

Na podlagi drugega odstavka 109. člena Zakona o oskrbi z električno energijo (Uradni list RS, št. 172/21) Agencija za energijo izdaja

AKT

o metodologiji za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje

I. SPLOŠNE DOLOČBE

1. člen (vsebina)

(1) S tem aktom se določa metodologija za določitev regulativnega okvira.

(2) Metodologija je določena na način, da spodbuja učinkovitost elektrooperaterjev in učinkovitost uporabe sistema, raziskave in inovacije ter naložbe v nove oziroma inovativne tehnologije.

(3) Agencija za energijo (v nadaljnjem besedilu: agencija) pri uresničevanju ciljev iz tega akta:

- upošteva pravila stroke ekonomskega reguliranja in
- zahteva, da elektrooperaterji zaradi primerljivosti enotno izkazujejo stroške izvajanja dejavnosti in druge podatke, ki jih agencija potrebuje za namene reguliranja.

2. člen (pomen izrazov)

Izrazi, uporabljeni v tem aktu, imajo enak pomen kot izrazi, opredeljeni v 4. členu Zakona o oskrbi z električno energijo (Uradni list RS, št. 172/21, v nadaljnjem besedilu: ZOEE), poleg tega pa imajo posamezni izrazi še naslednji pomen:

- čezmejna izmenjava električne energije: pomeni uvoz (vnos), izvoz (iznos) ali tranzit električne energije čez državno mejo, pri čemer se uporabi povezovalni vod, ki omogoča neposredno povezavo z omrežji sosednjih držav; tranzit električne energije se obravnava kot sočasni uvoz (vnos) in izvoz (iznos) enake količine električne energije;
- distribucijsko podjetje: je najemodajalec oziroma vzdrževalec dela distribucijskega sistema iz prvega in tretjega odstavka 114. člena ZOEE;
- elektroenergetska infrastruktura: so objekti, naprave in omrežja vključno s stvarnimi in drugimi pravicami na nepremičninah v skladu z Energetskim zakonom (Uradni list RS, št. 60/19 – uradno prečiščeno besedilo, 65/20, 158/20 – ZURE, 121/21 – ZSROVE, 172/21 – ZOEE, 204/21 – ZOP in 44/22 –

ZOTDS, v nadaljnjem besedilu: EZ-1) in predpisi, ki opredeljujejo vrste objektov, naprav, omrežij in sistemov, ki sestavljajo infrastrukturo, ter način vodenja evidence infrastrukture;

- hranilnik energije: pomeni napravo za shranjevanje energije;
- metodologija UCI: je metodologija operaterjev prenosnih sistemov glede porabe prihodkov od prezasedenosti (Methodology for the Use of Congestion Income according to Article 19(4) of Regulation (EU) 2019/943), ki je bila v skladu z 19. členom Uredbe (EU) 2019/943 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o notranjem trgu električne energije (UL L št. 158 z dne 14. 6. 2019, str. 54; v nadaljnjem besedilu: Uredba 2019/943/EU) sprejeta na podlagi odločitve Agencije za sodelovanje energetske regulatorje (v nadaljnjem besedilu: ACER) (Decision No 38/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 23 december 2020 on the Methodology for the use of congestion income for the purposes referred to in Article 19(2) of Regulation (EU) 2019/943 in accordance with Article 19(4) of Regulation (EU) 2019/943);
- minimalni standardi kakovosti oskrbe: so eden izmed kriterijev za ugotavljanje upravičenosti nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja reguliranih podjetij v regulaciji s kakovostjo oskrbe. Minimalni standardi kakovosti oskrbe se izražajo z zajamčenimi standardi ali s sistemskimi standardi kakovosti oskrbe;
- minimalni standardi pripravljenosti: so zahtevana raven pripravljenosti distribucijskega omrežja na področju uvajanja pametnih omrežij in se uporabljajo za določitev upravičenosti stroškov distribucijskega operaterja v regulaciji na podlagi uspešnosti naložb v pametna omrežja;
- nova sredstva: so za vsa leta regulativnega obdobja tista elektroenergetska infrastruktura in ostala sredstva, ki jih je prvi lastnik ali elektrooperater predal v uporabo (aktiviral) po vključno 1. januarju leta $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja;
- omrežnina: je znesek, ki ga je za uporabo elektroenergetskega sistema dolžan plačati uporabnik sistema (v nadaljnjem besedilu: uporabnik);
- ostala sredstva: so sredstva, potrebna za izvajanje dejavnosti elektrooperaterja, razen elektroenergetske infrastrukture;

- pametna energetska infrastruktura: je energetska infrastruktura v skladu s točko (e) prvega odstavka Priloge II Uredbe (EU) 2022/869 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 30. maja 2022 o smernicah za vseevropsko energetska infrastrukturo, spremembi uredb (ES) št. 715/2009, (EU) 2019/942 in (EU) 2019/943 ter direktiv 2009/73/ES in (EU) 2019/944 in razveljavitvi Uredbe (EU) št. 347/2013 (UL L št. 152 z dne 3. 6. 2022, str. 45; v nadaljnjem besedilu: Uredba 2022/869/EU). Ob tem mora izpolnjevati sledeče kriterije: je oprema ali naprava na ravni prenosa in distribucije (na vseh napetostnih nivojih, vključno z nizko napetostjo) za dvosmerno digitalno komunikacijo v realnem času ali blizu realnega časa, ki omogoča interaktivno in inteligentno spremljanje ter upravljanje proizvodnje, prenosa, distribucije, porabe in proizvodnje električne energije v elektroenergetskem sistemu;
- pametno omrežje: je pametno omrežje električne energije kot ga opredeljuje 9. točka 2. člena Uredbe 2022/869/EU;
- prihodki od prezasedenosti: so prihodki od prezasedenosti čezmejnih vodov v skladu z Uredbo 2019/943/EU;
- priporočilo ACER: je priporočilo ACER št. 1/2020 o regulatorjevih aktivnostih in poročanju o porabi prihodkov od prezasedenosti (Recommendation No 01/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 23 December 2020 on NRAs' activities and reporting on the use of congestion income);
- sistemski standard: določa povprečno raven kakovosti oskrbe ali storitev, ki so jo distribucijski operater in distribucijska podjetja dolžni zagotavljati v okviru svojih pristojnosti;
- sredstva: so neopredmetena sredstva, predana v uporabo, brez dobrega imena, in opredmetena osnovna sredstva, predana v uporabo, ki jih za izvajanje dejavnosti elektrooperaterja potrebuje elektrooperater;
- stara sredstva: so za vsa leta regulativnega obdobja tista elektroenergetska infrastruktura in ostala sredstva, ki jih je prvi lastnik ali elektrooperater predal v uporabo (aktiviral) pred vključno 31. decembrom leta $t-3$ pred začetkom regulativnega obdobja;
- stroški raziskav in inovacij: so stroški izvirnega in načrtovanega raziskovanja, ki vključujejo tudi stroške eksperimentalnega razvoja in se opravlja v upanju, da bo pripeljalo do novega znanstvenega ali strokovnega znanja in razumevanja;

- stroški razvijanja: so stroški prenašanja ugotovitev raziskovanja ali znanja v načrt ali projekt proizvodnje novih ali bistveno izboljšanih proizvodov ali storitev, preden se začne njihovo proizvodnje oziroma opravljanje za prodajo;
- vodi: so nadzemni in podzemni vodi, ki so v lasti ali najemu elektrooperaterja ali distribucijskega podjetja;
- zajamčeni standard: določa raven kakovosti oskrbe ali storitev (obsega tako tehnični kot komercialni vidik izvajanja storitev), ki so jo distribucijski operater in distribucijska podjetja dolžni zagotavljati vsakemu posameznemu uporabniku v določeni točki sistema, v kateri poteka merjenje, oziroma raven kakovosti posamezne izvedene storitve.

