

**IZVEDBENI KRITERIJI IN PARAMETRI ZA DOLOČITEV
OMREŽNINE ZA ELEKTROENERGETSKO OMREŽJE IN
UGOTAVLJANJE UPRAVIČENIH STROŠKOV
V REGULATIVNEM OBDOBJU 1. 1. 2013–31. 12. 2015**

I DEJAVNOST SODO

1 Splošno

Regulativno obdobje traja od 1. januarja 2013 do 31. decembra 2015.

Na podlagi določb EZ za SODO izvajajo storitve distribucijska podjetja Elektro Celje, d. d., Elektro Primorska, d. d., Elektro Gorenjska, d. d., Elektro Ljubljana, d. d., in Elektro Maribor, d. d.. Prav tako ima od navedenih podjetij SODO v najemu elektrodistribucijsko omrežje. Upravičenost stroškov in virov za pokrivanje upravičenih stroškov se je zato presojala na podlagi podatkov, ki so jih posredovala navedena podjetja in SODO d.o.o..

2 Ugotavljanje upravičenih stroškov

2.1 Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, ki se ne pokrivajo iz drugih prihodkov

2.1.1 Določitev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja

Načrtovani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja so določeni za območja distribucijskega omrežja.

2.1.1.1 Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja po območjih distribucijskega omrežja

Za leto 2013 se načrtovani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja določijo na podlagi realiziranih stroškov delovanja in vzdrževanja obdobja 2006–2010, ki so izračunani skladno z 19. členom tega akta. Izračunajo se kot povprečje obdobja 2006–2010, od katerih se odšteje povprečje realiziranih drugih prihodkov obdobja 2006–2010 iz prve in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta.

Tako izračunani načrtovani stroški delovanja in vzdrževanja za leto 2013 so podlaga za določitev načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za potrebe regulativnega obdobja 2013–2015.

V izračunu načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za posamezna leta v regulativnem obdobju 2013–2015 se upošteva vpliv:

- načrtovane inflacije za zadevno leto;
- zahtevane splošne in individualne učinkovitosti ter dodatne učinkovitosti na stroške odčitavanj števcov in

- spremembe števila končnih odjemalcev in porabljene električne energije glede na predhodno leto. Pri tem se sprememba števila končnih odjemalcev ovrednoti s 30-odstotnim vplivom in sprememba porabljene/zaračunane električne energije z 20-odstotnim vplivom na načrtovane stroške delovanja in vzdrževanja.

Podatke o letni spremembi načrtovanih nadzorovanih stroškov, ki je bila izračunana skladno s prejšnjim odstavkom, agencija posreduje SODO v računalniškem modelu iz 82. člena tega akta.

2.1.2 Faktor učinkovitosti (faktor U)

Agencija v regulativnem obdobju 2013–2015 od SODO zahteva letno zniževanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na dan 1. januar za učinek letne splošne in individualne stopnje učinkovitosti ter dodatne učinkovitosti na stroške odčitavanj števecov (stroški dela, stroški avto voženj).

	2013	2014	2015
Faktor U (znižanje stroškov)	3,08 %	3,19 %	3,18 %

Letna splošna stopnja učinkovitosti je enaka splošni načrtovani stopnji produktivnosti gospodarstva (vir: Pomladanska napoved gospodarskih gibanj 2012, UMAR, 15. marec 2012).

Na podlagi splošne načrtovane stopnje produktivnosti gospodarstva agencija zahteva v posameznem letu regulativnega obdobja znižanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na dan 1. januar, kot je razvidno iz spodnje tabele:

	2013	2014	2015
% znižanja NSDV (splošna učinkovitost)	2,4 %	2,5 %	2,5 %

Individualna stopnja učinkovitosti za posamezna območja distribucijskega omrežja je določena na podlagi primerjalne analize učinkovitosti (vir: Primerjalna analiza učinkovitosti distribucije električne energije v obdobju 2004–2010, Ekonomska fakulteta Univerza v Ljubljani, Inštitut za javni sektor, maj 2012). Na podlagi rezultatov Primerjalne analize učinkovitosti distribucije električne energije v obdobju 2004 - 2010 agencija zahteva, da se po območjih distribucijskega omrežja do konca RO 2013–2015 nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, ki se ne pokrivajo iz drugih prihodkov, po posameznih distribucijskih območjih znižajo od 0 % do 1,72 % na leto. Odstotki znižanja nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se izračunajo na podlagi rezultatov primerjalne analize (DEA VRS model 1 in model 2, COLS model 1 in model 2) za leta 2006, 2008 in 2010, ki se preračunajo glede na vrednost najbolj učinkovitega distribucijskega območja. Tako izračunano znižanje stroškov (faktor U) se upošteva v višini 35 %. Individualna učinkovitost se zahteva na stroške iz prvega odstavka točke 2.1.1.1 poglavja I te priloge.

Dodatna učinkovitost na stroške odčitavanj števecov oz. znižanje stroškov odčitavanj števecov je določena na podlagi načrtovanih vgradenj števecov, ki omogočajo daljinsko merjenje pri končnih odjemalcih po posameznih območjih distribucijskega omrežja, ter načrtovanih povprečnih prihrankov po posameznem števcu. Navedena učinkovitost se

zahteva na načrtovane nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja, ki se ne pokrivajo iz drugih prihodkov, na dan 1. januar, in znaša od 0,08 % do 0,12 % na leto.

2.2 Nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja

Načrtovani nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja SODO so skladno z 20. členom tega akta načrtovani v višini realiziranih stroškov leta 2011.

2.3 Stroški električne energije za izgube v omrežju

Izračun upravičenih stroškov električne energije za izgube v omrežju temelji na vnaprej opredeljenem odstotku priznanih izgub glede na načrtovane količine porabe električne energije pri končnih odjemalcih na distribucijskem omrežju v letih 2013–2015 in upoštevanju povprečja cen električne energije na EEX (www.eex.de) v obdobju januar–april 2012, in to na terminskih trgih za produkta pasovne in vršne energije. V priznani letni ceni je upoštevan 70-odstotni delež cene za pasovno energijo in 30-odstotni delež cene za vršno energijo, kar izhaja iz razmerja povprečnega dnevnega diagrama porabe električne energije v Sloveniji. SODO se priznajo stroški električne energije za izgube z upoštevanjem odstotka priznanih izgub glede na načrtovane količine porabe električne energije pri končnih odjemalcih na distribucijskem omrežju po posameznih območjih distribucijskega omrežja, in sicer:

v odstotkih:

Območje/leto	2013	2014	2015
Elektro Celje, d.d.	6,04	5,95	5,88
Elektro Gorenjska, d.d.	5,74	5,74	5,74
Elektro Ljubljana, d.d.	5,52	5,52	5,52
Elektro Maribor, d.d.	5,71	5,71	5,71
Elektro Primorska, d.d.	5,77	5,77	5,77

2.4 Amortizacija

Amortizacija je izračunana po amortizacijskih stopnjah iz stanja sredstev dejavnosti SODO na dan 31. decembra 2011.

Za naložbe v sredstva energetske infrastrukture je amortizacija izračunana ob upoštevanju 2,86 % amortizacijske stopnje. Za naložbe v ostala sredstva je amortizacija izračunana ob upoštevanju 5,00 % amortizacijske stopnje. V predvidenem prvem letu vključitve vrednosti naložb v regulativno bazo sredstev se kot načrtovani strošek upošteva le polovica vrednosti amortizacije. Amortizacija naložb v sredstva se v posameznem letu upošteva glede na vključitev le-teh v regulativno bazo sredstev.

Amortizacija vključuje tudi amortizacijo brezplačno pridobljenih sredstev, sredstev, pridobljenih s sovlaganji, in sredstev, financiranih iz povprečnih stroškov priključevanja in omrežnine za priključno moč.

2.5 Donos na sredstva

Donos na sredstva je izračunan na podlagi povprečne vrednosti regulativne baze sredstev, in sicer ločeno za:

- energetska infrastrukturo na dan 31. decembra 2010 in ostala sredstva (obstoječa na dan 31. decembra 2010 in nova ostala sredstva v letih od 2011 do 2015), potrebna za izvajanje GJS, ter priznana višina čistih obratnih sredstev z upoštevanjem tehtanega povprečnega stroška kapitala (TPSK), ki znaša 4,13 % (pred obdavčitvijo), in izhaja iz regulativnega obdobja 2006–2008 in
- za energetska infrastrukturo, aktivirano v letih 2011–2015 z upoštevanjem tehtanega povprečnega stroška kapitala (TPSK), ki znaša 7,80 % (pred obdavčitvijo), in izhaja iz regulativnega obdobja 2011–2012.

Pri izračunu regulativne baze sredstev se naknadna vlaganja v infrastrukturo iz prve alineje prejšnjega odstavka, izvedena po 31. decembru 2010, vključujejo v infrastrukturo iz druge alineje prejšnjega odstavka. Amortizacija naknadnih vlaganj v infrastrukturo iz prve alineje prejšnjega odstavka, izvedena po 31. decembru 2010, znižuje vrednost regulativne baze sredstev iz druge alineje prejšnjega odstavka.«

Pri izračunu *TPSK* se upošteva ciljno razmerje 40 % lastniškega kapitala in 60 % dolžniškega kapitala.

