EN 50160 (odstopanje omrežne frekvence, odkloni napajalne napetosti, hitre spremembe napetosti, neravnotežje	Standard opisuje vse relevantne značilnosti napetosti, tudi tiste, za katere (še) ni moč podati ravni in merilne metode (npr. tranzientne prenapetosti...), zato predlagamo, da se izpostavi samo merljive parametre.	DA	Člen se ustrezno dopolni.

	napajalne napetosti, harmonske in medharmonske napetosti, signalne napetosti, kratkotrajne in dolgotrajne prekinitve napetosti, upadi in porasti napetosti, tranzientne prenapetosti). Za ocenjevanje ustreznosti kakovosti napetosti uporabljajo elektrooperater in distribucijska podjetja standard SIST EN 50160.			
55. in 56. člen		<p>Predlagamo, da se v teh dveh členih definirajo zastaralni roki.</p> <p>Predlagamo, da se v teh dveh členih tudi jasno opredeli, če se za nameščeno merilno napravo smatra naprava nameščena s strani distribucijskega operaterja, katere so skladne z standardi SIST EN 50160 in umerjene, in ali to velja tudi za registrirne naprave, ki jih namesti uporabnik sam. V slednjem priemru ni določeno katere standarde morajo te naprave zadostiti, da jih distribucijski operater lahko upošteva, kot tudi ni upoštevano nepooblaščen poseg in prirejanje teh podatkov (plombiranje naprav).</p>	DA	Člen se ustrezno dopolni.
55. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 55. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) <del>Distribucijski operater je dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju z jamčenih standardov neprekinjenosti napajanja presoditi v roku osmih delovnih dni od prejema</del></p>	V roku 8-ih delovnih dni je (praviloma) moč pripraviti le prvi dogovor, kjer operater obvesti uporabnika o aktivnostih na zahtevi. V naslednjem odgovoru, ki vedno sledi (II. Odgovor) pa je uporabnik obveščen o izsledkih in potencialnih ukrepih na zadevi in	Delno	Člen se ustrezno dopolni z rokom trideset dni.



	<del>zahtevka, v nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do nadomestila.</del> <b>Distribucijski operater v osmih dneh po obvestilu uporabnika začne postopek preverjanja kršenja parametrov zajamčenega standarda neprekinjenosti napajanja, in ga v naslednjih osmih dneh o svojih ugotovitvah obvesti. V nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do nadomestila.</b>	potencialnemu nadomestilu.		
56. člen, 2. odstavek	(2) Izredni dogodek iz prejšnje točke je dogodek, ki je posledica lastnega vzroka ali pri katerem je za vzpostavitev napajanja potrebno daljše časovno obdobje iz drugih upravičenih razlogov, ki so lahko posledica tujega vzroka ali višje sile (na primer izjemen obseg potrebnih del za odpravo prekinitve napajanja).	Prosimo za pojasnilo, za primer, če imamo havarijo večje razsežnosti? Takrat je 18 ur premalo za odpravo (žled 2014).	Pojasnilo	Definicija izrednega dogodka iz 56. člena se spremeni na način, da se prekinitve napajanja zaradi delovanja višje sile v celoti izvzamejo.
61. člen, 5. odstavek	5. odstavek 61. člena se spremeni tako, da se glasi:  (5) Distribucijski operater je dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju zajamčenega standarda kakovosti napetosti presoditi v roku osmih delovnih dni <del>od prejema zahtevka po končanih meritvah</del> , v nasprotnem primeru je uporabnik samodejno upravičen do izplačila nadomestila. O načinu mesečnega izplačila nadomestila se dogovorita uporabnik in distribucijski operater. Obveza izplačila nadomestil preneha v trenutku, ko distribucijski operater z meritvami dokaže, da je odpravil neskladje.	Operater ne more utemeljenost zahteve presoditi v krajšem roku, kot je rok ugotavljanja skladnosti. Meritev skladnosti zahteva minimalno tedenski monitoring (min 7 dni).  Pri tem je še potrebno upoštevati čas za koordinacijo del posameznih služb ob prihodu reklamacije, namestitve merilnih instrumentov na pogosto oddaljenih merilnih mestih, pobiranje instrumentacije po zaključku meritve, analiza merilnih rezultatov, koordinacija ob pripravi ustreznega odgovora...	Delno	Člen se ustrezno dopolni z rokom trideset dni.

		<p>Dikcija, ki je uporabna tudi v praksi (123 člen SPDOEE, 126/2007):</p> <p>»<i>SODO v osmih dneh po obvestilu uporabnika začne postopek preverjanja kakovosti napetosti, vključno s prekinitvami ali z omejitvami dobave, in ga v osmih dneh po končanih meritvah o svojih ugotovitvah obvesti. Če SODO izda izjavo o skladnosti kakovosti električne energije, nosi stroške meritev uporabnik. Če se uporabnik z izsledki meritev kakovosti napetosti električne energije ne strinja, lahko opravi meritve na lastne stroške.</i></p> <p><i>Uporabljene merilne naprave in metodologija merjenja morajo ustrezati stanju tehnike in morajo biti skladne z določili predpisov s področja o akreditaciji in predpisov o načinu določanja organov za ugotavljanje skladnosti.</i></p> <p><i>SODO mora v osmih dneh preizkusiti ugotovitve uporabnika glede kakovosti napetosti, vključno s prekinitvami ali z omejitvami dobave. SODO je dolžen obvestiti uporabnika o svojih ugotovitvah v osmih dneh po izvedbi meritev.«</i></p>		
--	--	---	--	--