3. člen (regulativno obdobje)

Regulativno obdobje je obdobje petih zaporednih koledarskih let in poteka zvezno.

II. METODOLOGIJA ZA DOLOČITEV REGULATIVNEGA OKVIRA

1. Splošno

4. člen (vsebina)

(1) S tem aktom se določajo:

1. trajanje regulativnega obdobja;
2. vrste elementov regulativnega okvira;
3. kriteriji za določitev posameznih elementov regulativnega okvira;
4. način izračunavanja posameznih elementov regulativnega okvira;
5. vrste upravičenih stroškov, vključno z reguliranim donosom, kriterije za njihovo ugotavljanje ter način njihovega določanja;
6. pravila in način ugotavljanja odstopanj od regulativnega okvira ter način upoštevanja ugotovljenih odstopanj;
7. parametri posameznih dimenzij kakovosti, njihove referenčne vrednosti ter načini in standardi njihovega izračunavanja;
8. pravila za izračunavanje vpliva kakovosti na upravičene stroške;

9. minimalni standarde kakovosti različnih storitev elektrooperaterjev in
10. višina nadomestila ter načini in roki za plačilo nadomestila iz tretjega odstavka 122. člena ZOEE.

(2) Določbe tega akta veljajo tako za načrtovane kot tudi priznane elemente regulativnega okvira in posledično za regulativni okvir, če ni določeno drugače.

2. Regulativni okvir

5. člen (regulativni okvir)

(1) Regulativni okvir je vrednostna opredelitev upravičenih stroškov elektrooperaterja po posameznih letih regulativnega obdobja, omrežnin, drugih prihodkov iz izvajanja dejavnosti elektrooperaterja in presežkov ali primanjkljajev omrežnin iz preteklih let.

(2) Za potrebe določanja regulativnega okvira v skladu s tem aktom se upoštevajo stroški in prihodki, ki so potrebni za izvajanje dejavnosti elektrooperaterja in so ugotovljeni v skladu s Slovenskimi računovodskimi standardi in tudi stroški in prihodki, ki v skladu s Slovenskimi računovodskimi standardi niso obravnavani kot stroški in prihodki. Višina teh stroškov in prihodkov je odvisna od določb tega akta.

(3) Regulativni okvir temelji na obsegu in stanju ter razvoju elektroenergetskega sistema, obsegu porabe električne energije in številu uporabnikov za posamezno leto regulativnega obdobja in za celotno regulativno obdobje.

6. člen (cilji regulativnega okvira)

Cilji določanja regulativnega okvira so:

1. 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;
2. spodbujati učinkovito izvajanje naložb, ki so potrebne za izpolnjevanje okoljskih ciljev iz akcijskih načrtov;
3. spodbujati učinkovito uporabo in razvoj sistema;
4. trajno izboljševati oziroma ohranjati raven kakovosti oskrbe z električno energijo (v nadaljnjem besedilu: kakovost oskrbe), ki vsebuje komercialno kakovost, neprekinjenost napajanja in kakovost napetosti;

5. izvajati ekonomsko reguliranje omrežnine za elektroenergetski sistem na način, ki spodbuja stroškovno učinkovitost izvajalcev in oskrbo odjemalcev po primerni ceni;
6. elektrooperaterjem zagotoviti trajno poslovanje z reguliranim donosom na sredstva in
7. zagotoviti stabilne in predvidljive razmere za delovanje elektrooperaterjev in za uporabnike ter stabilno okolje za vlagatelje oziroma lastnike.

7. člen **(elementi regulativnega okvira)**

(1) Elementi regulativnega okvira so:

1. upravičeni stroški;
2. omrežnina;
3. drugi prihodki;
4. presežek ali primanjkljaj omrežnine preteklih let (odstopanje od regulativnega okvira preteklih let) in
5. izravnava.

(2) Elementi regulativnega okvira so načrtovani in priznani. Pred začetkom regulativnega obdobja se v postopku določanja regulativnega okvira določi načrtovan regulativni okvir oziroma načrtovani elementi regulativnega okvira, po preteku posameznega leta regulativnega obdobja pa se v postopku ugotavljanja odstopanj od regulativnega okvira določi priznan regulativni okvir oziroma priznani elementi regulativnega okvira.

(3) Načrtovani elementi regulativnega okvira so določeni v regulativnem okviru vnaprej za celotno regulativno obdobje in za posamezno leto regulativnega obdobja. Priznani elementi regulativnega okvira so ugotovljeni za nazaj za posamezno leto regulativnega obdobja.

(4) Realizacija elementov regulativnega okvira pomeni podatke iz poslovnih knjig elektrooperaterjev in distribucijskih podjetij.

(5) Upravičeni stroški v skladu s tem aktom so upravičeni stroški iz 15. člena tega akta in izvirajo iz dejavnosti elektrooperaterja ter jih določi oziroma prizna agencija.

(6) Vir za pokrivanje upravičenih stroškov po tem aktu je reguliran prihodek, ki ga sestavljajo zaračunane omrežnine za sistem vključno z odstopanjem od regulativnega okvira preteklih let in drugimi prihodki.

(7) Omrežnina se izračuna na podlagi tarifnih postavk za omrežnino za prenosni sistem, distribucijski sistem, priključno moč in čezmerno prevzeto jalovo energijo in na podlagi obsega uporabe elektroenergetskega sistema v skladu z

metodologijo za obračunavanje omrežnine. Omrežnine so seštevki omrežnin za posamezno leto regulativnega obdobja.

(8) Če je regulativno obdobje daljše od enega leta, lahko regulativni okvir z namenom preprečitve skokovitega spreminjanja tarifnih postavk omrežnine po posameznih letih regulativnega obdobja določa tudi izravnavo tarifnih postavk ali omrežnin za prenosni in distribucijski sistem.

8. člen (metoda reguliranja)

(1) Metoda reguliranja temelji na metodi reguliranega letnega prihodka in reguliranih omrežnin.

(2) Metoda reguliranega letnega prihodka in reguliranih omrežnin določa vzročno-posledično (namensko) povezavo upravičenih stroškov in reguliranih letnih prihodkov in na tej podlagi obveznost elektrooperaterja, da presežek omrežnine prenese in uporabi za pokrivanje upravičenih stroškov v naslednjih letih, oziroma pravico elektrooperaterja, da se mu pri določitvi načrtovanega zneska omrežnine v naslednjih letih zagotovi pokritje primanjkljaja omrežnine preteklih let.

(3) Metoda reguliranega letnega prihodka in reguliranih omrežnin se izvaja tako, da se za regulativno obdobje elektrooperaterju določi regulativni okvir tako, da omrežnina skupaj z ugotovljenim kumulativnim presežkom oziroma primanjkljajem omrežnin elektrooperaterja iz preteklih let ter drugimi prihodki iz opravljanja dejavnosti elektrooperaterja pokrije upravičene stroške elektrooperaterja ob upoštevanju vseh predvidenih okoliščin stroškovno učinkovitega poslovanja elektrooperaterja.

(4) Metoda reguliranega letnega prihodka in reguliranih omrežnin temelji tudi na spodbudah, raziskavah in inovacijah ter doseženi ravni kakovosti oskrbe.