Pri izračunu *TPSK* za energetska infrastrukturo v letih 2011–2015 se upošteva efektivna davčna stopnja v višini, ki izhaja iz ekonomsko upravičenega oziroma davčno optimalnega poslovanja podjetja, in načrtovana stopnja inflacije po podatkih Evropske centralne banke v višini 2 %. Agencija je pri izračunu *TPSK* upoštevala efektivno davčno stopnjo v višini 10 %.

Regulativna baza sredstev je izračunana skladno z določili 28. člena in 29. člena tega akta.

Načrtovane naložbe v sredstva so v regulativno bazo sredstev vključene, kot sledi:

- 70 % vrednosti načrtovanih naložb je vključenih v letu načrtovane naložbe (t) in
- 30 % vrednosti načrtovanih naložb pa je vključenih v regulativno bazo sredstev v naslednjem letu (t+1).

V regulativno bazo sredstev niso vključena sredstva, na katera se ne priznava donos (brezplačno prevzeta sredstva in sredstva pridobljena s sovlaganji).

V izračunu priznane višine čistih obratnih sredstev je upoštevana samo povprečna vrednost zalog leta 2011.

2.5.1 Spodbude za projekte razvoja pametnih omrežij

Agencija obravnava naložbe v pametna omrežja kot tiste naložbe, ki so potrebne tudi za izpolnjevanje okoljskih ciljev. Za take naložbe, ki so aktivirane v posameznem letu regulativnega obdobja in katerih skupna vrednost presega 200.000 EUR, se v primeru izpolnjevanja zahtevanih pogojev priznava spodbuda v enkratni višini 2 % od sedanje vrednosti sredstva na dan 31. decembra leta, v katerem je bilo sredstvo aktivirano.

Posamezna naložba v pametna omrežja mora izpolnjevati vsaj enega izmed navedenih kriterijev:

- reševanje problematike na področju obratovanja, ki je posledica integracije razpršene proizvodnje, soproizvodnje električne energije in koristne toplote z visokim izkoristkom ter obnovljivih virov velikih moči (na primer otočno obratovanje, lokalne preobremenitve omrežja, neskladnost kakovosti napetosti itd.);
- omogočanje in spodbujanje prilagajanja odjema s strani odjemalcev;
- izboljšanje energetske učinkovitosti in obratovalne sigurnosti distribucijskega in prenosnega omrežja z uporabo informacijske in komunikacijske tehnologije, vgradnjo naprav in funkcij za zajem, merjenje, spremljanje ter analitično obdelavo podatkov in naprav za avtomatizacijo in nadzor omrežja.

Sistemske operater mora z ustrezno dokumentacijo dokazati, da bo določena naložba v razvoj pametnih omrežij namenjena izboljšavam in reševanju problematike omrežja na zgoraj navedenih področjih ter predvideti razvoj ustreznih funkcijskih rešitev na ravni upravljanja omrežja oziroma predvideti ustrezne investicije v IKT in energetska infrastrukturo. Za vsako tako naložbo v razvoj pametnih omrežij, katere skupna vrednost presega 200.000 EUR, mora vlagatelj samostojno izvesti analizo stroškov in koristi po priporočilih Evropske komisije (»Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects«, Report EUR 25246 EN).

Sistemske operater mora zagotoviti korelacijo vsakega posameznega osnovnega sredstva iz projekta z registrom osnovnih sredstev, ki jo uporablja za namene računovodenja. Če agencija iz predložene dokumentacije ne more učinkovito preveriti vrste osnovnega sredstva ter povezanosti osnovnega sredstva z naložbo, za katero sistemske operater uveljavlja spodbudo, se spodbuda ne prizna.

Agencija bo opravila presojo o upravičenosti do spodbude za določeno naložbo s področja pametnih omrežij v naslednjih korakih:

- s presojo izpolnjevanja osnovnih kriterijev;
- s presojo analize stroškov in koristi po priporočilih Evropske komisije;
- s presojo časovne izvedbe projekta in
- s presojo dejanske izvedbe skladno z opredeljenimi kriteriji.

2.6 Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki

Ti stroški se nanašajo na izvajanje tistih storitev SODO, katerih stroški se ne krijejo iz omrežnine in iz presežka omrežnine, temveč iz prihodkov iz prve in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta.

Za leto 2013 se načrtovani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki, določijo na podlagi povprečja realiziranih drugih prihodkov iz prve in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta za obdobje 2006–2010.

V izračunu nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki, se za posamezna leta v regulativnem obdobju 2013–2015 upošteva vpliv:

- načrtovane inflacije za zadevno leto in
- zahtevane splošne učinkovitosti.

2.7 Načrtovane naložbe v sredstva

Agencija v postopku ugotavljanja povprečne regulativne baze sredstev v regulativnem obdobju 2013–2015 in za leto 2012 upošteva načrtovane vrednosti naložb v sredstva po veljavnih načrtih razvoja omrežij za obdobje 2011–2020 v višini 75 %.

2.8 Odstopanje od regulativnega okvira

Pri izračunu celotnih upravičenih stroškov je upoštevano skupno odstopanje od regulativnega okvira za obdobje od 1. januarja 2010 do 31. decembra 2011, in sicer tako, da je skupni znesek porazdeljen na leta 2013, 2014 in 2015 po tretjinah.

2.9 Upoštevanje drugih virov financiranja pri določitvi omrežnine

2.9.1 Prihodki iz omrežnine za priključno moč

Načrtovani prihodki SODO iz naslova omrežnine za priključno moč temeljijo na:

- oblikovanih dolgoročnih pasivnih časovnih razmejitev za povprečne stroške priključevanja od 1. januarja 2006 do 30. junija 2007 in njihovi odpravi v višini realizacije leta 2011;
- oblikovanih dolgoročnih pasivnih časovnih razmejitev za povprečne stroške priključevanja in omrežnino za priključno moč v letih od 1. julija 2007 do 31. decembra 2011 ter njihovi odpravi v višini 3,33 % na leto po letu njihovega oblikovanja in
- načrtovanih dolgoročnih pasivnih časovnih razmejitev omrežnine za priključno moč v letih 2012, 2013, 2014 in 2015 in njihovi odpravi v višini 3,33 % na leto po letu njihovega oblikovanja.

2.9.2 Prihodki od brezplačno prevzetih opredmetenih osnovnih sredstev in sovlaganj

Načrtovani prihodki od brezplačno prevzetih opredmetenih osnovnih sredstev in sovlaganj temeljijo na obračunani amortizaciji navedenih sredstev. V RO 2013 -2015 se upoštevajo v višini odprave leta 2011.

2.9.3 Drugi prihodki

Načrtovani drugi prihodki so ostali prihodki iz 76. člena tega akta in so načrtovani kot povprečje realiziranih prihodkov obdobja 2006–2010.

Agencija pri pripravi regulativnega okvira druge prihodke iz prve in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta načrtuje v višini 90 % načrtovanih stroškov iz točke 2.6.

3 Napoved porabe električne energije in moči

Napoved porabe električne energije pri končnih odjemalcih v letih 2013–2015 temelji na oceni SODO in agencije po posameznih območjih distribucijskega omrežja in predstavlja povprečno letno 1-odstotno rast na ravni SODO .

4 Upoštevanje makroekonomskih parametrov

Napoved inflacije za leta regulativnega obdobja 2013–2015 je povzeta iz Pomladanske napovedi gospodarskih gibanj 2012 (UMAR, 15. marec 2012).

Uporabljeni odstotki napovedane inflacije (I-XII/I-XII povprečje leta) so razvidni iz spodnje tabele:

Leto	Načrtovana inflacija
2012	2,0
2013	1,8
2014	1,9
2015	1,9

5 Pravila za ugotavljanje dejanskih upravičenih stroškov in dejansko realiziranih virov za posamezno leto regulativnega obdobja

5.1 Ugotavljanje dejansko realiziranih virov za pokrivanje upravičenih stroškov

Dejansko realizirana omrežnina so zaračunani zneski omrežnine za distribucijsko omrežje.

Dejansko realizirani drugi prihodki iz prve in osme alineje prvega odstavka 76. člena se ugotovijo tako, da se od celotnih prihodkov (ki so zmanjšani/povečani za primanjkljaj/presežek omrežnine preteklih let) odštejejo:

- prihodki od prodaje električne energije;
- omrežnina iz prvega odstavka te točke;
- prihodki od usredstvenih lastnih proizvodov;
- sprememba vrednosti zalog;
- finančni prihodki;
- prevrednotovalni poslovni prihodki v zvezi z neopredmetenimi sredstvi in opredmetenimi osnovnimi sredstvi, ki se nanašajo na elektroenergetsko infrastrukturo;
- prevrednotovalni poslovni prihodki;
- prihodki, povezani s povprečnimi stroški priključevanja in omrežnino za priključno moč ter brezplačno prevzetimi sredstvi in sovlaganji in
- odškodnine od zavarovalnic.

Tako ugotovljeni drugi prihodki iz prejšnjega odstavka se upoštevajo v višini 90 %.