<p>70. člen, 1. odstavek</p>	<p>(1) Investicijski projekti iz prve alineje drugega odstavka 68. člena tega akta, ki izpolnjujejo osnovne kriterije iz 69. člena tega akta, <del>katerih aktivirana sredstva v posameznem letu regulativnega obdobja presegajo 200.000 eurov</del> se v primeru izpolnjevanja zahtevanih pogojev prizna enkratna spodbuda v višini treh odstotkov od neodpisane vrednosti sredstva na dan 31. decembra leta, v katerem je bilo sredstvo aktivirano. Vsota spodbud je obenem navzgor zamejena z vrednostjo desetih odstotkov izkazanih neto koristi celotnega projekta. Spodbuda ne zajame brezplačno prevzeta sredstva oziroma sredstva, ki so bila pridobljena z nepovratnimi sredstvi. Projekti skupnega interesa na področju pametnih omrežij (PCI Smart Grids), ki jih je dokončno potrdila Evropska Komisija, so do spodbude upravičeni brez presoje iz četrtega odstavka tega člena.</p>	<p>Prosimo za dodatno pojasnilo. Nerazumljiv je predvsem zadnji stavek, ki govori, da projekti potrjeni s strani EK ne potrebujejo presoje iz 4. odstavka tega člena, medtem ko 2. odstavek govori, da je potrebno z analizo stroškov in koristi po priporočilih EK in s kazalniki uspešnosti iz 3 alineje 4. odstavka tega člena dokazati upravičenost projekta. Obstaja tudi nejasnost glede pričakovane analize stroškov in koristi, korelacije vsakega posameznega osnovnega sredstva iz projekta z registrom osnovnih sredstev (3.odstavek).</p> <p>Predlagamo tudi, da aktivirana sredstva v posameznem letu niso omejena z minimalno vrednostjo nad 200.000 EUR, ker:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Investicijski projekti običajno trajajo dlje od enega leta. Skupna investicijska vrednost projekta lahko bistveno presega 200.000 Eur, vendar zaradi nižje aktivacije v posameznem letu ne zadosti osnovnem pogoju.</li> <li>- Investicije, ki zadostijo kriterijem vlaganj v pametna omrežja so največkrat sestavljene iz posameznih tehnoloških sklopov (projektov), ki posamezno ne</li> </ul>	<p>Delno/pojasnilo</p>	<p>Izvajalci projektov PCI Smart , ki so potrjeni s strani EK so morali izvesti študijo stroškov in koristi ter opredeliti kazalnike uspešnosti, na podlagi katerih se tudi potrjujejo. Če so potrjeni s strani EK tako že izpolnjujejo pogoje in zato agencija samodejno prizna spodbudo iz akta.</p> <p>Popravljen je 3 odstavek dosedanjega 70. člena, s ciljem pojasniti korelacijo.</p> <p>Akt je nadalje ustrezno popravljen, da spodbuja le večje investicijske projekte nad 200.000 EUR, spodbudo pa priznava na vsako aktivacijo osnovnih sredstev kvalificiranega projekta.</p> <p>Pomembno: merilna oprema sama po sebi ni »pametna« zato projekt, ki vpeljuje le pametne systemske števec ne more biti predmet spodbud. Je pa nabava pametnih systemskih števec spodbujana, če je realizirana z nižjo ceno od zamejene.</p>
------------------------------	--	---	------------------------	---

		dosegajo zahtevane višine 200.000 EUR, skupaj pa jo lahko presegajo. Kot primer, izvedba napetostne regulacije za izboljšanje kakovosti napetosti zahteva investicije v projekt pametne merilne infrastrukture (številne in obratovalne meritve), projekt telekomunikacij, sisteme vodenja in nadzora itd.		
70. člen, 4. odstavek	<p>4. odstavek 70. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(4) Agencija bo v okviru ugotavljanja odstopanj na podlagi posredovanih podatkov in dokumentacije pri odločitvi, ali je posamezen projekt upravičen do spodbude, presojala:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– izpolnjevanje osnovnih kriterijev;</li> <li>– analizo stroškov in koristi po priporočilih Evropske komisije;</li> <li>– kazalnike uspešnosti (uporabijo se izbrani kazalniki uspešnosti, ki so določeni v stališču ERGEG (»Position Paper on Smart Grids«, An ERGEG Conclusions Paper, Ref: E10-EQS-38-05, 10 June 2010) na vsaj <b>pet šest</b> izmed osem področjih uspešnosti);</li> <li>– časovno izvedbo projekta in</li> <li>– dejansko izvedbo projekta.</li> </ul>	<p>Zahtevano je izpolnjevanje šestih od osmih kazalnikov uspešnosti zapisanih v ERGEG Conclusions paper. Opozarjamo na možnost težav uveljavljanja za distribucijska podjetja, katera zaradi značaja dela zanesljivo ne bodo mogla izpolnjevati več kot šest pogojev zaradi narave spodnjih kriterijev:</p> <p>(6) kazalnik zahteva učinkovito podporo trans nacionalnih trgov</p> <p>(7) kazalnik je povezan z infrastrukturo prenosnega omrežja</p> <p>Zato predlagamo omilitev kriterija.</p>	NE	<p>Ostanemo pri presoji kazalnikov na vsaj šestih področjih: šest področij kazalnikov namreč pokriva področje distribucije, v kolikor so projekti izvajani v sodelovanju s SOPO je možno izkazati še kakšen kazalnik na preostalih področjih.</p> <p>Poleg tega ne gre za zahtevo »izpolnjevanja« temveč izkazovanja izbranih kazalnikov uspešnosti na vsaj šestih področjih, ki so predmet presoje. Kazalniki lahko izkazujejo različne ravni uspešnosti.</p>
71. člen	(1) Agencija v okviru spodbud iz druge alineje drugega odstavka 68. člena tega akta omogoča izvedbo pilotnih projektov, ki so skladni z osnovnimi kriteriji iz 69. člena tega akta ter izpolnjujejo naslednje	Zahteve za izpolnjevanje pogojev menimo so preostre. V okviru zapisanih zahtev za izpolnjevanje pogojev distribucijska podjetja praktično ne bodo mogla	NE	Zahteva za izvedbo projektov znotraj RO ostane, saj želimo analizirati in oceniti učinke pilotnih projektov pred

	<p>kriterije:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- projekti na področju distribucijskega sistema, ki jih je z vidika nacionalnega pomena odobrilo ministrstvo, pristojno za energijo;</li> <li>- projekti upoštevajo stanje tehnike;</li> <li>- projekti imajo naravo pilotnih oziroma demonstracijskih projektov, ki temeljijo na že znani tehnologiji;</li> <li>- pilotni projekti se morajo začeti in zaključiti v obdobju trajanja regulativnega obdobja.</li> </ul>	<p>uveljavljati zahtevkov, ker:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pilotni projekti so osredotočeni predvsem na DSM/DR področje, kjer z omejitvijo 50 ur pilotne konične tarife odpadejo vsi distribucijski projekti, ki so povezani z uravnavanjem dnevnih diagramov.</li> <li>- Projekti so omejeni zgolj na tri letni okvir regulativnega obdobja.</li> <li>- Roki za prijavo (30. junij) in odobritev (30. september) dodatno skrajšujejo čas izvedbe projektov.</li> </ul>		<p>začetkom naslednjega RO, v katerem bi lahko tovrstni projekti bili že izvajani kot investicijski (v okviru naložbenih načrtov), če se izkaže njihov pozitiven učinek. Rezultate želi regulator uporabiti pri načrtovanju metodologije naslednjega RO. Prav tako daje RO stabilno podlago za izvajanje projektov, v naslednjem RO ni garancije, da bo izvedbena spodbuda ohranjena.</p>
75. člen	75, člen se briše.	Pri načrtovanju drugih prihodkov predlagamo se črta faktor načrtovane letne inflacije, saj Agencija pri soglasju k ceniku te inflacije ne upošteva.	Delno	<p>Doda se četrti odstavek 77. člena, ki glasi:  »Prihodki od prodaje drugih storitev iz 121. člena tega akta se za posamezno leto regulativnega obdobja načrtujejo v višini realiziranih prihodkov leta t-2 pred začetkom regulativnega obdobja.«</p>
76. člen, 1. odstavek, 8 alineja	- prevrednotovalni poslovni prihodki;	Predlagamo uskladitev te alijeneje z 2. alinejo, 2. odstavek 24. člena. Oba člena predlagamo naj vsebujeta enake elemente prevrednotovalnih prihodkov/odhodkov. V 2. alineji, 2. odstavek 24. člena se med prevrednotovalne odhodke predlaga samo tiste, ki se nanašajo na omrežnino.	NE	<p>V okviru nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se priznajo vsi prevrednotovalni poslovni odhodki, ki izvirajo iz dejavnosti elektrooperaterja, razen tistih, ki se nanašajo na ostala sredstva (glej komentar pri pripombi na drugo in tretjo alinejo</p>