9. člen (določitev omrežnine za prenosni sistem in omrežnine za distribucijski sistem)

Načrtovani znesek omrežnine za prenosni sistem ali omrežnine za distribucijski sistem brez izravnave iz osmega odstavka 7. člena tega akta se za posamezno leto regulativnega obdobja izračuna na naslednji način:

$$OMR_t = US_t - OPM_t - OČPJE_t - DP_t + \Delta RO_t \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

OMR_t načrtovani znesek omrežnine za prenosni ali distribucijski sistem;

US_t načrtovani upravičeni stroški;

OPM_t	načrtovani znesek omrežnine za priključno moč izračunan v skladu z metodologijo za obračunavanje omrežnine;
$OČPJE_t$	načrtovani znesek omrežnine za čezmerno prevzeto jalovo energijo izračunan v skladu z metodologijo za obračunavanje omrežnine;
DP_t	načrtovani drugi prihodki;
ΔRO_t	odstopanje od regulativnega okvira preteklih let, ugotovljeno v skladu s 117. členom tega akta, ki se upošteva v posameznem letu regulativnega obdobja;
t	leto regulativnega obdobja.

10. člen (določitev regulativnega okvira)

Regulativni okvir za posameznega elektrooperaterja določi agencija z odločbo. Za distribucijskega operaterja se regulativni okvir razdeli na distribucijskega operaterja in distribucijska podjetja.

11. člen (sprememba regulativnega okvira)

(1) Agencija med regulativnim obdobjem določi nov regulativni okvir za preostala leta regulativnega obdobja zaradi spremembe v obsegu uporabe sistema, če so nastale ali se načrtujejo letne spremembe količinske porabe električne energije glede na načrtovano porabo v regulativnem okviru, ki ima za posledico več kot 10-odstotno spremembo načrtovane omrežnine za prenosni sistem ali omrežnine za distribucijski sistem posameznega leta regulativnega obdobja. Navedeno spremembo agencija ugotavlja pred začetkom in po preteku posameznega leta regulativnega obdobja.

(2) Če agencija ugotovi, da:

1. so v posameznem letu regulativnega obdobja nastale spremembe v obsegu uporabe sistema, opredeljene v prejšnjem odstavku, ali
2. je stanje odstopanja od regulativnega okvira na dan 31. december leta $t-2$ pred posameznim letom regulativnega obdobja tolikšno, da ga ni mogoče izravnati pri določitvi regulativnega okvira v naslednjem regulativnem obdobju, ali
3. so nastopile druge nepričakovane okoliščine,

določi nov regulativni okvir za preostala leta regulativnega obdobja tako, da spremeni postavko načrtovanih prihodkov iz omrežnin na način, da na podlagi načrtovanega količinskega obsega porabe električne energije, ki upošteva spremenjene okoliščine, spremeni tarifne postavke za omrežnino za prenosni ali distribucijski sistem tako, da bo do konca regulativnega obdobja načrtovana omrežnina za prenosni ali distribucijski sistem skupaj z realizirano omrežnino za

prenosni ali distribucijski sistem od začetka regulativnega obdobja do uvedbe spremembe tarifnih postavk enaka načrtovani omrežnini za prenosni ali distribucijski sistem v regulativnem obdobju.

12. člen (spremljanje poslovanja elektrooperaterjev)

(1) Agencija spremlja izvajanje regulativnega okvira že med regulativnim obdobjem tako, da mesečno spremlja zaračunano omrežnino in spremlja izvajanje regulativnega okvira ter poslovanje elektrooperaterjev. Na podlagi letnih podatkov o poslovanju in kakovosti oskrbe po zaključku posameznega leta regulativnega obdobja agencija izvaja analize poslovanja elektrooperaterjev z namenom spremljanja izvajanja regulativnega okvira tekočega obdobja ter določitev regulativnega okvira za naslednje regulativno obdobje.

(2) Agencija spremlja izvajanje regulativnega okvira in upoštevanje določb tega akta v postopku ugotavljanja odstopanj.

3. Kriteriji za določitev in način izračuna elementov regulativnega okvira

3.1. Splošno

13. člen (podatki za določitev regulativnega okvira)

(1) Agencija pri določitvi upravičenih stroškov in virov za pokrivanje upravičenih stroškov presoja podatke elektrooperaterjev.

(2) Za preračun upravičenih stroškov in virov za pokrivanje upravičenih stroškov se upoštevajo tudi podatki o realiziranih stroških, odhodkih in prihodkih iz poslovnih knjig elektrooperaterja ob upoštevanju določb tega akta.

(3) Če distribucijski operater ni lastnik vsega ali pomembnega dela distribucijskega sistema in če naloge distribucijskega operaterja, vključno s strokovnimi nalogami za izvrševanje javnih pooblastil, izvaja distribucijsko podjetje, agencija pri določitvi upravičenih stroškov in virov za pokrivanje upravičenih stroškov presoja podatke distribucijskih podjetij.

(4) V primeru iz prejšnjega odstavka se pri distribucijskih podjetjih prihodki iz naslova najemnine za distribucijski sistem in prihodki iz naslova izvajanja storitev za distribucijskega operaterja ne upoštevajo pri določitvi omrežnine. Prav tako se med upravičenimi stroški distribucijskega operaterja ne upoštevajo stroški najemnine za distribucijski sistem in stroški storitev iz naslova prenesenih nalog, ker so ti stroški upoštevani v upravičenih stroških, ki so določeni v skladu s 3.2. pododdelkom II. poglavja tega akta.

(5) Podatki, ki jih agenciji posredujejo elektrooperaterji in distribucijska podjetja morajo biti pravilni, popolni in nezavajajoči. Če elektrooperater in distribucijska podjetja, kljub dodatnemu pozivu, ne posredujejo pravih, popolnih

in nezavajočih podatkov, se upravičen strošek, izračunan na podlagi teh podatkov, ne prizna.

(6) Če se med regulativnim obdobjem uradno spremenijo računovodski predpisi s strani pristojnih organov ali inštitucij s področja računovodstva in revidiranja, agencija izda navodilo o upoštevanju uradno spremenjenih računovodskih predpisov v postopku ugotavljanja odstopanja od regulativnega okvira v 60 dneh od objave te spremembe.

14. člen (faktor inflacije)

(1) Faktor inflacije se upošteva pri določitvi elementov regulativnega okvira za posamezno leto regulativnega obdobja, če ta akt pri izračunu le teh to izrecno določa. Faktor inflacije se izračuna na naslednji način:

$$NI_t = \frac{ni_t}{100},$$

kjer oznake pomenijo:

NI_t	faktor inflacije;
ni_t	načrtovana stopnja inflacije za povprečje leta iz Pomladanske napovedi gospodarskih gibanj (v nadaljnjem besedilu: pomladanska napoved), ki jo objavi Urad Republike Slovenije za makroekonomske analize in razvoj (v nadaljnjem besedilu: UMAR) v letu pred začetkom regulativnega obdobja (<i>leto t-1</i>);
t	leto regulativnega obdobja.

(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.

3.2. Upravičeni stroški

3.2.1. Določanje upravičenih stroškov

15. člen (določitev upravičenih stroškov)

(1) Upravičeni stroški so zgolj tisti stroški, ki izpolnjujejo kriterije za določitev in priznavanje v skladu s tem aktom. Določeni so na način, da spodbujajo stroškovno učinkovitosti poslovanja ter uporabo sistema.

(2) Pri določitvi upravičenih stroškov se upoštevajo naslednji kriteriji:

- namenska raba sredstev;
- gospodarna in učinkovita raba sredstev;
- zagotavljanje kakovosti oskrbe in
- upoštevanje zgolj tistih upravičenih stroškov, ki so neposreden pogoj in posledica opravljanja dejavnosti elektrooperaterja in nimajo značaja privatnosti ter so v skladu z običajno poslovno prakso.

(3) Kriterija značaj privatnosti in skladnost z običajno poslovno prakso iz prejšnjega odstavka se presojata po davčni zakonodaji.