Realizirani prihodki, povezani s povprečnimi stroški priključevanja in omrežnine za priključno moč, brezplačno prevzetimi sredstvi, sovlaganji v posameznem letu, so realizirani drugi prihodki iz četrte alineje prvega odstavka 76. člena tega akta.

Realizirani prevrednotovalni poslovni prihodki v zvezi s terjatvami v posameznem letu, so dejanski upravičeni drugi prihodki iz pete alineje prvega odstavka 76. člena tega akta.

5.2 Dejanski upravičeni stroški

Dejanski upravičeni nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, ki se ne pokrivajo iz drugih prihodkov, se ugotovijo na podlagi načrtovanih upravičenih nadzorovanih stroškov ob upoštevanju vpliva dejanskega števila končnih odjemalcev in dejanskih količin porabljene električne energije, zaračunane končnim odjemalcem.

Dejanski upravičeni nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja so:

- realizirani stroški iz prvega odstavka 20. člena tega akta;
- razlika med realiziranimi stroški škod, ki so posledica vplivov narave, in odškodninami zavarovalnic v zvezi z navedenimi škodami. Razlika se prizna samo za ustrezno zavarovana sredstva, za katera sistemski operater dokaže, da ni prejel odškodnine, ki bi v celoti pokrila nastalo škodo in
- razlika med prevrednotovalnimi poslovnimi odhodki in prihodki v zvezi z neopredmetenimi sredstvi in opredmetenimi osnovnimi sredstvi, če se nanašajo na elektroenergetsko infrastrukturo in če sistemski operater dokaže njihovo upravičenost.

Dejanski upravičeni stroški električne energije za izgube v omrežju se ugotavljajo na podlagi:

- dejanskih količin električne energije, zaračunane končnim odjemalcem, in določil točke 2.3 poglavja I te priloge, kjer je opredeljen odstotek priznanih izgub;
- tržnih cen dolgoročnih in kratkoročnih nakupov električne energije za obdobje RO 2013-2015, ki jih je SODO izvedel na pregleden način na trgu električne energije ter cen odstopanj, ki jih izračuna in objavi Organizator trga z električno energijo;

Pri ugotavljanju upravičenih stroškov električne energije za izgube v omrežju agencija presoja, ali so nakupne cene, ki jih je dosegel sistemski operater na tržen način, najugodnejše.

Dejanski upravičeni stroški amortizacije sredstev so enaki realiziranim stroškom amortizacije, pri čemer je treba upoštevati kriterije priznavanja stroškov amortizacije iz 26. člena.

Dejanski reguliran donos se ugotavlja ločeno za:

- energetska infrastrukturo v letih od 2011–2015 in
- energetska infrastrukturo na dan 31. decembra 2010 in ostala sredstva (obstoječa na dan 31. decembra 2010 in nova ostala sredstva od 2011–2015) ter povprečno vrednost zalog.

Pri izračunu regulativne baze sredstev se naknadna vlaganja v infrastrukturo na dan 31. decembra 2010, izvedena po 31. decembru 2010, vključujejo v infrastrukturo iz prve alineje prejšnjega odstavka. Amortizacija teh naknadnih vlaganj znižuje vrednost regulativne baze sredstev iz prve alineje prejšnjega odstavka.

Dejanski reguliran donos se izračuna na podlagi tehtanega povprečnega stroška kapitala, določenega v točki 2.5 poglavja I te priloge, in povprečne regulativne baze sredstev, izračunane na podlagi določil tega akta in stanja v poslovnih knjigah. Sistemski operater je dolžan od dneva uveljavitve tega akta zagotoviti ločene analitične evidence skladno s prejšnjim odstavkom.

Dejanski nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki, so upravičeni v višini dejansko realiziranih drugih prihodkov iz prve in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta.

5.3 Obrestovanje odstopanj od regulativnega okvira

Za obrestovanje skladno s 84. členom tega akta se upošteva priznana letna obrestna mera v višini:

- 3,0 % za presežek omrežnine in
- 4,0 % za primanjkljaj omrežnine.

6 Kakovost oskrbe

Parametri reguliranja s kakovostjo oskrbe so opisani v Poglavju III te priloge.

II DEJAVNOST SOPO

1 Splošno

Regulativno obdobje traja od 1. januarja 2013 do 31. decembra 2015.

2 Ugotavljanje upravičenih stroškov

2.1 Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, ki se ne pokrivajo iz drugih prihodkov

2.1.1 Določitev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja

Za leto 2013 se načrtovani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja določijo na podlagi realiziranih stroškov delovanja in vzdrževanja leta 2011 skladno z 19. členom . Od tako določenih stroškov se odštejejo realizirani drugi prihodki leta 2011 iz prve, druge in osme alineje prvega odstavka 76. člena.

Tako izračunani načrtovani stroški delovanja in vzdrževanja za leto 2013 so podlaga za določitev načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za potrebe regulativnega obdobja 2013–2015.

V izračunu načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za posamezna leta v regulativnem obdobju 2013–2015 se upošteva vpliv:

- zahtevane splošne in
- načrtovane inflacije za zadevno leto.

Podatke o letni spremembi načrtovanih nadzorovanih stroškov, ki je bila izračunana skladno s prejšnjima odstavkoma, agencija posreduje SOPO v računalniškem modelu iz 82. člena tega akta.

2.1.2 Faktor učinkovitosti (faktor *U*)

Agencija v regulativnem obdobju 2013–2015 od SOPO zahteva letno zniževanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za učinek letne splošne stopnje učinkovitosti.

Letna splošna stopnja učinkovitosti je enaka splošni načrtovani stopnji produktivnosti gospodarstva (vir: Pomladanska napoved gospodarskih gibanj 2012, UMAR, 15. marec 2012).

Na podlagi splošne načrtovane stopnje produktivnosti gospodarstva agencija zahteva v posameznem letu regulativnega obdobja znižanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na dan 1. januar, kot je razvidno iz spodnje tabele:

	2013	2014	2015
% znižanja NSDV (splošna učinkovitost)	2,4 %	2,5 %	2,5 %

2.2 Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki

Ti stroški se nanašajo na izvajanje tistih storitev SOPO, katerih stroški se ne krijejo iz omrežnine in iz presežka omrežnine, temveč iz prihodkov iz prve, druge in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta.

Za leto 2013 se načrtovani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki, določijo na podlagi realiziranih drugih prihodkov iz prve, druge in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta za leto 2011.

V izračunu nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki, se za posamezna leta v regulativnem obdobju 2013–2015 upošteva vpliv:

- načrtovane inflacije za zadevno leto in
- zahtevane splošne učinkovitosti.

2.3 Nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja

Načrtovani nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja SOPO so skladno z 20. členom načrtovani v višini realiziranih stroškov leta 2011.

2.4 Stroški električne energije za izgube v omrežju

Izračun upravičenih stroškov električne energije za izgube v omrežju temelji na vnaprej opredeljenem odstotku priznanih izgub glede na načrtovane količine porabe električne energije pri končnih odjemalcih v Sloveniji v letih 2013–2015 ter priznani letni količini 25 GWh za potrebe tranzita električne energije prek prenosnega omrežja in upoštevanju povprečja cen električne energije na EEX (www.eex.de) v obdobju januar-april 2012, in to na terminskih trgih za produkta pasovne in vršne energije. V priznani ceni je upoštevan 70-odstotni delež cene za pasovno energijo in 30-odstotni delež cene za vršno energijo, kar izhaja iz razmerja povprečnega dnevnega diagrama porabe električne energije v Sloveniji.

SOPO se priznajo stroški električne energije za izgube z upoštevanjem 2,19-odstotnih količinskih izgub na načrtovane količine porabe električne energije pri končnih odjemalcih v Sloveniji v letu 2013, 2,17-odstotnih količinskih izgub v letu 2014 ter 2,15-odstotnih količinskih izgub v letu 2015 ter v vsakem letu 25 GWh za potrebe tranzita električne energije prek prenosnega omrežja.

2.5 Amortizacija

Amortizacija je izračunana po amortizacijskih stopnjah iz stanja sredstev dejavnosti SOPO na dan 31. decembra 2011.

Za naložbe v sredstva energetske infrastrukture je amortizacija izračunana ob upoštevanju 2,86 % amortizacijske stopnje. Za naložbe v ostala sredstva je amortizacija izračunana ob upoštevanju 5,00 % amortizacijske stopnje. V predvidenem prvem letu vključitve vrednosti naložb v regulativno bazo sredstev se kot načrtovani strošek upošteva le polovica vrednosti amortizacije. Amortizacija naložb v sredstva se v posameznem letu upošteva glede na vključitev le-teh v regulativno bazo sredstev.

Amortizacija vključuje tudi amortizacijo brezplačno pridobljenih sredstev, sredstev, pridobljenih s sovlaganji, in sredstev, financiranih iz omrežnine za priključno moč, ter sredstev, financiranih z namenskimi sredstvi od prezasedenosti.