				drugega odstavka 24. člena akta). Posledično se upoštevajo med viri za pokrivanje upravičenih stroškov vsi prevrednotovalni poslovni prihodki.
77. člen		Predlagamo, da se načrtovani drugi prihodki tako kot dosedaj upoštevajo le v višini 90%.	NE	Način določanja nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter drugih prihodkov se je glede na veljavni regulativni okvir spremenil.
77. člen, 1. odstavek	1. odstavek 77. člena se spremeni tako, da se glasi:  (1) Če ta akt ne določa drugače in ob upoštevanju kriterijev iz tega akta, se pri določitvi načrtovanih drugih prihodkov za prvo leto regulativnega obdobja namesto upošteva povprečje realiziranih drugih prihodkov let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja, <b>brez prejetih odškodnin (skladno s 3. odstavkom tega člena).</b>	Družbe med druge prihodke vključujejo tudi prejete odškodnine, ker niso enkratnega značaja, se pa pojavljajo vsako leto, zato se morajo te postavke pri izračunavanju povprečja izločiti.	NE	Predlagana sprememba je določena v tretjem odstavku 77. člena akta.
78. člen, 8. odstavek	8. odstavek 78. člena se briše.  <del>(8) Pri naknadnih vlaganjih v sredstva se doba koristnosti teh sredstev zaradi novih vlaganj ustrezno podaljša, amortizacijska stopnja pa ustrezno preračuna, ali pa se nova vlaganja obravnavajo kot samostojni del sredstev, za katerega se ločeno določi doba koristnosti in amortizacijska stopnja.</del>	Naknadna vlaganja predlagamo se upoštevajo skladno z računovodskimi standardi, ki polega navedenega v 8. odstavku 35. člena, dopuščajo tudi možnost povečanja koristi v prvotno določeni dobi koristnosti sredstva.	NE	Naknadna vlaganja v sredstva so ustrezno urejena v osmem odstavku 35. člena akta. 78. člen akta ureja prihodke iz upravljanja prezasedenosti.

79. člen, 3. odstavek	<p>3. odstavek 79. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(3) Primanjkljaj omrežnin se ugotovi kot presežek dejanskih letnih upravičenih stroškov nad celotnim letnim zneskom omrežnin (povečanim za primanjkljaj omrežnin iz preteklih let ali zmanjšanim za presežek omrežnin iz preteklih let) in drugimi letnimi prihodki iz dejavnosti elektrooperaterja. Agencija znesek primanjkljaja omrežnin upošteva pri določitvi omrežnin v naslednjem regulativnem <b>obdobju. ali naslednjih regulativnih obdobjih.</b></p>	Predlagamo, da Agencija za energijo pri določanju naslednjega RO upošteva primanjkljaj omrežnin, ne pa tega prenašati na več RO. Če primanjkljaj omrežnine ne bi bil priznan v naslednjem, ampak šele v kasnejših regulativnih obdobjih, bi to postavljalo podjetja s primanjkljajem omrežnine v izrazito neenak položaj, zato predlagamo brisanje.	DA	Pripomba se upošteva glede na predlog.
80. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 80. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Agencija za pregleden in enoten pristop ugotavljanja odstopanj od regulativnega okvira elektrooperaterju <b>in distribucijskim podjetjem</b> posreduje računalniški model za izračun odstopanj od regulativnega okvira.</p>	Ker elektrodistribucijska podjetja po pogodbi s SODO za SODO izvajamo večino storitev GJS SODO, predlagamo, da se računalniški model posreduje tudi distribucijskim podjetjem.	NE	Zavezanec za ugotavljanje odstopanj od regulativnega okvira je skladno s 120. členom EZ-1 elektrooperater.
81. člen, 2. odstavek, 1., 2., 5., 6. in 11. alineja	<p>2. odstavek. 81. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Pravila za določitev dejanskih upravičenih stroškov po posameznih vrstah upravičenih stroškov, če ta akt ne določa drugače, so:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dejanski nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture ter obratovanja sistema se izračunajo na podlagi načrtovanih</li> </ul>	1. alineja: Ker stroški delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture ter obratovanja sistema v regulativnih okvirjih niso bili določeni glede na dolžino vodov, določilo, da se stroški vzdrževanja vodov in naprav spreminjajo glede na dolžino vodov, ne vzdrži osnovne logične presoje, zato prosimo za dodatno pojasnilo te alineje.	NE	Glej odgovor pri pripombi na prvi odstavek 21. člena akta.