(4) Stroški, ki niso priznani kot upravičeni stroški in se krijejo iz priznanega reguliranega donosa na sredstva, so:

1. stroški, ki se nanašajo na plače in druge vrste plačil delavcem na podlagi uspešnosti poslovanja vključno s pripadajočimi dajatvami;
2. stroški nagrad in druga plačila na podlagi uspešnosti poslovanja članom organov vodenja in nadzora vključno s pripadajočimi dajatvami;
3. stroški regresa za letni dopust, obračunan nad najnižjo vrednostjo, določeno v zakonu, ki ureja delovna razmerja;
4. stroški dodatnega pokojninskega zavarovanja;
5. stroški oglaševanja, sponzorstev;
6. stroški donacij;
7. stroški, ki so nepriznani odhodki v skladu s predpisi, ki urejajo davke;
8. stroški, ki niso neposreden pogoj in posledica opravljanja dejavnosti elektrooperaterja;
9. stroški, ki so povezani s sredstvi, ki niso neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti iz drugega odstavka 50. člena tega akta;
10. izplačana nadomestila uporabnikom zaradi dokazanih kršitev zajamčenih standardov kakovosti oskrbe;
11. stroški in odhodki, ki nastanejo kot posledica vračila brezplačno prevzetih sredstev vključno z denarnimi sredstvi;
12. stroški in odhodki, ki so posledica enkratnih poslovnih dogodkov;
13. stroški amortizacije iz 45. člena tega akta;
14. omrežnina za čezmerno prevzeto jalovo energijo, ki na podlagi ugotovljenih količin pripada sistemskemu operaterju, ni upravičeni strošek distribucijskega operaterja, če presega skupno vrednost omrežnine za čezmerno prevzeto jalovo energijo, zaračunano končnim odjemalcem na distribucijskem sistemu in

15. drugi stroški, ki so določeni v tem aktu.

(5) Za potrebe tega akta se stroški iz 7. točke prejšnjega odstavka presojujejo v skladu s predpisi, ki urejajo davek od dohodka pravnih oseb in so:

1. stroški, ki se nanašajo na privatno življenje;
2. odhodki za stroške prisilne izterjave davkov ali drugih dajatev;
3. odhodki za kazni, ki jih izreče pristojni organ;
4. odhodki v višini 40 odstotkov stroškov reprezentance;
5. odhodki za plače, druga izplačila v zvezi z zaposlitvijo ter nadomestila plače za čas odsotnosti z dela zaradi izrabe letnega dopusta in zaradi drugih odsotnosti z dela poslovnih delavcev, prokuristov in delavcev s posebnimi pooblastili in odgovornostmi, ki presegajo znesek, obračunan v skladu z zakonom oziroma pogodbo o zaposlitvi;
6. odhodki za zagotavljanje bonitet in drugih izplačil v zvezi z zaposlitvijo, če niso obdavčeni po davčni zakonodaji;
7. podkupnine in druge oblike premoženjskih koristi in
8. drugi odhodki, ki se ne priznajo v skladu z 29. členom Zakona o davku od dohodkov pravnih oseb (Uradni list RS, št. 117/06, 56/08, 76/08, 5/09, 96/09, 110/09 – ZDavP-2B, 43/10, 59/11, 24/12, 30/12, 94/12, 81/13, 50/14, 23/15, 82/15, 68/16, 69/17, 79/18, 66/19 in 172/21).

(6) Stroški, ki se nanašajo na plače in druge vrste plačil delavcem in članom organov vodenja in nadzora iz 1. in 2. točke četrtega odstavka tega člena, se upoštevajo v višini, ki se obračuna v skladu z zakonom in kolektivno pogodbo, ki velja za elektrogospodarstvo, razen stroški in odhodki, ki se nanašajo na plače in druge vrste plačil delavcem in članom organov vodenja in nadzora na podlagi uspešnosti poslovanja vključno s pripadajočimi dajatvami. Druge vrste plačil delavcem in članom organov vodenja in nadzora so vsa plačila, ki jih zraven plače ti prejmejo in so določena z zakonom in kolektivno pogodbo, ki velja za elektrogospodarstvo. Plača in druge vrste plačil iz naslova uspešnosti poslovanja so posledica dogovora med delodajalci in delavci (sindikati), zato se krijejo iz priznanega reguliranega donosa na sredstva.

(7) Upravičeni stroški za posamezno leto regulativnega obdobja se izračunajo na naslednji način:

$$US_t = SDV_t + SEEI_t + AM_t + RDS_t + SS_t + SSP_t + \Delta S(Q)_t + \Delta S(E)_t + RI_t + S_t \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

US_t upravičeni stroški;

SDV_t stroški delovanja in vzdrževanja;

$SEEI_t$	stroški električne energije za izgube v omrežju;
AM_t	stroški amortizacije;
RDS_t	reguliran donos na sredstva;
SS_t	stroški sistemskih storitev;
SSP_t	stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja;
$\Delta S(Q)_t$	kakovost oskrbe;
$\Delta S(E)_t$	uspešnost naložb v pametna omrežja;
RI_t	stroški raziskav in inovacij;
S_t	spodbude;
t	leto regulativnega obdobja.

(8) V upravičenih stroških so tudi stroški, ki se pokrivajo iz plačila za druge storitve, ki je določeno v skladu z metodologijo za obračunavanje omrežnine.

(9) Upravičeni stroški regulativnega obdobja za elektrooperaterja se izračunajo kot vsota upravičenih stroškov posameznih let regulativnega obdobja.

(10) Dodatno se za distribucijskega operaterja upravičeni stroški za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo kot vsota upravičenih stroškov distribucijskega operaterja in distribucijskih podjetij.

(11) Če je distribucijski operater prenesel izvajanje nalog na distribucijsko podjetje, se upravičeni stroški distribucijskega operaterja in distribucijskih podjetij korigirajo za stroške prenesenih nalog iz distribucijskega podjetja nazaj na distribucijskega operaterja v skladu s petim odstavkom 125. člena tega akta.

3.2.2. Stroški delovanja in vzdrževanja

3.2.2.1. Splošno

16. člen **(stroški delovanja in vzdrževanja)**

(1) Stroški delovanja in vzdrževanja (SDV_i) so stroški, ki nastajajo v zvezi z delovanjem in vzdrževanjem sistema v skladu s predpisi, slovenskimi tehničnimi standardi in zahtevami sistemskih obratovalnih navodil.

(2) Stroški delovanja in vzdrževanja se v splošnem obravnavajo kot nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, izjemoma pa kot nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja.

(3) Stroški delovanja in vzdrževanja iz prejšnjega odstavka ne vključujejo stroškov, ki so upoštevani v drugih upravičenih stroških. Ti stroški so:

1. stroški in odhodki, ki so vkalkulirani v usredstvene lastne proizvode in storitve v višini izkazanih prihodkov za te namene;
2. stroški raziskav in inovacij;
3. stroški električne energije za izgube v omrežju;
4. stroški sistemskih storitev;
5. stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja;
6. stroški najemnin za distribucijski sistem, če distribucijski operater ni lastnik distribucijskega sistema ali njegovega dela;
7. stroški amortizacije;
8. stroški storitev iz naslova prenosa nalog distribucijskega operaterja na distribucijsko podjetje (plačilo za izvajanje nalog) in
9. stroški iz naslova odstopanja od regulativnega okvira tekočega leta ali preteklih let, če ti niso vključeni že v 6. in 8. točki tega odstavka.

3.2.2.2. Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja

17. člen **(kriteriji za ugotavljanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja)**

(1) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja ($NSDV_t$) elektrooperaterja so zamejeni in so odvisni od naložb v sredstva, ki se odražajo v spremembi dolžine vodov in števila postaj. Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja so odvisni tudi od števila uporabnikov.

(2) Če ta akt ne določa drugače, so nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja:

1. nabavna vrednost prodanega materiala in blaga;
2. stroški materiala;
3. stroški storitev;
4. stroški dela;
5. prevrednotovalni poslovni odhodki, razen prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi z neopredmetenimi sredstvi, opredmetenimi osnovnimi sredstvi in naložbenimi nepremičninami, ki se obravnavajo v okviru amortizacije;
6. drugi poslovni odhodki in

7. drugi odhodki.