2.6 Donos na sredstva

Donos na sredstva je izračunan na podlagi povprečne vrednosti regulativne baze sredstev, in sicer ločeno za:

- energetsko infrastrukturo na dan 31. decembra 2010 in ostala sredstva (obstoječa na dan 31. decembra 2010 in nova ostala sredstva v letih 2011 do 2015), potrebna za izvajanje GJS, ter priznana višino čistih obratnih sredstev z upoštevanjem tehtanega povprečnega stroška kapitala (TPSK), ki znaša 4,13 % (pred obdavčitvijo), in izhaja iz regulativnega obdobja 2006–2008 in
- za energetsko infrastrukturo, aktivirano v letih 2011–2015 z upoštevanjem tehtanega povprečnega stroška kapitala (TPSK), ki znaša 7,80 % (pred obdavčitvijo), in izhaja iz regulativnega obdobja 2011–2012.

Pri izračunu regulativne baze sredstev se naknadna vlaganja v infrastrukturo iz prve alineje prejšnjega odstavka, izvedena po 31. decembru 2010, vključujejo v infrastrukturo iz druge alineje prejšnjega odstavka. Amortizacija naknadnih vlaganj v infrastrukturo iz prve alineje prejšnjega odstavka, izvedena po 31. decembru 2010, znižuje vrednost regulativne baze sredstev iz druge alineje prejšnjega odstavka.

Pri izračunu *TPSK* se upošteva ciljno razmerje 40 % lastniškega kapitala in 60 % dolžniškega kapitala.

Pri izračunu *TPSK* za novo energetsko infrastrukturo v letih 2011–2015 se upošteva efektivna davčna stopnja v višini, ki izhaja iz ekonomsko upravičenega oziroma davčno optimalnega poslovanja podjetja in načrtovana stopnja inflacije po podatkih Evropske centralne banke v višini 2 %. Agencija je pri izračunu *TPSK* upoštevala efektivno davčno stopnjo v višini 10 %.

Regulativna baza sredstev je izračunana skladno z določili 28. člena in 29. člena tega akta.

Načrtovane naložbe v sredstva so v regulativno bazo sredstev vključene, kot sledi:

- 70 % vrednosti načrtovanih naložb je vključenih v letu načrtovane naložbe (t) in
- 30 % vrednosti načrtovanih naložb pa je vključenih v regulativno bazo sredstev v naslednjem letu (t+1).

V regulativno bazo sredstev niso vključena sredstva, na katera se ne priznava donos (brezplačno prevzeta sredstva, sredstva pridobljena s sovlaganji, in sredstva, financirana z namenskimi sredstvi od prezasedenosti).

V izračunu priznane višine čistih obratnih sredstev je upoštevana samo povprečna vrednost zalog leta 2011.

2.6.1 Spodbude za projekte razvoja pametnih omrežij

Agencija obravnava naložbe v pametna omrežja kot tiste naložbe, ki so potrebne tudi za izpolnjevanje okoljskih ciljev. Za take naložbe, ki so aktivirane v posameznem letu

regulativnega obdobja in katerih skupna vrednost presega 200.000 EUR, se v primeru izpolnjevanja zahtevanih pogojev priznava spodbuda v enkratni višini 2 % od sedanje vrednosti sredstva na dan 31. decembra leta, v katerem je bilo sredstvo aktivirano.

Posamezna naložba v pametna omrežja mora izpolnjevati vsaj enega izmed navedenih kriterijev:

- reševanje problematike na področju obratovanja, ki je posledica integracije razpršene proizvodnje, soproizvodnje električne energije in koristne toplote z visokim izkoristkom ter obnovljivih virov velikih moči (na primer otočno obratovanje, lokalne preobremenitve omrežja, neskladnost kakovosti napetosti itd.);
- omogočanje in spodbujanje prilagajanja odjema s strani odjemalcev;
- izboljšanje energetske učinkovitosti in obratovalne sigurnosti distribucijskega in prenosnega omrežja z uporabo informacijske in komunikacijske tehnologije, vgradnjo naprav in funkcij za zajem, merjenje, spremljanje ter analitično obdelavo podatkov in naprav za avtomatizacijo in nadzor omrežja.

Sistemske operater mora z ustrezno dokumentacijo dokazati, da bo določena naložba v razvoj pametnih omrežij namenjena izboljšavam in reševanju problematike omrežja na zgoraj navedenih področjih ter predvideti razvoj ustreznih funkcijskih rešitev na ravni upravljanja omrežja oziroma predvideti ustrezne investicije v IKT in energetskega infrastrukturo. Za vsako naložbo v razvoj pametnih omrežij, katere skupna vrednost presega 200.000 eurov, mora vlagatelj samostojno izvesti analizo stroškov in koristi po priporočilih Evropske komisije (»Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects«, Report EUR 25246 EN).

Sistemske operater mora zagotoviti korelacijo vsakega posameznega osnovnega sredstva iz projekta z registrom osnovnih sredstev, ki jo uporablja za namene računovodenja. Če agencija iz predložene dokumentacije ne more učinkovito preveriti vrste osnovnega sredstva ter povezanosti osnovnega sredstva z naložbo, za katero sistemski operater uveljavlja spodbudo, se spodbuda ne prizna.

Agencija bo opravila presojo o upravičenosti do spodbude za določeno naložbo s področja pametnih omrežij v naslednjih korakih:

- s presojo izpolnjevanja osnovnih kriterijev;
- s presojo analize stroškov in koristi po priporočilih Evropske komisije;
- s presojo časovne izvedbe projekta in
- s presojo dejanske izvedbe skladno z opredeljenimi kriteriji.

2.7 Načrtovane naložbe v sredstva

Agencija v postopku ugotavljanja povprečne regulativne baze sredstev v regulativnem obdobju 2013–2015 in za leto 2012 upošteva načrtovane vrednosti naložb v sredstva, potrebna za izvajanje dejavnosti SOPO, po načrtih razvoja omrežij za obdobje 2011–2020 v višini 75 %. Navedene naložbe so zmanjšane za naložbe, ki se financirajo z namenskimi sredstvi od prezasedenosti.

2.8 Stroški sistemskih storitev

Stroški sistemskih storitev za posamezno leto regulativnega obdobja so določeni na podlagi načrtovanih količin in priznane cene posameznih sistemskih storitev.

2.9 Odstopanje od regulativnega okvira

Pri izračunu načrtovanih virov financiranja SOPO se upošteva presežek omrežnine za obdobje od 1. januarja 2010 do 31. decembra 2011 in primanjkljaj omrežnine leta 2009, ki je nastal zaradi spremembe podatkov v postopku revizije leta 2009. Kumulativni presežek je porazdeljen na leta 2013, 2014 in 2015 po tretjinah.

2.10 Upoštevanje drugih virov financiranja pri določitvi omrežnine

2.10.1 Prihodki iz omrežnine za priključno moč

Agencija v postopku ugotavljanja drugih virov financiranja ni upoštevala načrtovanih prihodkov SOPO iz naslova omrežnine za priključno moč, ker SOPO do vključno leta 2011 nima oblikovanih pasivnih časovnih razmejitev iz tega naslova.

2.10.2 Prihodki od prezasedenosti

Prihodki od prezasedenosti so načrtovani v višini:

- amortizacije sredstev, ki so bila financirana s sredstvi od prezasedenosti in
- prihodkov, ki niso porabljeni za namene iz točk b), c) in e) tretjega odstavka 79. člena tega akta.

2.10.3 Drugi prihodki

Načrtovani prihodki iz naslova zaračunavanja storitev (prva alineja prvega odstavka 76. člena tega akta) in prihodki od telekomunikacij (druga alineja prvega odstavka 76. člena tega akta) ter drugi prihodki (osma alineja prvega odstavka 76. člena tega akta) so načrtovani v višini 90 % realiziranih prihodkov leta 2011.

Načrtovani ostali prihodki iz 76. člena tega akta so načrtovani v višini realiziranih prihodkov leta 2011.

3 Napoved porabe električne energije in moči

Napoved porabe električne energije pri končnih odjemalcih v letih 2013–2015 temelji na oceni sistemskih operaterjev, končnih odjemalcev na prenosnem omrežju in agencije ter predstavlja povprečno letno 1-odstotno rast na ravni SODO oziroma povprečno letno 1,5-odstotno rast na ravni SOPO.

4 Upoštevanje makroekonomskih parametrov

Napoved inflacije za leta regulativnega obdobja 2013-2015 je povzeta iz Pomladanske napovedi gospodarskih gibanj 2012 (UMAR, 15. marec 2012).

Uporabljeni odstotki napovedane inflacije (I-XII/I-XII povprečje leta) so razvidni iz spodnje tabele:

Leto	Načrtovana inflacija
2012	2,0
2013	1,8

2014	1,9
2015	1,9

5 Pravila za ugotavljanje dejanskih upravičenih stroškov in dejansko realiziranih virov za posamezno leto regulativnega obdobja

5.1 Ugotavljanje dejansko realiziranih virov za pokrivanje dejanskih upravičenih stroškov

Dejansko realizirana omrežnina so zaračunani zneski omrežnine za prenosno omrežje in sistemske storitve.

Odstopanja na področju prihodkov od prezasedenosti (sedma alineja prvega odstavka 76. člena tega akta) se ugotavljajo skladno s 85. členom tega akta.