	<p>nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter ob upoštevanju vpliva spremembe stanja dolžine vodov in števila postaj na dan 31. december glede na predhodno leto;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- dejanski nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja iz naslova storitev za uporabnike se izračunajo na podlagi načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter ob upoštevanju vpliva spremembe števila končnih odjemalcev in proizvajalcev iz obnovljivih virov na dan 31. december glede na predhodno leto;</li> <li>- dejanski nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja systemskega operaterja iz naslova mednarodnega delovanja so enaki načrtovanim nadzorovanim stroškom delovanja in vzdrževanja;</li> <li>- pri izračunu dejanskih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se na podlagi realiziranih podatkov preračuna tudi delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni vzdrževanju elektroenergetske infrastrukture in obratovanju sistema, delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni delovanju systemskega operaterja v mednarodnih dejavnosti ( ) in delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni zagotavljanju storitev za uporabnike;</li> </ul>	<p>2. alineja: Ker stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja iz naslova storitev za uporabnike v regulativnih okvirjih niso bili določeni glede na število odjemalcev, je določilo, da se ti stroški storitev spreminjajo glede na spremembo števila odjemalcev nelogično, zato prosimo za dodatno pojasnilo.</p> <p>5. in 6. alineja: V izračunu predlagamo, da se prevrednotovalni poslovni odhodki upoštevajo tako kot je bila to praksa dosedaj (stečajni, prisilne poravnave, sodno neizterljivo...). Prevrednotovalni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev se menimo morajo upoštevati v celoti. Distribucijsko podjetje je iz naslova omrežnine in ostalih terjatev poravnalo vse obveznosti - na osnovi fakturirane realizacije, če pa mora oblikovati popravek, naj bi bili sankcionirani - vsi ostali udeleženci pa so bili že 100% poplačani.</p> <p>11. alineja: Po izvršenem dejstvu - nakup elektrike za izgube, je prepozno ugotavljati ali so cene najugodnejše. Agencija za energijo naj se predlagamo vključi prej - pri izvajanju</p>	<p style="text-align: center;">NE</p>	<p>Glej odgovor pri pripombi na prvi odstavek 21. člena akta.</p> <p>Način obravnave prevrednotovalnih poslovnih odhodkov v zvezi s terjatvami do kupcev se glede na veljavni akt ni spremenil. Glej tudi odgovor pri drugem odstavku 24. člena akta.</p> <p>Elektrooperater dejanske upravičene stroške, med drugimi tudi za nakup izgub, izračuna po zaključku posameznega leta regulativnega obdobja. Ne</p>
--	--	---	---------------------------------------	---



	<ul style="list-style-type: none"> <li>- dejanski prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev <del>iz naslova omrežnin za distribucijskega operaterja</del> se ugotovijo na podlagi realiziranih odhodkov iz poslovnih knjig distribucijskega operaterja, <del>vendar se v izračunu upoštevajo največ v višini 0,2 odstotka od zaračunanih omrežnin za distribucijski sistem na posameznem območju distribucijskega sistema;</del></li> <li>- dejanski prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami <del>do kupcev iz naslova omrežnin za sistemskega operaterja</del> se ugotovijo na podlagi realiziranih odhodkov iz poslovnih knjig sistemskega operaterja, <del>vendar se v izračunu upoštevajo največ v višini 0,2 odstotka od zaračunanih omrežnin za prenosni sistem;</del></li> <li>- dejanski stroški, ki so povezani z novimi nalogami, se presojujejo na podlagi poročila elektrooperaterja o realizaciji novih nalog iz 27. člena tega akta;</li> <li>- preostali dejanski nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz 24. člena tega akta se ugotovijo na podlagi realiziranih stroškov in odhodkov iz poslovnih knjig elektrooperaterja;</li> <li>- dejanski stroški električne energije za izgube v omrežju za distribucijskega operaterja se izračunajo na podlagi dejanskih količin električne energije,</li> </ul>	<p>nakupa in naj pravočasno, na podlagi ponudb oceni ali so cene najugodnejše. Nakup za 2016-2018 je že opravljen.</p>		<p>glede na to, da je SODO d.o.o. ta nakup že izvede za celotno regulativno obdobje bo agencija formalno presodila ta nakup v okviru postopka ugotavljanja dejanskih upravičenih stroškov v okviru navedenih pravil iz tega člena.</p>
--	--	--	--	--

	<p>zaračunane končnim odjemalcem, in priznanega odstotka količinskih izgub električne energije v omrežju iz odločbe o regulativnem okviru in tržnih cen dolgoročnih in kratkoročnih nakupov električne energije za regulativno obdobje, ki jih je distribucijski operater izvedel na pregleden način na trgu z električno energijo ter cen odstopanj, ki jih izračuna in objavi operater trga z elektriko;</p> <p>– dejanski stroški električne energije za izgube v omrežju za systemskega operaterja se izračunajo na podlagi izmerjenih količin izgub električne energije na prenosnem sistemu, evidentiranih v uradni evidenci Informacijskega portala Direktorata za energijo - EPOS, v katere so vključene količine električne energije za izgube, ki se systemskemu operaterju priznajo v mehanizmu ITC, in tržnih cen dolgoročnih in kratkoročnih nakupov električne energije za regulativno obdobje, ki jih je systemski operater izvedel na pregled način na trgu z električno energijo ter cen odstopanj, ki jih izračuna in objavi operater trga z elektriko;</p> <p><del>pri ugotavljanju dejanskih stroškov električne energije za izgube v omrežju agencija presoja, ali so nakupne cene, ki jih je dosegel elektrooperater na tržen način, najugodnejše;</del></p>			
--	--	--	--	--

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– dejanski strošek amortizacije se izračuna na podlagi realiziranih stroškov amortizacije, razen v primeru iz 82. člena tega akta;</li> <li>– dejanska povprečna vrednost regulativne baze sredstev se izračuna na podlagi stanja sredstev v poslovnih knjigah na dan 31. december ob upoštevanju iz 82. člena tega akta;</li> <li>– dejanski reguliran donos na sredstva se izračuna na podlagi tehtanega povprečnega stroška kapitala, ki je bil upoštevan pri določitvi reguliranega donosa na sredstva za posamezno leto regulativnega obdobja, in dejanske povprečne vrednosti regulativne baze sredstev;</li> <li>– dejanski stroški sistemskih storitev se izračunajo na podlagi količinskega obsega posameznih sistemskih storitev in cen iz pogodb;</li> <li>– kakovost oskrbe se ugotovi v skladu s 3.2.7. podpoglavjem II. poglavja tega akta in</li> <li>– spodbude se ugotovijo v skladu s 3.2.8 podpoglavjem II poglavja tega akta.</li> </ul>			
82. člen, 1. odstavek	(1) Pri izračunu dejanske regulativne baze sredstev in dejanskega stroška amortizacije se upošteva zamejena nabavna cena, ki glede na ekonomsko oceno agencije iz drugega odstavka 49. člena EZ-1, prinaša največje skupne neto koristi, za sistemske števec električne energije s komunikacijskim modulom za odjemno skupino gospodinjskega odjema in ostalega odjema brez merjenja moči.	Predlagamo, da se odstavek dodatno pojasni v smislu omogočanja izračuna morebitnih odstopanj tudi v povezavi z 12. in 13. alinejo 81. člena.	DA	Člen je ustrezno dopolnjen in določa način zamejitve na osnovi podatkov, ki so bili uporabljeni v ekonomski oceni iz drugega odstavka 49.člena EZ-1.

82. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 82. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Distribucijski operater mora zagotoviti korelacijo vsakega sistemskega števecja iz prejšnjega odstavka z registrom sredstev, ki jih uporablja za namene računovodenja, <b>najkasneje do konca leta 2020.</b></p>	<p>To določilo zahteva veliko operativnih postopkov, ki, jih zaradi množičnosti in dosedanjega načina vodenja, realno ne da realizirati pred letom 2020.</p>	NE	<p>Ker je nabavna cena sistemskih števecjev električne energije s komunikacijskim modulom za odjemno skupino gospodinjstvi odjem in ostali odjem brez merjenja moči od 1.1.2016 dalje zamejena, je potrebno za izračun dejanskega stroška amortizacije in dejanske regulativne baze sredstev navedene evidence zagotoviti od 1. 1. 2016 dalje.</p>
87. člen, 2. odstavek	<p>Dopolni se pomen <math>DO_{str_t}</math>: stroški delovanja in vzdrževanja, strošek amortizacije ostalih sredstev in reguliran donos na ostala sredstva distribucijskega operaterja ti stroški se načrtujejo na podlagi povprečja realizacije za leta t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja, znižani so za povprečni faktor učinkovitosti in individualni faktor učinkovitosti posameznega distribucijskega območja;</p>	<p>Predlagamo, da se opiše način določitve stroškov delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja posameznega distribucijskega območja, saj nikjer ni opisano na kakšen način se bo določalo osnove za stroške delovanja in vzdrževanja, ki jih ima distribucijski operater na posameznem distribucijskem območju.</p> <p>Tako kot distribucijskim podjetjem naj se predlagamo tudi distribucijskemu operaterju stroški delovanja in vzdrževanja dodelijo na podlagi povprečne realizacije 2011-2013 z upoštevanjem vseh faktorjev učinkovitosti posameznega</p>	NE	<p>Glej pojasnilo pri predlogu spremembe 10. člena akta.</p>

87. člen, 5. odstavek	5. odstavek 87. člena se spremeni, tako da se glasi:  (5) Distribucijski operater in distribucijsko podjetje pogodbeno uredita <del>vire financiranja najemnine in plačila za izvajanje nalog ter način financiranja medletno zaračunavanje najemnin in izvajanje nalog ter roke plačil.</del>	distribucijskega območja.  Viri financiranja so znani, potrebno je določiti vrednosti, ki se zaračunavajo tekom leta (akontativno) ter roke plačil.	Delno	Peti odstavek 87. člena se spremeni kot sledi:  »(5) Distribucijski operater in distribucijsko podjetje pogodbeno uredita vire financiranja najemnine in plačila za izvajanje nalog, način financiranja, medletno zaračunavanje najemnine in plačila za izvajanje nalog ter roke plačil.«
88. člen	(1) Če je sistemski operater na podlagi zakona ali drugega predpisa odplačno prevzel 110 kV omrežje od gospodarskih družb, ki imajo v lasti visokonapetostno 110 kV prenosno omrežje, je v postopku določitve regulativnega okvira dolžan agenciji posredovati naslednje podatke: – normativ (kalkulacijo stroškov) za vzdrževanje elementov prevzetega 110 kV omrežja, ki mora biti usklajen z distribucijskim operaterjem. Normativ se določi na podlagi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so določeni v skladu s tem aktom, glede na vrsto prevzetega omrežja (na primer daljnovod, daljnovodno polje in drugo); – evidenco prevzetega 110 kV omrežja za posamezno leto regulativnega obdobja in – razdelitev sredstev, ločeno na obstoječo in novo elektroenergetsko infrastrukturo ter na ostala sredstva	Če se distribucijskim podjetjem ti stroški niso priznali na podlagi normativov, temveč le kot povprečje let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja, potem menimo se mora po enakih kriterijih priznati tudi pri prenosu 110 kV omrežja.  Menimo hkrati, da tako določanje	Pojasnilo  NE	Navedeno je že opredeljeno v prvi alineji prvega odstavka 88. člena akta, kjer je določeno, da se normativ določi na podlagi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so določeni v skladu s tem aktom. To pomeni, da je potrebno pri določitvi normativa upoštevati povprečje let kot navedeno v utemeljitvi. Prav tako je potrebno upoštevati tudi kriterije za ugotavljanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja v primeru spremembe nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja zaradi spremembe sistema.  Ker gre pri prenosu 110 kV

	<p>na podlagi datumov predaje v uporabo pri gospodarski družbi, ki prenaša 110 kV omrežje.</p> <p>(2) Če normativ stroškov vzdrževanja prevzetega 110 kV omrežja iz prve alinee prejšnjega odstavka med elektrooperaterjema ni usklajen, posredujeta vsak svoj normativ. Za potrebe določitve nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se upošteva povprečje posredovanih normativov elektrooperaterjev.</p>	<p>nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja (odzem distribucijskim podjetjem in priznanje sistemskemu operaterju) ni primerno.</p> <p>Predlagamo tudi, da se definira tudi termin odplačnega prenosa.</p>	NE	<p>omrežja samo za spremembo lastništva nad omrežjem, stroški ne morejo biti priznani obema elektrooperaterjema. Vpliv prenosa omrežja med elektrooperaterjema na stroške mora biti nevtralen.</p> <p>V 88., 89. in 90. členu akta se briše naziv odplačno.</p>
98. člen, 4. odstavek	<p>4. odstavek 98. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(4) Če se končni odjemalec odjemne skupine na NN <b>brez merjenja moči oziroma odjemalec gospodinjskega odjema</b> ne odloči za dvotarifni način obračuna omrežnine, se mu omrežnina obračunava po enotarifnem načinu (ET).</p>	<p>V skladu s cenikom omrežnine obračun na ET za končne odjemalce z merjeno močjo ni mogoč.</p>	NE	<p>Urejanje tega področja je treba urediti v SONDO, ki po EZ-1 zajemajo tudi splošne pogoje uporabe omrežja. S tega stališča je primerneje, da SONDO uredi vsa razmerja z končnimi odjemalci, med katera sodi tudi odločitev o načinu tarifiranja.</p>
99. člen, 1. odstavek	<p>V 1. odstavku 99. člena se izmerjena moč nadomesti z obračunsko.</p>	<p>Obratovalne ure se po dosedanji praksi izračunavajo na podlagi razmerja med letno prevzeto energijo in najvišjo obračunsko močjo. Izmerjena enkratna najvišja 15 minutna obremenitev v sedanjih obračunskih informacijskih sistemih ni evidentirana.</p>	NE	<p>Po definiciji letnih obratovalnih ur je lahko izračun le-teh pravi le, če se pri izračunu upošteva maksimalna dosežena konica in količina prevzete električne energije. Le na podlagi teh je lahko maksimalno število letnih obratovalnih ur enako 8760. Odstopanja od tega pomenijo nepravilna uporaba navedenega pojma.</p>
99. člen, 3. odstavek	<p>(3) Končnemu odjemalcu, ki se priključi na omrežje na novo, se letne obratovalne ure določijo na podlagi pogodbenih</p>	<p>Predlagamo, da se jasno opredeli katera pogodba je v tem členu mišljena. Pri tem opozarjamo,</p>	DA	<p>Predlagamo, da se določilo o oblikovanju »začetnih« letnih</p>