18. člen
(določitev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za
sistemskega operaterja)

(1) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja ($NSDV_t$) za posamezno leto regulativnega obdobja za sistemskega operaterja se izračunajo na naslednji način:

$$NSDV_t = NSDVvzd_t + NSDVmd_t \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

$NSDV_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja;
$NSDVvzd_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja prenosnega sistema;
$NSDVmd_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova mednarodnega delovanja;
t	leto regulativnega obdobja.

(2) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja prenosnega sistema ($NSDVvzd_t$) za posamezno leto regulativnega obdobja za sistemskega operaterja se izračunajo na naslednji način:

$$NSDVvzd_t = ((dvzd \cdot NSDV_{pt}) \cdot (1 + NI_t) \cdot (1 - U_t)) + ((\Delta NSDVvodi_t + \Delta NSDVpostaje_t) \cdot 0,3) \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

$NSDVvzd_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja sistema;
$dvzd$	delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni vzdrževanju elektroenergetske infrastrukture in obratovanju sistema;
$NSDV_{pt}$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja predhodnega leta (pt);
U_t	faktor učinkovitosti;

NI_t	faktor načrtovane letne inflacije;
$\Delta NSDVvodi_t$	povečanje ali zmanjšanje $NSDVvzd_t$ zaradi spremembe dolžine vodov;
$\Delta NSDVpostaje_t$	povečanje ali zmanjšanje $NSDVvzd_t$ zaradi spremembe števila postaj;
pt	predhodno leto;
t	leto regulativnega obdobja.

(3) Povečanje ali zmanjšanje $NSDVvzd_t$ zaradi spremembe dolžine vodov ($\Delta NSDVvodi_t$) iz prejšnjega odstavka se v posameznem letu regulativnega obdobja izračuna tako, da se $NSDVvzd_{pt}$, korigirani z načrtovano inflacijo in zahtevano učinkovitostjo, pomnožijo z deležem $NSDVvzd_t$, ki je namenjen vzdrževanju vodov ($ivodi$) in odstotkom spremembe dolžine vodov ($ivodi$).

(4) Povečanje ali zmanjšanje $NSDVvzd_t$ zaradi spremembe števila postaj ($\Delta NSDVpostaje_t$) iz drugega odstavka tega člena se v posameznem letu regulativnega obdobja izračuna tako, da se $NSDVvzd_{pt}$, korigirani z načrtovano inflacijo in zahtevano učinkovitostjo, pomnožijo z deležem $NSDVvzd_t$, ki je namenjen vzdrževanju postaj ($dpostaje$), in odstotkom spremembe števila postaj ($ipostaje$).

(5) Odstotek spremembe dolžine vodov ($ivodi$) iz tretjega odstavka tega člena in odstotek spremembe števila postaj ($ipostaje$) iz prejšnjega odstavka se izračuna s primerjavo stanja na dan 31. december posameznega leta regulativnega obdobja (t) glede na stanje na dan 31. december predhodnega leta (pt).

(6) Postaje iz drugega odstavka tega člena se za systemskega operaterja izračunajo kot vsota visokonapetostnih (v nadaljnjem besedilu: VN) polj v razdelilno-transformatorskih postajah (v nadaljnjem besedilu: RTP), razdelilnih postajah (v nadaljnjem besedilu: RP), elektronapajalnih postajah (v nadaljnjem besedilu: ENP) in stikališčih. Visokonapetostna (VN) polja so: daljnovidna in kablovodna, transformatorska, zvezna, merilna in ozemljilna.

(7) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova mednarodnega delovanja ($NSDVmd_t$) za posamezno leto regulativnega obdobja za systemskega operaterja se izračunajo na naslednji način:

$$NSDVmd_t = dmd \cdot NSDV_{pt} \cdot (1 + NI_t) \cdot (1 - U_t) \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$NSDVmd_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova mednarodnega poslovanja;
------------	--

<i>dmd</i>	delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so vezani na projekte mednarodnega sodelovanja pri čezmejnem trgovanju na dolgoročnih in kratkoročnih trgih, na področje varnega in zanesljivega obratovanja in na področje izravnave nenamernih odstopanj;
$NSDV_{pt}$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja predhodnega leta;
U_t	faktor učinkovitosti;
NI_t	faktor načrtovane letne inflacije;
<i>pt</i>	predhodno leto;
<i>t</i>	leto regulativnega obdobja.

19. člen **(določitev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za distribucijskega operaterja)**

(1) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja ($NSDV_t$) za posamezno leto regulativnega obdobja za distribucijskega operaterja se izračunajo na naslednji način:

$$NSDV_t = NSDVvzd_t + NSDVstr_t \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$NSDV_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja;
$NSDVvzd_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema;
$NSDVstr_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova storitev za uporabnike;
<i>t</i>	leto regulativnega obdobja.

(2) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema ($NSDVvzd_t$) posameznega leta regulativnega obdobja se za distribucijskega operaterja izračunajo v skladu z drugim odstavkom 18. člena tega akta.

(3) Postaje iz drugega odstavka 18. člena tega akta, ki so v lasti ali najemu, se za distribucijskega operaterja izračunajo kot vsota:

- VN polj v RTP, ENP in stikališčih,

- srednjenapetostnih (SN) celic v RTP-jih in RP-jih in
- transformatorskih postaj (v nadaljnjem besedilu: TP).

(4) Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova storitev za uporabnike ($NSDV_{str_t}$) za posamezno leto regulativnega obdobja za distribucijskega operaterja se izračunajo na naslednji način:

$$NSDV_{str_t} = (dstr \cdot NSDV_{pt} \cdot (1 + NI_t) \cdot (1 - U_t)) + (\Delta NSDV_{uporabniki_t} \cdot 0,3) \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$NSDV_{str_t}$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova storitev za uporabnike;
$dstr$	delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni zagotavljanju storitev za uporabnike;
$NSDV_{pt}$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja predhodnega leta;
U_t	faktor učinkovitosti;
NI_t	faktor načrtovane letne inflacije;
$\Delta NSDV_{uporabniki_t}$	povečanje ali zmanjšanje $NSDV_{str_t}$ zaradi spremembe števila uporabnikov;
pt	predhodno leto;
t	leto regulativnega obdobja.

(5) Uporabniki iz prejšnjega odstavka se določijo kot vsota končnih odjemalcev in proizvajalcev.

(6) Končni odjemalci iz prejšnjega odstavka se določijo kot vsota:

- prevzemno-predajnih mest brez proizvodnih naprav za proizvodnjo električne energije na obnovljive vire in soproizvodnjo z visokim izkoristkom v notranji instalaciji in
- prevzemno-predajnih mest, ki imajo v svojem notranjem omrežju za prevzemno-predajnim mestom priključene proizvodne naprave za proizvodnjo električne energije na obnovljive vire in soproizvodnjo z visokim izkoristkom.

(7) Proizvajalci iz petega odstavka tega člena se določijo kot vsota:

- prevzemno-predajnih mest, ki imajo v svojem notranjem omrežju za prevzemno-predajnim mestom priključene proizvodne naprave za proizvodnjo

električne energije na obnovljive vire in sproizvodnjo z visokim izkoristkom, in

- prevzemno-predajnih mest, na katerih so direktno na omrežje priključene proizvodne naprave za proizvodnjo električne energije na obnovljive vire in sproizvodnjo z visokim izkoristkom, brez lastnega odjema.