Dejansko realizirani drugi prihodki iz prve, druge in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta se ugotovijo tako, da se od celotnih realiziranih prihodkov (ki so zmanjšani/povečani za primanjkljaj/presežek omrežnine preteklih let) odštejejo:

- omrežnina iz prvega odstavka te točke;
- prihodki od usredstvenih lastnih proizvodov;
- sprememba vrednosti zalog;
- finančni prihodki;
- prihodki iz naslova medsebojnih nadomestil med sistemskimi operaterji prenosnega omrežja (mehanizem ITC);
- prihodki, povezani s povprečnimi stroški priključevanja in omrežnine za priključno moč, brezplačno prevzetimi opredmetenimi osnovnimi sredstvi, sovlaganji;
- prevrednotovalni poslovni prihodki;
- odškodnine od zavarovalnic;
- prihodki od prezasedenosti skladno z zakonodajo in
- stroški, na katere sistemski operater ne more vplivati (stroški izravnave ...)

Tako ugotovljeni dejansko realizirani drugi prihodki se upoštevajo v višini 90 %.

Dejansko realizirani drugi prihodki iz naslova:

- medsebojnih nadomestil med sistemskimi operaterji prenosnega omrežja (mehanizem ITC) (tretja alineja prvega odstavka 76. člena tega akta);
- omrežnine za priključno moč, brezplačno prevzetimi opredmetenimi osnovnimi sredstvi, sovlaganji (četrta alineja prvega odstavka 76. člena tega akta) in prevrednotovalni poslovni prihodki (peta alineja prvega odstavka 76. člena tega akta)

so enaki realiziranim vrednostim.

5.2 Dejanski upravičeni stroški

Dejanski upravičeni nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, ki se ne pokrivajo iz drugih prihodkov, so enaki načrtovanim.

Dejanski upravičeni nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki, so upravičeni v višini dejansko realiziranih drugih prihodkov iz prve, druge in osme alineje prvega odstavka 76. člena tega akta.

Dejanski upravičeni nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja so:

- realizirani stroški iz prvega in drugega odstavka 20. člena tega akta;
- razlika med realiziranimi stroški škod, ki so posledica vplivov narave, in odškodninami zavarovalnic v zvezi z navedenimi škodami. Razlika se prizna samo za ustrezno zavarovana sredstva, za katera sistemski operater dokaže, da ni prejel odškodnine, ki bi v celoti pokrila nastalo škodo, in
- razlika med prevrednotovalnimi poslovnimi odhodki in prihodki v zvezi z neopredmetenimi sredstvi in opredmetenimi osnovnimi sredstvi, če se nanašajo na elektroenergetsko infrastrukturo in če sistemski operater dokaže njihovo upravičenost.

Dejanski upravičeni stroški električne energije za izgube v omrežju se ugotavljajo na podlagi:

- izmerjenih količin izgub električne energije na prenosnem omrežju, evidentiranih v uradni evidenci (EPOS), v katere so vključene količine energije za izgube, ki se SOPO priznajo v mehanizmu ITC;
- tržnih cen dolgoročnih in kratkoročnih nakupov električne energije za obdobje RO 2013–2015, ki jih je SOPO izvedel na pregled način na trgu električne energije ter cen odstopanj, ki jih izračuna in objavi Organizator trga z električno energijo.
- priznane cene za RO 2011–2012, ki je določena v drugem odstavku točke 2.3 poglavja II Priloge 1 Akta o metodologiji za določitev omrežnine in kriterijih za ugotavljanje upravičenih stroškov za elektroenergetskega omrežja in metodologiji za obračunavanje omrežnine (Uradni list RS, št. 59/10, 52/11).

Pri ugotavljanju upravičenih stroškov električne energije za izgube v omrežju agencija presoja, ali so nakupne cene, ki jih je dosegel sistemski operater na tržen način, najugodnejše.

Dejanski upravičeni stroški amortizacije sredstev so enaki realiziranim stroškom amortizacije, pri čemer je treba upoštevati kriterije priznavanja stroškov amortizacije iz 26. člena.

Dejanski reguliran donos se ugotavlja ločeno za:

- energetska infrastrukturo v letih 2011–2015 in
- obstoječo energetska infrastrukturo na dan 31. decembra 2010 in ostala sredstva (obstoječa na dan 31. decembra 2010 in nova ostala sredstva od 2011–2015) ter povprečno vrednost zalog.

Pri izračunu regulativne baze sredstev se naknadna vlaganja v infrastrukturo na dan 31. decembra 2010, izvedena po 31. decembru 2010, vključujejo v infrastrukturo iz prve alineje prejšnjega odstavka. Amortizacija teh naknadnih vlaganj znižuje vrednost regulativne baze sredstev iz prve alineje prejšnjega odstavka.

Dejanski reguliran donos se izračuna na podlagi tehtanega povprečnega stroška kapitala, določenega v točki 2.6 poglavja II te priloge, in povprečne regulativne baze sredstev, izračunane na podlagi določil tega akta in stanja v poslovnih knjigah. Sistemski operater je dolžan od dneva uveljavitve tega akta zagotoviti ločeno analitično evidenco skladno s prejšnjim odstavkom.

Dejanski upravičeni stroški sistemskih storitev so dejansko nastali stroški iz tega naslova, ki so nastali skladno s točko 2.3 poglavja II tega akta.

5.3 Obrestovanje odstopanj od regulativnega okvira in sredstev na ločenem računu

Za obrestovanje skladno s 84. členom tega akta se upošteva priznana letna obrestna mera v višini:

- 3,0 % za presežek omrežnine in sredstva na ločenem računu in
- 4,0 % za primanjkljaj omrežnine.

III KAKOVOST OSKRBE

1 Funkcijska povezava med neprekinjenostjo napajanja in nadzorovanimi stroški delovanja in vzdrževanja systemskega operaterja

1.1 Sistemski kazalniki neprekinjenosti napajanja, ki so predmet reguliranja

V regulativnem obdobju 2013–2015 se reguliranje s kakovostjo oskrbe izvaja po posameznih območjih distribucijskega omrežja glede na vrednost kazalnikov neprekinjenosti napajanja SAIDI in SAIFI, ki odražata nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ki so posledica lastnih vzrokov, izračunana za posamezno območje distribucijskega omrežja, in sicer posebej za ruralno območje (podeželski SN-izvodi) in urbano področje (mestni in mešani SN-izvodi).

1.2 Ciljna raven neprekinjenosti napajanja

Ciljna raven neprekinjenosti napajanja je določena z vrednostjo kazalnikov SAIDI in SAIFI, ki odražata nenačrtovane dolgotrajne prekinitve, ki so posledica lastnih vzrokov. Izražena je s kazalnikoma SAIDI in SAIFI, ki sta izračunana na raven posameznega območja distribucijskega omrežja posebej za podeželsko in mestno področje distribucijskega omrežja. Ob tem velja, da mestno področje obsega tako mestne kakor tudi mešane SN-izvode RTP.

Za ciljno vrednost se privzameta vrednosti kazalnikov SAIDI in SAIFI iz prejšnjega odstavka, ki predstavljata povprečno vrednost doseženih vrednosti SAIDI in SAIFI na posameznem področju v obdobju od 2008 do 2012.

Ciljno raven neprekinjenosti napajanja določajo vrednosti kazalnikov SAIDI in SAIFI, ki sta posledica lastnih vzrokov (zajeti so nenačrtovani dogodki), in izračunana na raven posameznega območja distribucijskega omrežja posebej za posamezno vrsto področja, po katerem potekajo SN-izvodi distribucijskega omrežja:

Ruralno področje (izračun kazalnikov za podeželski tip SN-izvodov):

SAIDI = 30 min/odjemalca
SAIFI = 0,80 prekinitev/odjemalca

Urbano področje (skupna vrednost kazalnikov za mestni in mešani tip SN-izvodov):

SAIDI = 14 min/odjemalca
SAIFI = 0,40 prekinitev/odjemalca

1.3 Sistemski standardi neprekinjenosti napajanja

Sistemski standardi neprekinjenosti napajanja so določeni s stopnjami izboljšanja kakovosti glede na izhodiščno raven neprekinjenosti napajanja za posamezno področje distribucijskega omrežja za vsako posamezno leto regulativnega obdobja.

Letne stopnje zahtevanega izboljšanja ravni kakovosti v odstotkih glede na doseženo raven neprekinjenosti napajanja v prejšnjem letu regulativnega obdobja so podane v spodnjih tabelah.