	vrednosti na letni ravni.	da če je mišljena pogodbe o dobavi elektrike, da v tej pogodbi ni predvidenih doseženih moči, ampak je le predvidena prenesena energija.		obratovalnih ur oblikuje iz podatka dogovorjenega v pogodbi o uporabi sistema.
100. člen, 2. odstavek	2. odstavek 100. člena se spremeni, tako da se glasi:  (2) Odjemalec, ki pogodbo o <b>dostopu uporabi sistema</b> sklepa za <b>eno koledarsko leto čas veljavnosti soglasja za priključitev</b> , lahko pri elektrooperaterju na podlagi utemeljenih dokazov vloži predlog razvrstitve v odjemno skupino glede na pričakovane letne obratovalne ure.	Pogodbo o dostopu je v EZ-1 nadomestila pogodba o uporabi sistema.  Pogodba o uporabi sistema se sklepa za čas veljavnosti soglasja za priključitev.	DA	
102. člen	102. člen se spremeni, tako da se glasi:  Za proizvodne naprave iz obnovljivih virov in proizvodne naprave s sproizvodnjo toplote in električne energije z visokim izkoristkom, ki imajo <b>nazivno</b> moč manjšo od 50 kW in so priključene na prevzemno-predajnih mestih, elektrooperater pri obračunu omrežnine ne obračuna obračunske moči.	Predlagamo bolj jasno opedelitev moči proizvodne naprave.	DA	
109. člen, 1. odstavek	1. odstavek 109. člena se spremeni, tako da se glasi:  (1) Obračunska moč se pri končnem odjemalcu z merilno napravo, ki evidentira 15-minutne meritve in omogoča lokalni prikaz obračunskih vrednosti ločeno po tarifnih časih, ugotavlja kot <b>povprečje treh največjih 15 minutnih povprečnih moči najvišja 15 minutna povprečna</b>	Obračunska moč kot povprečje treh 15 minutnih vrednosti ne odraža moči, s katero odjemalec obremeni sistem v obračunskem obdobju in s tem povzroči nesorazmerne stroške sistema.	NE	Metoda obračuna temelji na obračunskih vrednostih maksimalnih konic, ki se določijo na podlagi treh največjih meritev. S tem omogočamo odjemalcu, da nadzoruje v celotnem obračunskem obdobju gibanje konice in s tem

	<p><b>vednost</b> v obračunskem mesecu v urah KT oziroma v urah VT, kjer se KT ne meri. <b>Če končni odjemalec na VN ali SN doseže v času KT oziroma VT, kjer se KT ne meri, obračunsko moč, ki je manjša od 15 odstotkov treh največjih 15-minutnih povprečnih moči, doseženih najvišje dosežene 15-minutne povprečne moči v času zunaj KT oziroma VT, kjer se KT ne meri, se mu za obračunsko moč obračuna 15 odstotkov treh največjih 15-minutnih povprečnih močinajvišje dosežene 15 - minutne povprečne moči, dosežene v času zunaj KT oziroma VT;</b></p>			vpliva na njeno višino. V primeru, da bi uporabili samo eno konico bi to pomenilo, da sta obračunska moč in najvišja enaki, kar pa ne omogoča aktivne vloge samega odjemalca pri ohranjanju ali zniževanju konice v obračunskem obdobju .
110. člen	<p>110. člen se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>Končnemu odjemalcu, ki se <del>na eni lokaciji in</del> iz ene RTP <del>ali TP</del> napaja po več priključkih in ima več merilnih mest ter se mu sumarno merita električna energija in konična obremenitev, se pri obračunu omrežnine upošteva hkratna sumarna konična obremenitev na vseh merilnih mestih znotraj posameznega napetostnega nivoja.</p>	Iz 110.člena predlagamo se briše izraz ena lokacija saj obstajajo sumarna merilna mesta, ki se napajajo dvostransko iz dveh ali več RTP-jev ali TP.	DA/Delno	<p>Namen člena je, da omogočimo odjemalcu na eni lokaciji, ki je lahko napajan iz več različnih RTP ali TP, da se mu omogoči sumarno merjenje električne energije.</p> <p>Agencija se ne more strinjati s predlogom, da se omogoči sumarna meritev odjemalcu, ki deluje na več lokacijah.</p>
111. člen		V 111. členu predlagamo, da se doda formula za izračun čezmerno prevzete jalove energije.	DA	
111. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 111. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(2)Čezmerna prevzeta jalova energija je</p>	Glede na trenutno definicijo bi se prekomerna jalova energija obračunala le v intervalih, kjer vredost tg fi ustreza vrednosti +-	Delno	Meja za dovoljeno prevzeto ali oddano jalovo energijo je točno določena s faktorjem tg $\varphi = +0,32868$