(8) Povečanje ali zmanjšanje $NSDV_{str_t}$ zaradi spremembe števila uporabnikov ($\Delta NSDV_{uporabniki_t}$) iz četrtega odstavka tega člena se v posameznem letu regulativnega obdobja izračuna tako, da se $NSDV_{str_t}$, korigirani z načrtovano inflacijo in zahtevano učinkovitostjo, pomnožijo z odstotkom spremembe števila uporabnikov ($i_{uporabniki}$).

(9) Odstotek spremembe števila uporabnikov ($i_{uporabniki}$) iz prejšnjega odstavka se izračuna s primerjavo stanja na dan 31. december posameznega leta regulativnega obdobja (t) glede na stanje na dan 31. december predhodnega leta (pt).

20. člen

(osnova za določitev načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja)

(1) Za določitev načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za prvo leto regulativnega obdobja se za elektrooperaterja upoštevajo načrtovani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja predhodnega leta ($NSDV_{pt}$). To so načrtovani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja zadnjega leta regulativnega obdobja pred začetkom novega regulativnega obdobja. Če agencija pri določitvi regulativnega okvira upošteva četrty odstavek 53. člena tega akta, se $NSDV_{pt}$ za prvo leto regulativnega obdobja ustrezno spremenijo.

(2) Za določitev načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se načrtovana povprečna deleža nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ($dvzd$ in dmd) systemskega operaterja izračunata na podlagi priznanih $NSDV_{pt}$ in priznanih $dvzd$ in dmd iz izračuna odstopanj let $t-5$, $t-4$ in $t-3$ pred začetkom regulativnega obdobja ter sta enaka za vsa leta regulativnega obdobja. Prav tako se na podlagi priznanih deležev $dvodi$ in $dpostaje$ iz izračuna odstopanj let $t-5$, $t-4$ in $t-3$ pred začetkom regulativnega obdobja in $NSDV_{vzd_t}$ izračunanih v skladu s prejšnjim stavkom, izračunata načrtovana povprečna deleža $dvodi$ in $dpostaje$ in sta enaka za vsa leta regulativnega obdobja.

(3) Za določitev načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se za določitev načrtovanih povprečnih deležev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ($dvzd$ in $dstr$) v celotnih nadzorovanih stroških delovanja in vzdrževanja za distribucijskega operaterja upoštevajo podatki iz izračuna odstopanj let $t-5$, $t-4$ in $t-3$ distribucijskega operaterja o finančni realizaciji vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in finančni realizaciji storitev za uporabnike. Prav tako se na podlagi podatkov distribucijskega operaterja iz izračuna odstopanj let $t-5$, $t-4$ in $t-3$ o finančni realizaciji vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture izračunata povprečna načrtovana deleža $NSDV_{vzd_t}$, ki sta namenjena vzdrževanju vodov in postaj ($dvodi$ in $dpostaje$) v celotnih $NSDV_{vzd_t}$. Načrtovani deleži iz tega odstavka so enaki za vsa leta regulativnega obdobja.

(4) Načrtovana sprememba dolžine vodov (*ivodi*), sprememba števila postaj (*ipostaje*) in sprememba števila uporabnikov (*iuporabniki*) se izračunajo na podlagi načrta elektrooperaterjev.

(5) Razmejitev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na vzdrževanje elektroenergetske infrastrukture in na storitve za uporabnike določi distribucijski operater ob sodelovanju distribucijskih podjetij.

21. člen **(opredelitev faktorja učinkovitosti)**

(1) Pri določitvi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se za posamezno leto regulativnega obdobja upošteva zahtevano povečevanje učinkovitosti, ki se odraža v faktorju učinkovitosti za posamezno leto regulativnega obdobja (U_t). Faktor učinkovitosti odraža zahtevo po potrebnem znižanju nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja.

(2) Faktor učinkovitosti za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna na naslednji način:

$$U_t = 1 - \left(1 - \frac{USpl_t}{100}\right) \times {}^{Tro}\sqrt{ISU},$$

kjer oznake pomenijo:

U_t	faktor učinkovitosti, zaokrožen na dve decimalni mesti;
$USpl_t$	načrtovana splošna produktivnost gospodarstva, opredeljena kot stopnja rasti produktivnosti dela (BDP na zaposlenega) iz pomladanske napovedi, ki jo objavi UMAR v letu pred začetkom regulativnega obdobja (leto $t-1$);
t	leto regulativnega obdobja;
Tro	trajanje regulativnega obdobja, izraženo s številom let;
ISU	faktor individualne stroškovne učinkovitosti.

(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.

(4) Faktor individualne stroškovne učinkovitosti (ISU) elektrooperaterja določa I. poglavje Priloge 1, ki je sestavni del tega akta.

(5) Pri določitvi faktorja individualne učinkovitosti lahko agencija upošteva tudi premik mejnega področja.

22. člen

(pravila za določitev priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja)

(1) Priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo tako, da se upoštevajo določbe 3.2.2.2. pododseka II. poglavja tega akta in pravila iz tega člena.

(2) Pravila za določitev priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja so:

1. osnova za izračun priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ($NSDV_t$) so priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja predhodnega leta ($NSDV_{pt}$);
2. če distribucijski operater nima več v lasti in ne razvija, vodi in upravlja polnilnih mest za električna vozila ali ne ponuja več storitev polnjenja, razen za zasebna polnilna mesta, ki so namenjena izključno njegovi lastni uporabi, se priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja predhodnega leta ($NSDV_{pt}$) iz prejšnje točke zmanjšajo za predhodno priznane stroške, ki se nanašajo na polnilna mesta ali storitev polnjenja;
3. priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture ter obratovanja sistema ($NSDV_{vzd_t}$) se izračunajo na podlagi priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja predhodnega leta ($NSDV_{pt}$) iz 1. točke tega odstavka, realiziranega deleža nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni vzdrževanju elektroenergetske infrastrukture in obratovanju sistema ($dvzd$) ter ob upoštevanju vpliva spremembe realiziranega stanja dolžine vodov in števila postaj na dan 31. december glede na predhodno leto;
4. priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja iz naslova storitev za uporabnike ($NSDV_{str_t}$) se izračunajo na podlagi priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja predhodnega leta ($NSDV_{pt}$) iz 1. točke tega odstavka, realiziranega deleža nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni zagotavljanju storitev za uporabnike ($dstr$), ter ob upoštevanju vpliva spremembe števila uporabnikov na dan 31. december glede na predhodno leto;
5. priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja systemskega operaterja iz naslova mednarodnega delovanja ($NSDV_{md_t}$) se izračunajo na podlagi priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja predhodnega leta ($NSDV_{pt}$) iz 1. točke tega odstavka in realiziranega deleža nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so vezani na projekte mednarodnega sodelovanja pri čezmejnem trgovanju na dolgoročnih in kratkoročnih trgih, na področje varnega in zanesljivega obratovanja in na področje izravnave nenamernih odstopanj (dm);
6. realizirani deleži se preračunajo na podlagi realiziranih podatkov, in sicer:
 - delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja elektrooperaterjev, ki so namenjeni vzdrževanju elektroenergetske infrastrukture in obratovanju sistema ($dvzd$);

- delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja, ki so namenjeni zagotavljanju storitev za uporabnike (*dstr*);
 - delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so vezani na projekte mednarodnega sodelovanja pri čezmejnem trgovanju na dolgoročnih in kratkoročnih trgih, na področje varnega in zanesljivega obratovanja in na področje izravnave nenamernih odstopanj sistemskega operaterja (*dm*) in
 - delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture ter obratovanja sistema (*NSDVvzd_t*), ki je namenjen vzdrževanju vodov (*dvodi*) in delež teh stroškov, ki je namenjen vzdrževanju postaj (*dpostaje*), in
7. na podlagi realiziranih podatkov se preračunajo tudi sprememba dolžine vodov (*ivodi*), sprememba števila postaj (*ipostaje*) in sprememba števila uporabnikov (*iuporabniki*).