Ruralno področje

SAIDI (min/odj.)	SAIDI ≤ 30	30 < SAIDI ≤ 35	35 < SAIDI ≤ 40	40 < SAIDI ≤ 45	45 < SAIDI ≤ 50	SAIDI > 50
SAIFI (prek./odj.)	SAIFI ≤ 0,80	0,80 < SAIFI ≤ 0,85	0,85 < SAIFI ≤ 0,90	0,90 < SAIFI ≤ 0,95	0,95 < SAIFI ≤ 1	SAIFI > 1
Faktor zahtevanega izboljšanja f_{zah_izb} (%)	0	1	2	3	4	5

Urbano področje

SAIDI (min/odj.)	SAIDI ≤ 14	14 < SAIDI ≤ 18	18 < SAIDI ≤ 22	22 < SAIDI ≤ 26	26 < SAIDI ≤ 30	SAIDI > 30
SAIFI (prek./odj.)	SAIFI ≤ 0,40	0,40 < SAIFI ≤ 0,45	0,45 < SAIFI ≤ 0,50	0,50 < SAIFI ≤ 0,55	0,55 < SAIFI ≤ 0,60	SAIFI > 0,60
Faktor zahtevanega izboljšanja f_{zah_izb} (%)	0	1	2	3	4	5

Zahtevane stopnje izboljšanja so podane po območjih vrednosti kazalnikov SAIDI in SAIFI, ki odražajo dolgotrajne nenačrtovane prekinitve in so posledica lastnih vzrokov ter odražajo raven kakovosti na posameznem območju distribucijskega omrežja.

Letne stopnje zahtevanega izboljšanja ravni kakovosti v odstotkih glede na doseženo raven neprekinjenosti napajanja v prejšnjem letu regulativnega obdobja so podane v spodnjih tabelah.

Referenčne vrednosti posameznih kazalnikov, ki določajo sistemske standarde neprekinjenosti napajanja izračunamo na podlagi faktorja zahtevanega izboljšanja izhodiščne ravni kazalnika f_{zah_izb} , indeksa omrežnih in okoljskih dejavnikov f_{oo} ter indeksa izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja f_{Q-NN} :

	Pogoji	Referenčna vrednost kazalnika
1	$K_{izh} > K_{cilj}$ in $K_{ref} > K_{cilj}$	$K_{ref} = K_{izh} \cdot \left(1 - f_{zah_izb} \cdot \frac{f_{Q-NN}}{f_{oo}} \right)$

2	$K_{izh} \leq K_{cilj}$ ali $K_{ref} \leq K_{cilj}$	$K_{ref} = K_{cilj}$
---	---	----------------------

kjer pomenijo:

K_{ref}	referenčna vrednost posameznega kazalnika neprekinjenosti napajanja;
K_{izh}	izhodiščna raven posameznega kazalnika na začetku opazovanja;
K_{cilj}	ciljna vrednost posameznega kazalnika neprekinjenosti napajanja;
f_{zah_izb}	faktor zahtevanega izboljšanja (predstavljen z decimalnim številom);
f_{OO}	indeks omrežnih in okoljskih dejavnikov predstavlja indeksirano odstopanje od slovenskega povprečja v letih 2010-2012 (višja vrednost indeksa pomeni težje okoljske in slabše omrežne dejavnike);
f_{Q-NN}	indeks izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja predstavlja utežen indeks odstopanja od referenčne vrednosti EU, ki je izračunana iz statistične korelacije med ravni neprekinjenosti napajanja 13-tih najbolj značilnih držav EU ter deležem kabelskega dela SN omrežja za oba kazalnika SAIDI in SAIFI (višja vrednost indeksa pomeni slabšo neprekinjenost napajanja od pričakovane glede na delež pokablenosti SN omrežja). Odstopanje je obteženo v razmerju SAIDI:SAIFI = 2:1. Za oba kazalnika se upoštevajo le prekinitve zaradi lastnih vzrokov (od skupne vrednosti kazalnikov (upoštevani vsi vzroki) se 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 kazalnikov neprekinjenosti napajanja.

Indeksa omrežnih in okoljskih dejavnikov f_{OO} ter izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja f_{Q-NN} sta določena za posamezno območje distribucijskega omrežja, kot sledi:

Območje distribucijskega omrežja	Elektro Gorenjska	Elektro Maribor	Elektro Primorska	Elektro Ljubljana	Elektro Celje
Indeks omrežnih in okoljskih dejavnikov f_{OO}	0,73	1,07	1,16	1,01	1,03
Indeks izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja (SAIDI in SAIFI) f_{Q-NN}	0,66	0,99	1,24	1,05	0,95

Faktor vpliva upošteva naslednje značilnosti omrežja:

Dejavnik	Utež
Delež kableskega omrežja	0 (upoštevati v referenčnem SAIDI/SAIFI)
Delež omrežja, ozemljenega z resonančno ozemljitvijo ali prek shunt stikala	0,2
Delež zazankanega omrežja	5
Povprečna dolžina izvodov iz RTP	1
Povprečna dolžina izvodov iz RTP, ki so daljši od 7 km	5
Delež daljnovodov s polizoliranimi vodniki	1
Indeks razmerje (zidane+montažne) TP / drogovne TP	1
Daljinsko vodena stikala v SN omrežju (izven RTP/RP)	2
Odklopniki z zaščito v omrežju (izven RTP/RP)	2
Lokatorji okvar	0,2
Oprema RTP	0,1
Aktivne funkcije DMS	0,1
Avtomatizacija omrežja	0,1
Monitoring omrežja	0,1
Prenapetostni odvodniki	0,2
Starost omrežja	2

Faktor vpliva upošteva tudi naslednje okoljske, geografske in demografske dejavnike:

Dejavnik	Utež
Vpliv neurja	1
Vpliv atmosferskih razelektritev	2
Razpršenost odjema	5
Efektivna gostota odjema	2
Delež omrežja v gozdu	5
Razgibanost terena	5

1.4 Vrednosti parametrov sheme upravičenosti nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za regulativno obdobje 2013–2015

1.4.1 Urbano področje

Vrednost posameznega kazalnika odraža skupno vrednost kazalnikov za mestni in mešani tip izvodov, kot jih opredeljuje poglavje 1.1.

SAIDI

Razred kakovosti	Vrednost (%)
k_1	-50
k_2	-20
k_3	+20
k_4	+50

Širina robov razredov: $d = 5$

SAIFI

Razred kakovosti	Vrednost (%)
k_1	-80
k_2	-40
k_3	+40
k_4	+80

Širina robov razredov: $d = 10$

Zamejitev upravičenosti $NSDV(Q)$ in $NS(Q)$ za leta 2013 do 2015 znaša 1,2 odstotka. Iz tega izhajajo parametri q_s , ki so izraženi z deležem $NSDV(Q)$ in $NS(Q)$, kot sledi:

Parameter » q_s «	Vrednost
q_1	-0,012
q_2	-0,006
q_3	0
q_4	+0,006
q_5	+0,012

Shema upravičenosti stroškov q_K za kazalnik $SAIDI$ ($\Delta K = \Delta SAIDI$) je:

$$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \begin{cases} -0,012; & \Delta SAIDI \leq -55 \\ 0,0006 \cdot \Delta SAIDI + 0,021; & -55 < \Delta SAIDI \leq -45 \\ -0,006; & -45 < \Delta SAIDI \leq -25 \\ 0,0006 \cdot \Delta SAIDI + 0,009; & -25 < \Delta SAIDI \leq -15 \\ 0; & -15 < \Delta SAIDI \leq +15 \\ 0,0006 \cdot \Delta SAIDI - 0,009; & +15 < \Delta SAIDI \leq +25 \\ +0,006; & +25 < \Delta SAIDI \leq +45 \\ 0,0006 \cdot \Delta SAIDI - 0,021; & +45 < \Delta SAIDI \leq +55 \\ +0,012; & +55 < \Delta SAIDI \end{cases}$$

Shema upravičenosti stroškov q_K za kazalnik $SAIFI$ ($\Delta K = \Delta SAIFI$) je:

$$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \begin{cases} -0,012; & \Delta SAIFI \leq -90 \\ 0,0003 \cdot \Delta SAIFI + 0,015; & -90 < \Delta SAIFI \leq -70 \\ -0,006; & -70 < \Delta SAIFI \leq -50 \\ 0,0003 \cdot \Delta SAIFI + 0,009; & -50 < \Delta SAIFI \leq -30 \\ 0; & -30 < \Delta SAIFI \leq +30 \\ 0,0003 \cdot \Delta SAIFI - 0,009; & +30 < \Delta SAIFI \leq +50 \\ +0,006; & +50 < \Delta SAIFI \leq +70 \\ 0,0003 \cdot \Delta SAIFI - 0,015; & +70 < \Delta SAIFI \leq +90 \\ +0,012; & +90 < \Delta SAIFI \end{cases}$$

V področju vrednosti kazalnikov izpod ciljne vrednosti je treba upoštevati dodatno zamejitev upravičenosti $NSDV(Q)$ in $NS(Q)$, kot sledi:

$K_{dos} < K_{cilj}$	
Vrednost q_K	Zamejitev q_K
$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) > 0$	$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \frac{1}{3} \cdot q_{SAIDI}(\Delta SAIDI)$
$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) < 0$	$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = 0$
$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) > 0$	$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \frac{1}{3} \cdot q_{SAIFI}(\Delta SAIFI)$
$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) < 0$	$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = 0$