	razlika med dejansko izmerjeno jalovo energijo in dovoljeno prevzeto ali oddano jalovo energijo v 15-minutnem merilnem intervalu in ustreza faktorju $\text{tg } \varphi \geq +0,32868$ ali $\text{tg } \varphi \leq -0,32868$ .	0,32868, kar ni pravilno, zato predlagamo ustrezno dopolnitev.		ali $\text{tg } \varphi = -0,32868$ . Stavek je preoblikovan na način, da podaja operaterju jasen način, da je prekomerno prevzeta jalova energija velja od $\text{tg } \varphi = 0,32868$ .
113. člen	113. člen se spremeni tako, da se glasi:  Znesek omrežnine za priključno moč ki ga plača končni odjemalec za priključitev na sistem, je odvisen priključne moči in tarifne postavke za omrežnino za priključno moč ob upoštevanju uvrstitve končnega odjemalca v skupino končnih odjemalcev, pri čemer se upošteva pripadajoč faktor. €	Tipkarska napaka.	DA	
123. člen		Predlagamo, da se oleg pilotne kritične konične v pilotnih projektih dovoli tudi pilotna spodbujevalna manjša tarifa, znotraj sedanjih časov VT in izven sedanjih časov KT.  Pri pregledu razpoložljivih dnevnih diagramov obremenitev RTP, TP in tudi celotnega EE sistema ( <a href="http://www.eles.si/prevzem-in-proizvodnja.aspx">http://www.eles.si/prevzem-in-proizvodnja.aspx</a> ) lahko ugotovimo, da bi bil smiseln in enostaven ukrep pri vseh odjemalcih (poslovni, gospodinjstva) spodbujati porabo v času popoldanskih dolin, izven ELES - ovih KT-jev, s katerimi ELES želi nižati dopoldanski hrib	NE	Cilj odprave regulativnih ovir za izvajanje pilotnih projektov je iskanje rešitev, ki bodo pozitivno vplivale na stroške obratovanja, vzdrževanja in vlaganja v nove investicije operaterja (zamikanje investicij v kasnejše obdobje ali odprava potrebe po le-teh) ob aktivni vlogi odjemalcev pri njihovem prilagajanju odjema. Predlagan ukrep nima vseh potrebnih lastnosti »smart-grid« projekta (statična komponenta je prevladujoča - določanje tarife na letni/kvartalni ravni), poleg tega pa zaradi

		<p>celotnega EES (<a href="http://www.eles.si/ure-kt.aspx">http://www.eles.si/ure-kt.aspx</a>). V zvezi s tem bi uvedli dodatno spodbujevalno manjšo tarifo (po enaki ceni kot nočna, vikend oz. praznična MT) tudi v času treh ur v popoldanskem času sedanjega VT-ja (med zaključkom KT in začetkom MT ob 22.00), katere obdobje bi za eno leto (polletje oz. kvartal) vnaprej določalo distribucijsko podjetje glede na razmere v omrežju. Sedanji časi MT bi v dneh od ponedeljka do petka ostali nespremenjeni, v soboto pa bi bili tarifni časi enaki kot v delovnih dneh. S tem se razmerje med skupnimi tedenskimi časi VT in MT v veliki meri ohrani.</p> <p>S tem ne pridemo v nasprotje s sistemskimi KT ukrepi ELES-a ki se lahko ohranijo, v veliki meri pa se ohranja poštna znamka, saj bi vsak odjemalec z ustrezno merilno napravo imel popoldansko MT v času treh ur, različna so samo obdobja po posameznih območjih. To pomeni tudi nadgradnjo stare popoldanske fiksne 3 urne MT, katere ukinitve v letu 2004 ni bila ustrezno argumentirana, večina poznavalcev pa je še danes do ukinitve kritična. Navdušili bi odjemalce, ki želijo ogrevanje oz. hlajenje izvajati samo v času MT,</p>		<p>zmanjšanega vpliva stroška za uporabo omrežja na končni znesek razlika v tarifah MT in VT verjetno ni zadostno velika, da bi lahko pričakovali zadosten odziv uporabnikov. Takšen ukrep bi bilo verjetno potrebno izvajati koordinirano z dobavitelji električne energije, da bi zagotovili osnovo za nek resen impulz za prilagoditev odjema. Poleg tega gre za sistemski ukrep, ki ga je smiselno preučiti v kontekstu morebitnih sprememb sistemske tarife za naslednji RO, vendar izključno na podlagi zadovoljivih informacij (podatki diagramov RTP, TP). Trenutno ni ustreznih osnov in podlag za uvedbo.</p>
--	--	--	--	---

		in so mogoče do leta 2004 to že počeli. Spodbudili bi tudi popoldansko porabo v času večje proizvodnje SFE, sploh v poletnem času.																						
Priloga 1., točka 1.	Tabela v točki 1. priloge 1 se spremeni, tako da se glasi:	S spremembo tabele zajamemo vse razrede, saj se faktor učinkovitosti izračunava na 4 decimalna mesta.	Delno	Faktorji povprečne učinkovitosti se izrazijo s 4 decimalkami, kot sledi:																				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th><i>Faktor povprečne učinkovitosti</i></th> <th><i>Letni faktor zahtevane učinkovitosti območja</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>od 0,9<del>65</del> do vključno 1,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>od 0,9<del>10</del> do vključno 0,95</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>od 0,8<del>65</del> do vključno 0,90</td> <td>0,02</td> </tr> <tr> <td>od 0,00 do vključno 0,85</td> <td>0,03</td> </tr> </tbody> </table>	<i>Faktor povprečne učinkovitosti</i>	<i>Letni faktor zahtevane učinkovitosti območja</i>	od 0,9 <del>65</del> do vključno 1,00	0,00	od 0,9 <del>10</del> do vključno 0,95	0,01	od 0,8 <del>65</del> do vključno 0,90	0,02	od 0,00 do vključno 0,85	0,03	V TEJ TOČKI JE MENIMO TREBA DODATI INDIVIDUALNO UČINKOVITOST ZA SYSTEMSKEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA OPERATERJA (POVEZAVA S 4. ODSTAVKOM 23. ČLENA).		<table border="1"> <thead> <tr> <th><i>Faktor povprečne učinkovitosti</i></th> <th><i>Letni faktor učinkovitosti</i></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>od 0,9600 do vključno 1,0000</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>od 0,9100 do vključno 0,9599</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>od 0,8600 do vključno 0,9099</td> <td>0,02</td> </tr> <tr> <td>od 0,00 do vključno 0,8599</td> <td>0,03</td> </tr> </tbody> </table> <p>Glede na to, da je v Sloveniji samo en sistemski operater, zanj primerjalne analize učinkovitosti ni mogoče izvesti. Prav tako ni mogoče izvesti primerjalne analize za SODO d.o.o. zaradi specifične organiziranosti te dejavnosti v Sloveniji.</p>	<i>Faktor povprečne učinkovitosti</i>	<i>Letni faktor učinkovitosti</i>	od 0,9600 do vključno 1,0000	0,00	od 0,9100 do vključno 0,9599	0,01	od 0,8600 do vključno 0,9099	0,02	od 0,00 do vključno 0,8599	0,03
<i>Faktor povprečne učinkovitosti</i>	<i>Letni faktor zahtevane učinkovitosti območja</i>																							
od 0,9 <del>65</del> do vključno 1,00	0,00																							
od 0,9 <del>10</del> do vključno 0,95	0,01																							
od 0,8 <del>65</del> do vključno 0,90	0,02																							
od 0,00 do vključno 0,85	0,03																							
<i>Faktor povprečne učinkovitosti</i>	<i>Letni faktor učinkovitosti</i>																							
od 0,9600 do vključno 1,0000	0,00																							
od 0,9100 do vključno 0,9599	0,01																							
od 0,8600 do vključno 0,9099	0,02																							
od 0,00 do vključno 0,8599	0,03																							
Priloga 1, točka 2	Točka 2. priloge 1 se spremeni, tako da se glasi:  Za obstoječo elektroenergetsko	Menimo, da ni dopustno, da se donos, ki je veljal v času aktiviranja osnovnega sredstva naknadno spreminja. Ta donos je	NE	Sprememba tehtanega povprečnega stroška kapitala pred obdavčitvijo je posledica spremenjenih																				