3.2.2.3. Nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja

23. člen (vrste nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja)

Nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja (*NNSDV*) so:

1. nadomestilo sistemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije;
2. vplačila v mehanizmu medsebojnih nadomestil med sistemskimi operaterji (Inter TSO Compensation; v nadaljnjem besedilu: mehanizem ITC);
3. stroški, povezani z električno energijo za izravnavo sistema, in stroški odstopanj iz tega naslova;
4. stroški škod;
5. stroški električne energije za zasilno in nujno oskrbo, ki se kupuje v skladu s pravili, veljavnimi za nakup električne energije za izgube v omrežju po tem aktu;
6. stroški, ki vključujejo stroškovne kategorije i, ii, iii in iv iz 3. člena metodologije UCI na podlagi upoštevanja določil metodologije UCI in priporočila ACER, in
7. nadomestila stroškov dela, ki se refundirajo, in prihodki za pokrivanje teh nadomestil niso državna pomoč.

24. člen (stroški škod)

(1) Upravičeni stroški škod iz 4. točke 23. člena tega akta so stroški, ki so posledica nesreč in nastanejo na nepremičninah in premičninah (v nadaljnjem besedilu: poškodovano sredstvo). Stroški škod obsegajo stroške popravil in

zamenjave poškodovanih sredstev ali delov sredstev za povrnitev in postavitve poškodovanih sredstev v stanje, v katerem je bilo pred nastankom nesreče. Stroški škod so naslednji:

- tekoči stroški za popravila, če gre za poškodbe, pri katerih se s popravilom odpravi poškodba in pri tem ne gre za zamenjavo dela ali celega sredstva (v naravi so to stroški materiala, storitev, dela in drugo), in
- prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi z izločitvijo poškodovanega sredstva, če je poškodba tako velika, da je zaradi poškodbe treba zamenjati del ali celo sredstvo, da sredstvo ohrani svojo funkcijo.

(2) Nesreča iz prejšnjega odstavka je dogodek, ki ima za posledico nastanek škode na elektroenergetski infrastrukturi in ostalih sredstvih in jih povzročijo:

1. tretje osebe ali uporabniki;
2. lastni kadri elektrooperaterja oziroma podizvajalci elektrooperaterja pri izvajanju del;
3. divje ali domače živali;
4. naravni pojavi in vplivi vremena ter
5. druge nesreče v skladu z zakonom, ki ureja varstvo pred naravnimi in drugimi nesrečami.

(3) Med stroški škod se ne upoštevajo stroški, ki so posledica nadgradnje ali posodobitve sredstva, in stroški škod, ki so vkalkulirani v usredstvene lastne proizvode in storitve.

(4) Vir za pokrivanje stroškov škod je odškodnina, ki jo prejme elektrooperater od zavarovalnice ali tretje osebe, in omrežnina v višini 10 odstotkov letnih stroškov škod, ugotovljenih v skladu z določbami tega akta.

(5) Morebitna razlika med stroški škod in viri za pokrivanje le-teh se krije iz priznanega reguliranega donosa na sredstva.

(6) Elektrooperater mora voditi posebno evidenco o stroških škod po vrstah stroškov in povzročiteljih.

25. člen **(določitev načrtovanih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja)**

Načrtovani nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja za posamezno leto regulativnega obdobja se izračunajo na naslednji način:

$$NNSDV_t = NNSDV_{pt} \cdot (1 + NI_t) \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$NNSDV_t$	nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja za posamezno leto regulativnega obdobja;
$NNSDV_{pt}$	nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja predhodnega leta;
NI_t	faktor načrtovane letne inflacije;
pt	predhodno leto;
t	leto regulativnega obdobja.

26. člen

(osnova za določitev načrtovanih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja)

(1) Ne glede na določbe 25. člena tega akta in ob upoštevanju kriterijev iz 3.2.2.3. pododseka II. poglavja tega akta se pri določitvi načrtovanih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za prvo leto regulativnega obdobja namesto $NNSDV_{pt}$ upošteva povprečje realiziranih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja let $t-5$, $t-4$ in $t-3$ pred začetkom regulativnega obdobja.

(2) Ne glede na prvi odstavek tega člena se nadomestilo sistemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije za prvo leto regulativnega obdobja načrtuje na podlagi načrta agencije, sprejetega v skladu z energetsko zakonodajo, v naslednjih letih pa v skladu s 25. členom tega akta.

(3) Stroški škod se za posamezno leto regulativnega obdobja ne načrtujejo vnaprej.

(4) Ne glede na prvi odstavek tega člena se stroški, ki vključujejo stroškovne kategorije i, ii, iii in iv iz 3. člena metodologije UCI, načrtujejo na podlagi s strani agencije opravljene presoje ocene teh stroškovnih kategorij, ki jo predloži sistemski operater.

27. člen

(pravila za določitev priznanih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja)

(1) Priznani nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo tako, da se upoštevajo določbe 3.2.2.3. pododseka II. poglavja tega akta in pravili iz tega člena.

(2) Pravili za določitev priznanih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja sta:

1. priznani stroški škod se določijo v višini odškodnine, ki jo prejme elektrooperater od zavarovalnice ali tretje osebe in 10 odstotkov stroškov škod, ki so ugotovljeni v skladu s 24. členom tega akta, in
2. preostali priznani nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz 23. člena tega akta se ugotovijo na podlagi realiziranih stroškov in odhodkov iz poslovnih

knjig elektrooperaterja ob upoštevanju določb 3.2.2.3. pododseka II. poglavja tega akta.

3.2.3. Stroški električne energije za izgube v omrežju

28. člen (določitev stroškov električne energije za izgube v omrežju)

Stroški električne energije za izgube v omrežju (*SEEI*) se za elektrooperaterja določijo na podlagi količin izgub električne energije in ob upoštevanju cene električne energije ter se izračunajo na način:

$$SEEI_t = W_{izg_t} \cdot CenaEE_t [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$SEEI_t$	stroški električne energije za izgube v omrežju na prenosnem sistemu ali distribucijskem sistemu;
W_{izg_t}	količine izgub električne energije v omrežju na prenosnem sistemu ali distribucijskem sistemu;
$CenaEE_t$	cena električne energije;
t	leto regulativnega obdobja.

29. člen (podlage za ugotavljanje in način določanja načrtovanih količin električne energije za izgube v omrežju)

(1) Količine letnih izgub v omrežju po posameznem distribucijskem podjetju znotraj distribucijskega operaterja se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami električne energije, evidentiranimi na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom, ter količinami električne energije v medsebojni (medsosedski) izmenjavi (iz tujine) in količinami električne energije, izmerjenimi na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih oziroma uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem na distribucijskem sistemu distribucijskega operaterja. 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 distribucijskimi podjetji. Količine izgub na distribucijskem sistemu se izračunajo na naslednji način:

$$W_{izg_dis} = W_{pren} + W_{pro} \pm W_{izm_dis} - W_{ko} [kWh],$$

kjer oznake pomenijo:

W_{izg_dis}	količine izgub električne energije na distribucijskem sistemu;
----------------	--

W_{pren}	količine evidentirane električne energije na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom;
W_{pro}	oddana količina električne energije proizvajalcev na distribucijskem sistemu;
W_{izm_dis}	količine medsebojne izmenjave električne energije med distribucijskimi podjetji znotraj distribucijskega operaterja;
W_{ko}	količina izmerjene električne energije pri končnih odjemalcih na distribucijskem sistemu in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem.