Ponderja vpliva » p_K « odvisnih faktorjev » q_K « na faktor » $q_{UP,t}$ « sta:

$$p_{SAIDI} = \frac{2}{3};$$

$$p_{SAIFI} = \frac{1}{3}.$$

Faktor » $q_{UP,t}$ « za del omrežja, ki poteka po urbanem področju (UP) za posamezno območje distribucijskega omrežja in leto, torej določa naslednja enačba:

$$q_{UP,t} = \frac{2}{3}q_{SAIDI} + \frac{1}{3}q_{SAIFI}$$

1.4.2 Ruralno področje

SAIDI

Razred kakovosti	Vrednost (%)
k_1	-15
k_2	-5
k_3	+10
k_4	+30

Širina robov razredov: $d = 3$

SAIFI

Razred kakovosti	Vrednost (%)
k_1	-25
k_2	-10
k_3	+20
k_4	+50

Širina robov razredov: $d = 5$

Zamejitev upravičenosti $NSDV(Q)$ in $NS(Q)$ za leta 2013 do 2015 znaša 2,3 odstotka. Iz tega izhajajo parametri q_s , ki so izraženi z deležem $NSDV(Q)$ in $NS(Q)$, kot sledi:

Parameter » q_s «	Vrednost
q_1	-0,0230
q_2	-0,0115
q_3	0
q_4	+0,0115
q_5	+0,0230

Shema upravičenosti stroškov q_K za kazalnik $SAIDI$ ($\Delta K = \Delta SAIDI$) je:

$$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \begin{cases} -0,0230; & \Delta SAIDI \leq -18 \\ \frac{0,00575}{3} \cdot \Delta SAIDI + 0,0115; & -18 < \Delta SAIDI \leq -12 \\ -0,0115; & -12 < \Delta SAIDI \leq -8 \\ \frac{0,00575}{3} \cdot \Delta SAIDI + \frac{0,0115}{3}; & -8 < \Delta SAIDI \leq -2 \\ 0; & -2 < \Delta SAIDI \leq +7 \\ \frac{0,00575}{3} \cdot \Delta SAIDI - \frac{0,04025}{3}; & +7 < \Delta SAIDI \leq +13 \\ +0,0115; & +13 < \Delta SAIDI \leq +27 \\ \frac{0,00575}{3} \cdot \Delta SAIDI - 0,04025; & +27 < \Delta SAIDI \leq +33 \\ +0,0230; & +33 < \Delta SAIDI \end{cases}$$

Shema upravičenosti stroškov q_K za kazalnik $SAIFI$ ($\Delta K = \Delta SAIFI$) je:

$$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \begin{cases} -0,0230; & \Delta SAIFI \leq -30 \\ 0,00115 \cdot \Delta SAIFI + 0,0115; & -30 < \Delta SAIFI \leq -20 \\ -0,0115; & -20 < \Delta SAIFI \leq -15 \\ 0,00115 \cdot \Delta SAIFI + 0,00575; & -15 < \Delta SAIFI \leq -5 \\ 0; & -5 < \Delta SAIFI \leq +15 \\ 0,00115 \cdot \Delta SAIFI - 0,01725; & +15 < \Delta SAIFI \leq +25 \\ +0,0115; & +25 < \Delta SAIFI \leq +45 \\ 0,00115 \cdot \Delta SAIFI - 0,04025; & +45 < \Delta SAIFI \leq +55 \\ +0,0230; & +55 < \Delta SAIFI \end{cases}$$

V področju vrednosti kazalnikov izpod ciljne vrednosti je treba upoštevati dodatno zamejitev upravičenosti $NSDV(Q)$ in $NS(Q)$, kot sledi:

$K_{dos} < K_{cilj}$	
Vrednost q_K	Zamejitev q_K
$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) > 0$	$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \frac{1}{3} \cdot q_{SAIDI}(\Delta SAIDI)$
$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) < 0$	$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = 0$
$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) > 0$	$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \frac{1}{3} \cdot q_{SAIFI}(\Delta SAIFI)$
$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) < 0$	$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = 0$

Ponderja vpliva » p_K « odvisnih faktorjev » q_K « na faktor » $q_{RP,t}$ « sta:

$$p_{SAIDI} = \frac{2}{3}; \quad p_{SAIFI} = \frac{1}{3}.$$

Faktor » $q_{RP,t}$ « za del omrežja, ki poteka po ruralnem področju (RP) za posamezno območje distribucijskega omrežja in leto, torej določa naslednja enačba:

$$q_{RP,t} = \frac{2}{3} q_{SAIDI} + \frac{1}{3} q_{SAIFI}$$

1.4.3 Izračun faktorja q_t

Faktor » q_t « za posamezno območje distribucijskega omrežja in leto določa naslednja enačba:

$$q_t = q_{UP,t} + q_{RP,t}$$

2 Zajamčeni standardi neprekinjenosti napajanja

2.1 Skupno število in trajanje prekinitev napajanja

Vrednosti dovoljenega trajanja in števila nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev (prekinitve, daljše od treh minut), ki so posledica lastnih vzrokov (brez tujih vzrokov in višje sile) ter števila vseh kratkotrajnih prekinitev (prekinitve krajše ali enake trem minutam), za vsako prevzemno-predajno mesto SODO v enem koledarskem letu so prikazane v spodnji tabeli (Tabela 1):

Napetostni nivo	Vrsta izvoda RTP/RP na SN omrežju	Priključitev na SN izvod RTP	Skupno trajanje dolgotrajnih prekinitev (lastni vzrok) [min/leto]	Skupno število dolgotrajnih prekinitev (lastni vzrok) [prek./leto]	Število vseh kratkotrajnih prekinitev [prek./leto]
VN					1
SN	Podeželski	Neposredno	480	6	28
	Mešani		180	5	18
	Mestni		180	4	10
NN	Podeželski	Posredno	960	16	35
	Mešani		400	10	22
	Mestni		400	8	13

Tabela 1 – Zajamčeni standardi za dolgotrajne in kratkotrajne prekinitve

2.1.1 Kompenzacije: dolgotrajne prekinitve

Končni odjemalec na SN je zaradi kršitve zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja s strani systemskega operaterja upravičen do kompenzacije na podlagi utemeljene zahteve. Pogoji za zahtevo je, da končni odjemalec z vzdrževanjem svojega notranjega omrežja in napeljav ter s svojim delovanjem zagotavlja skladnost napetosti s tehničnimi standardi na svojem prevzemno-predajnem mestu v obdobju opazovanja (koledarsko leto) in da ima vgrajeno merilno napravo, ki zagotavlja registracijo in trajno hranjenje podatkov o prekinitvah.

Višina kompenzacije slabo oskrbovanemu končnemu odjemalcu K_{soo} se določi na naslednji način:

$$K_{soo} = K_M \cdot \bar{P}_p \cdot \left[(n_i - s_i) + \frac{1}{60} \cdot (n_d - s_d) \right]$$

$$s_i + 1 < n_i \leq 2 \cdot s_i$$

$$s_d + 1 < n_d \leq 2 \cdot s_d$$

K_{soo} kompenzacija slabo oskrbovanega končnega odjemalca [EUR]

K_M kompenzacija na kW moči

- SN končni odjemalci do 250 kW: $K_M = 2 \text{ EUR} / \text{kW}$

- SN končni odjemalci nad 250 kW: $K_M = 1,5 \text{ EUR} / \text{kW}$

\overline{P}_p	povprečna prekinjena moč (70 % pogodbene moči)
n_i	število prekinitev, ki presega število prekinitev, določeno z zajamčenim standardom $(s_i + 1)$ in je omejeno z 2-kratnikom zajamčenega standarda $(2 \cdot s_i)$
s_i	skupno število dolgotrajnih prekinitev, brez višje sile in tujih vzrokov, določeno z zajamčenim standardom [prekinitve/leto]
n_d	trajanje prekinitev, merjeno v minutah, ki presega trajanje prekinitev, določeno z zajamčenim standardom $(s_d + 1)$ in je omejeno z 2-kratnikom zajamčenega standarda $(2 \cdot s_d)$
s_d	skupno trajanje dolgotrajnih prekinitev, brez višje sile in tujih vzrokov, določeno z zajamčenim standardom [min/leto]

Pri določitvi višine kompenzacije po zgornji enačbi se izvzamejo sledeče prekinitve napajanja:

- dolgotrajne prekinitve zaradi višje sile;
- dolgotrajne prekinitve zaradi tujega vzroka;
- ponavljajoče dolgotrajne prekinitve v obdobju 1 ure se štejejo kot 1 dolgotrajna prekinitev, pri čemer velja, da se ta agregacija upošteva le za število prekinitev (n_i), ne pa tudi za trajanje prekinitev (n_d);
- načrtovane prekinitve in
- izjeme, ki so določene v individualni pogodbi o kakovosti oskrbe.

Sistemske operater je dolžan utemeljenost zahteve končnega odjemalca o kršenju zajamčenih standardov kakovosti presoditi v roku osmih delovnih dni od prejema zahtevka, v nasprotnem primeru je odjemalec upravičen do kompenzacije.

Če sistemski operater ugotovi, da je zahteva končnega odjemalca utemeljena, mu je kompenzacijo dolžan plačati najkasneje v petih mesecih od prejema zahteve.

V skladu s 60. členom tega akta kompenzacije niso upravičeni stroški sistema operaterja. Sistemski operater je dolžan voditi podrobno (vrednostno in količinsko) evidenco potrjenih zahtev zaradi kršitve zajamčenih standardov, ki jih je potrdil, in podrobno (vrednostno in količinsko) evidenco izplačanih kompenzacij.