	<p>infrastrukturo in ostala sredstva se upošteva tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo v višini 4,13 odstotka.</p> <p>Za novo elektroenergetsko infrastrukturo se upošteva tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo v višini 7,14 odstotka.</p> <p><b>Za novo elektroenergetsko infrastrukturo zgrajeno (aktivirano) v obdobju 1.1.2011 – 31.12.2015 se upošteva tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo v višini 7,8 odstotka.</b></p>	<p>bil upoštevan kot predpostavka ob odločanju za izvedbo investicij. Upoštevan je bil tudi v Poslovnih načrtih, ki so bili osnova za pridobivanje kreditov. Nižji donos lahko vpiva na neizpolnjevanje zavez do bank.</p>		<p>makroekonomskih parametrov v zadnjih letih, ki se odražajo predvsem v nižjih stroških dolžniškega kapitala.</p>
Priloga 1, točka 3.	<p>Točka 3. v Prilogi 1 se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>Za obrestovanje presežka ali primanjkljaja omrežnine posameznega leta regulativnega obdobja se upošteva letna obrestna mera v višini <b>dveh štirih</b> odstotkov.</p>	<p>Menimo, da ni razloga za prepolovitev obrestne mere za primanjkljaj omrežnine, glede na to, da je 4% manj od (nespremenjenega) upoštevanega povprečnega stroška kapitala (4,13%). To bi v še izraziteje neenak položaj postavilo podjetje z velikim primanjkljajem omrežnine, glede na podjetje, ki je po enakih merilih ni imelo primanjkljaja omrežnine.</p> <p>Manjkajo tudi vrednosti in uteži v celotni točki 3.</p>	NE	<p>Obrestna mera je določena na podlagi ocene gibanja donosnosti državnih evrskih obveznic Republike Slovenije, izdanih v letih 2014-2015.</p>
Priloga 2, točka 1.4	<p><math>f_{q-NN}</math> indeks izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja predstavlja utežen indeks odstopanja od referenčne vrednosti Evropske unije. Izračunan je iz statistične korelacije med ravnijo neprekinjenosti napajanja trinajstih najbolj značilnih</p>	<p>Trenutno se višja sila prizna glede na dokazno gradivo, ne pa z omenjeno metodo, zato prosimo za dodatno pojasnilo spremembe.</p>	Pojasnilo	<p>Rezultati omenjene metode »2,5-beta Methodology« iz standarda IEEE 1366 so bili delno upoštevani že v študijah, ki jih je izdelal EIMV (2073/1 in 2073/2, 2011), ki sta obravnavali</p>

	<p>držav Evropske unije ter deležem kablskega dela SN-sistema za parametra neprekinjenosti napajanja SAIDI in SAIFI (višja vrednost indeksa pomeni slabšo neprekinjenost napajanja od pričakovane glede na delež pokablenosti SN-sistema). Odstopanje je obteženo v razmerju SAIDI:SAIFI = 2:1. Za oba parametra neprekinjenosti napajanja se upoštevajo le prekinitve zaradi lastnih vzrokov, pri čemer se od skupne vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja, kjer so upoštevani vsi vzroki, odštejeta deleža tujih vzrokov in priznane višje sile. Priznana višja sila se izračuna po uveljavljeni in standardizirani statistični metodologiji (IEEE Standard 1366-2003: »2.5-Beta Methodology«), prilagojeni za obravnavo mesečnih vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja.</p>			<p>vplivne dejavnike na kakovost oskrbe v RO 2013-2015. Agencija je za prihajajoč RO 2016-2018 ponovno pristopila k posodobitvi okoljskih in omrežnih dejavnikov, pri čemer se metodologija iz omenjenih študij ni spremenila. Izsledki in rezultati omenjenih študij so bili predstavljeni in so objavljeni na spletnih straneh agencije</p> <p>Indeks fq-NN neposredno ne nastopa pri dokazovanju posamezne višje sile; v tem delu ostaja metodologija, ki predvideva hrambo dokaznega gradiva, nespremenjena.</p> <p>Statistična analiza »2,5-beta« iz standarda IEEE 1366 temelji na »ex-ante« postopku, pri čemer se upošteva statistični pristop nad historičnimi podatki.</p>
Priloga 2, točka 1.6	Tabela zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja naj se spremeni:	Zviševanje zajamčenih standardov za število in trajanje nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitvev za vsako regulativno obdobje je menimo prestrogo (zanesljivosti napajanja obstoječe EDI v tem obdobju nikakor ni zvišala za enak	Delno	Analiza podatkov o neprekinjenosti napajanja in praktično nič pritožb ter posledično nobenih zahtev po izplačilu nadomestila kaže na to, da so morda postavljeni minimalni standardi preohlapni.

Napetostni nivo	Vrsta izvoda RTP/RP na SN omrežju	Priključitev odjemalca na SN izvod RTP	Skupno trajanje nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (daljših od treh minut) brez višje sile in t vzrokov [min/leto]
VN			
SN	Podeželski	neposredno	480
	Mešani		180
	Mestni		180
NN	Podeželski	posredno	960
	Mešani		400
	Mestni		400

gradient), zato predlagamo, da se v tabeli upoštevajo dosedanje meje. Vlaganje v omrežje se ne more kar po treh letih obrestovati.

Predlagamo, da se tabela ustrezno spremeni na podlagi celostne analize zatečenega stanja parametrov neprekinjenosti za preteklo obdobje 10-letnega načrta razvoja DO, ki jo je treba še opraviti.

Agencija se je zato odločila, da malenkostno zaostri kriterije minimalnih standardov neprekinjenosti napajanja.

Agencija je sprejela odločitev, da zaostri zajamčene standarde neprekinjenosti napajanja samo v delu skupnega trajanja dolgotrajnih prekinitev zaradi lastnega vzroka, pri čemer ohranja skupno število dolgotrajnih prekinitev iz lastnega vzroka ter število vseh kratkotrajnih prekinitev.