2.2 Trajanje posamezne nenačrtovane dolgotrajne prekinitve napajanja

Najdaljše dopustno trajanje posamezne nenačrtovane dolgotrajne prekinitve napajanja je časovno omejeno, kot sledi:

- normalna situacija (brez izrednih dogodkov): 9 ur;
- izredni dogodki: 18 ur

Izredni dogodek je definiran, kot sledi:

- je posledica lastnega vzroka;
- za vzpostavitev napajanja je potrebno daljše časovno obdobje iz upravičenih razlogov (npr. izjemen obseg potrebnih del za odpravo prekinitve napajanja).

2.2.1 Kompenzacije

Uporabnik ima pravico do kompenzacije, če trajanje posamezne prekinitve preseže mejne vrednosti osnovne omejitve trajanja dolgotrajne prekinitve napajanja, določene v poglavju 2.2. Pogoj za zahtevo je vgrajena merilna naprava pri uporabniku, ki zagotavlja registracijo in hranjenje podatkov o prekinitvah.

Osnovna višina kompenzacije je določena v spodnji tabeli.

	Gospodinjstva	Ostali uporabniki	
		NN	SN
Osnovna višina kompenzacije	5 EUR	20 EUR	200 EUR

Višina kompenzacije se poveča za 100 % vrednosti osnovne višine kompenzacije za vsako dodatno 100 % prekoračitev osnovne omejitve trajanja dolgotrajne prekinitve napajanja. Kompenzacija je navzgor omejena s 3-kratnikom njene osnovne višine.

V skladu s 60. členom tega akta kompenzacije niso upravičeni stroški systemskega operaterja. Systemski operater je dolžan voditi podrobno (vrednostno in količinsko) evidenco potrjenih zahtev zaradi kršitve zajamčenih standardov, ki jih je potrdil, in podrobno (vrednostno in količinsko) evidenco izplačanih kompenzacij.

3 Systemski standardi komercialne kakovosti

Veljajo naslednji systemski standardi komercialne kakovosti, ki jih je SODO zavezan zagotavljati:

#	Systemski standard	Vrednost	Delež zahtev
1	Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev	20 delovnih dni	80 %
2	Povprečni čas, potreben za izdajo pogodbe o priključitvi na NN-omrežje	20 delovnih dni	95 %
3	Delež neizvedenih ali zapoznelih vnaprej dogovorjenih obiskov (izven dogovorjenega termina v trajanju 2 ur)	5 %	
4	Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	30 delovnih dni	90 %
5	Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj napetosti	6 mesecev	20 %

4 Zajamčeni standardi komercialne kakovosti

Veljajo naslednji zajamčeni standardi komercialne kakovosti, ki jih je SODO zavezan zagotavljati:

#	Zajamčeni standard	Vrednost
1	Čas, potreben za izdajo ocene stroškov (predračuna) za enostavna dela	10 delovnih dni
2	Čas, potreben za aktiviranje priključka na električno omrežje	10 delovnih dni
3	Delež pravočasno obveščenih uporabnikov o načrtovani prekinitvi	100 %
4	Čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	8 delovnih dni
5	Čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (od 6.00 do 22.00 ure)	5 ur
6	Čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (od 22.00 do 6.00 ure)	8 ur
7	Čas, potreben za odpravo okvare števca	8 delovnih dni
8	Število rednih odčitavanj števecov v enem letu s strani pooblaščenega podjetja (za končne odjemalce do 43 kW ali brez merjenja moči oz. daljinskega odčitavanja)	1 odčitek / leto
9	Število rednih odčitavanj števecov v enem letu s strani pooblaščenega podjetja (za končne odjemalce nad 43 kW ali z merjenjem moči)	12 odčitkov / leto
10	Čas do vzpostavitve ponovnega napajanja po izklopu zaradi neplačila	3 delovni dnevi
11	Čas trajanja odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	6/12/24 mesecev

4.1 Kompenzacije

Uporabnik ima pravico do kompenzacije, če sistemski operater ob izvajanju storitve dokazano krši določeni zajamčeni standard komercialne kakovosti razen za kršenje zajamčenega standarda pod zaporedno številko 11 iz poglavja 4, za katerega je shema kompenzacij opredeljena v poglavju 4.1.1.

Višina kompenzacije je določena v spodnji tabeli.

	Gospodinjstva	Ostali uporabniki	
		NN	SN
Višina kompenzacije	20 EUR	40 EUR	100 EUR

Sistemski operater je dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju zajamčenih standardov komercialne kakovosti presoditi v roku osmih delovnih dni od prejema pisnega zahtevka, v nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do kompenzacije.

Višina kompenzacije se poveča za 100 % vrednosti osnovne višine kompenzacije za vsako dodatno 100 % prekoračitev osnovne omejitve zajamčenega standarda.

Sistemski operater je dolžan uporabniku plačati kompenzacijo v naslednjem mesecu po potrditvi zahtevka uporabnika. Če sistemski operater tega ne stori, se višina kompenzacije poveča za 100 %.

Kompenzacija je navzgor omejena s 3-kratnikom njene osnovne višine.

V skladu s 60. členom tega akta kompenzacije niso upravičeni stroški systemskega operaterja. Systemski operater je dolžan voditi evidenco potrjenih zahtev zaradi kršitve zajamčenih standardov komercialne kakovosti, ki jih je potrdil, in evidenco izplačanih kompenzacij.

4.1.1 Čas trajanja odprave neskladja odklonov napajalne napetosti

Uporabnik je zaradi kršitve zajamčenega standarda, ki opredeljuje maksimalni čas trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti s strani systemskega operaterja upravičen do izplačila kompenzacije na podlagi upravičene zahteve.

Upravičenost zahteve do izplačila kompenzacije se ugotavlja na podlagi izjave o kakovosti napetosti s SIST EN 50160 ter pisne zaveze systemskega operaterja, v kateri opredeli maksimalni čas za odpravo neskladja.

Uporabnik je upravičen do izplačila kompenzacije, če so izpolnjeni naslednji pogoji:

- uporabnik se systemskemu operaterju pritoži glede neustrezne kakovosti napetosti;
- systemski operater izvede meritve kakovosti napetosti v skladu s stanjem tehnike, ki morajo biti izvedene v času normalnega obratovalnega stanja;
- na podlagi meritev je ugotovljeno neskladje odklonov napajalne napetosti s SIST EN 50160, kar je opredeljeno v izjavi o neskladnosti;
- presežen je maksimalni čas trajanja do odprave neskladja, ki ga je systemski operater določil glede na zahtevnost izvedbe ukrepa za odpravo neskladja v pisni zavezi.

Maksimalni čas trajanja do odprave neskladja glede na zahtevnost izvedbe ukrepov za odpravo neskladja določa tabela spodaj:

Maksimalni čas trajanja do odprave neskladja	Opis zahtevnosti
6 mesecev	Enostavni ukrepi, ki ne zahtevajo rekonstrukcije oziroma širitve omrežja (primer: dvig prestavnega razmerja distribucijskega transformatorja ipd.)
12 mesecev	Rekonstrukcija dela omrežja oziroma opreme (primer: ojačitve presekov obstoječih vodov ipd.)
24 mesecev	Izgradnja novega dela omrežja (primer: gradnja nove distribucijske transformatorske postaje ipd.)

Systemski operater pri določanju roka za odpravo neskladja smiselno upošteva zahtevnost izvedbe ukrepa za odpravo tega neskladja in glede na ukrep določi rok za odpravo, ki je lahko krajši od maksimalnega časa za odpravo neskladij.

Višina kompenzacije slabo oskrbovanemu končnemu odjemalcu je določena v spodnji tabeli in je odvisna od tega, koliko časa neskladje ni odpravljeno:

	Prvi mesec - osnova	Vsak naslednji mesec
Višina mesečne kompenzacije	20 % zneska mesečne omrežnine za distribucijsko omrežje	dodatnih 5 % zneska mesečne omrežnine za distribucijsko omrežje na osnovo za vsak nadaljnji mesec do odprave neskladja

Višina kompenzacije je navzgor omejena s 50 % mesečne omrežnine za distribucijsko omrežje.

Sistemeski operater je zavezan utemeljenost zahteve končnega uporabnika o kršenju zajamčenih standardov kakovosti presoditi v roku osmih delovnih dni od prejema zahtevka, v nasprotnem primeru je odjemalec avtomatsko upravičen do kompenzacije. O načinu mesečnega izplačila kompenzacije se dogovorita uporabnik in sistemeski operater.

Obveza izplačila kompenzacij preneha v trenutku, ko sistemeski operater z meritvami dokaže, da je odpravil neskladje.

V primeru, da mora sistemeski operater za odpravo neskladja razširiti obstoječe omrežje, mora biti sistemeskemu operaterju omogočeno graditi. Če sistemeski operater iz upravičenih vzrokov ne more pridobiti ustreznih dovoljenj za gradnjo, začne rok za odpravo neskladja teči od pridobitve ustreznih dovoljenj.