(2) Načrtovane količine izgub v posameznem letu regulativnega obdobja in na območju posameznega distribucijskega podjetja se določi na podlagi priznanega odstotka količinskih izgub $\bar{w}_{dis,p}$ in ob upoštevanju načrtovane letne porabe električne energije pri končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem $W_{ko_dis,t}$. Za določitev priznanega odstotka količinskih izgub se upoštevajo realizirane količine na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem na sistemu distribucijskega operaterja v obdobju, ki zajema leta i ($t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja), pri čemer predstavlja t prvo leto regulativnega obdobja.

$$W_{načrt_izg_dis,t} = \bar{w}_{dis,p} \cdot W_{ko_dis,t} \text{ [kWh]},$$

$$\bar{w}_{dis,p} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^{i=3} \frac{W_{izg_dis,i}}{W_{odd,i}} \text{ [%]},$$

kjer oznake pomenijo:

$W_{načrt_izg_dis,t}$	načrtovane količine izgub električne energije v posameznem letu regulativnega obdobja t na območju distribucijskega podjetja;
$\bar{w}_{dis,p}$	priznan odstotek količinskih izgub za regulativno obdobje za posamezno distribucijsko podjetje;
t	leto regulativnega obdobja;
$W_{odd,i}$	iz distribucijskega sistema oddane skupne letne količine električne energije, ki zajemajo: <ul style="list-style-type: none"> – količine medsebojne izmenjave električne energije med distribucijskimi podjetji znotraj distribucijskega operaterja in – količine električne energije izmerjene pri končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem;
$W_{ko_dis,t}$	načrtovana poraba električne energije pri končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem na območju distribucijskega podjetja v letu t .

(3) Količine letnih 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 oziroma uporabnikov sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem, priključenih na prenosni sistem v posameznih letih in na povezovalnih vodih do sosednjih čezmejnih prenosnih sistemov, na naslednji način:

$$W_{izg_pren} = W_{pro} \pm W_{tranz} - W_{izm_dis} - W_{ko_pren} [kWh],$$

kjer oznake pomenijo:

W_{izg_pren}	količine izgub električne energije na prenosnem sistemu;
W_{pro}	oddana količina električne energije proizvajalcev na prenosnem sistemu;
W_{izm_dis}	količine medsebojne izmenjave električne energije med distribucijskimi podjetji znotraj distribucijskega operaterja;
W_{ko_pren}	količina izmerjene električne energije pri končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem, na prenosnem sistemu;
W_{tranz}	količine izgub električne energije na povezovalnih vodih do sosednjih čezmejnih prenosnih sistemov.

(4) Načrtovane količine izgub v posameznem letu regulativnega obdobja za prenosni sistem se določijo na podlagi priznanega odstotka količinskih izgub \bar{w}_{pren} in ob upoštevanju načrtovane letne porabe električne energije pri vseh končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem W_{ko_t} ter zajemajo količine izgub na povezovalnih vodih do sosednjih čezmejnih prenosnih sistemov. Za določitev priznanega odstotka količinskih izgub se upoštevajo realizirane količine na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem na prenosnem in distribucijskem sistemu v obdobju, ki zajema leta i ($t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja), pri čemer predstavlja t prvo leto regulativnega obdobja.

$$W_{načrt_izg_pren_t} = \bar{w}_{pren} \cdot W_{ko_t} [kWh],$$

$$\bar{w}_{pren} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^{i=3} \frac{W_{izg_pren_i}}{W_{ko_i}} [\%],$$

kjer oznake pomenijo:

$W_{načrt_izg_pren_t}$	načrtovane količine izgub v posameznem letu regulativnega obdobja na prenosnem sistemu;
\bar{w}_{pren}	priznan odstotek količinskih izgub za regulativno obdobje za prenosni sistem;

t	leto regulativnega obdobja;
$W_{ko,t}$	načrtovana poraba električne energije pri vseh končnih odjemalcih na prenosnem in distribucijskem sistemu in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem v letu t .

30. člen

(obveznost posredovanja podatkov o načrtovani porabi električne energije)

(1) Elektrooperater je dolžan izdelati količinski načrt letne porabe električne energije končnih odjemalcev ter uporabnikov sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem, za celotno načrtovano regulativno obdobje po posameznih letih ter ga posredovati agenciji na njeno zahtevo. Distribucijski operater pripravi načrtovani količinski obseg porabe električne energije še po distribucijskih podjetjih.

(2) Načrtovani obseg porabe za potrebe ugotavljanja upravičenih stroškov dokončno pripravi in določi agencija po predhodni uskladitvi z napovedmi elektrooperaterjev in elektroenergetsko bilanco.

31. člen

(določitev načrtovane cene električne energije za izgube v omrežju)

Za posamezno leto regulativnega obdobja se načrtovana cena električne energije za izgube za že izvedene nakupe določi na podlagi že doseženih cen izvedenih letnih nakupov električne energije za izgube, za preostale količine električne energije za izgube se načrtovana cena določi na podlagi povprečja cen električne energije za produkta pasovne in vršne energije vseh dnevnih trgovanj za leto regulativnega obdobja do vključno 31. avgusta leta pred začetkom regulativnega obdobja, doseženih na madžarski energetske borzi. V načrtovani letni ceni je upoštevan 75-odstotni delež cene za pasovno energijo in 25-odstotni delež cene za vršno energijo, kar izhaja iz profila povprečnega dnevnega diagrama porabe električne energije v Republiki Sloveniji.

32. člen

(pravila za določitev priznanih stroškov električne energije za izgube v omrežju)

Priznani stroški električne energije za izgube v omrežju se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo v skladu z 28. členom tega akta in pravili iz tega člena, ki so:

1. priznane cene električne energije za izgube za elektrooperaterja se določijo na podlagi realiziranih tržnih cen dolgoročnih in kratkoročnih nakupov električne energije za posamezno leto regulativnega obdobja, ki jih elektrooperater izvede na pregleden način na trgu z električno energijo, ter cen odstopanj, ki jih izračuna in objavi operater trga z električno energijo. Agencija presoja, ali so nakupne cene, ki jih je dosegel elektrooperater na tržen način, najugodnejše;

2. priznane količine električne energije za izgube za distribucijskega operaterja, so določene na podlagi realiziranih količin električne energije, zaračunane končnim odjemalcem in drugim zavezancem za plačilo omrežnine ter priznanega odstotka količinskih izgub električne energije v omrežju, ki je določen v odločbi o regulativnem okviru v skladu z 29. členom tega akta, in
3. priznane količine električne energije za izgube za systemskega operaterja so enake realiziranim količinam električne energije za izgube na prenosnem sistemu, evidentiranih v uradni evidenci informacijskega sistema ministrstva, pristojnega za energijo, v katere so vključene količine električne energije za izgube, ki se systemskemu operaterju priznajo v mehanizmu ITC.

3.2.4. Stroški systemskih storitev

33. člen (določitev stroškov systemskih storitev)

Stroški systemskih storitev (*SS*) se izračunajo kot vsota stroškov posameznih systemskih storitev, ki so frekvenčne in nefrekvenčne systemske storitve. Frekvenčne systemske storitve so zagotavljanje rezerve za vzdrževanje frekvence (*RVF*), avtomatske rezerve za povrnitev frekvence (*aRPF*) in ročne rezerve za povrnitev frekvence (*rRPF*), nefrekvenčne pa regulacija napetosti in jalove moči ter zagotavljanje zagona brez zunanega napajanja. Stroški posamezne frekvenčne systemske storitve se izračunajo na naslednji način:

$$SFSSn_t = KOLFSSn_t \cdot CenaFSSn_t [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

SFSSn_t stroški frekvenčne systemske storitve *n*;

KOLFSSn_t količine frekvenčne systemske storitve *n*;

CenaFSSn_t cena frekvenčne systemske storitve *n*;

t leto regulativnega obdobja.

34. člen (zakup systemskih storitev)

(1) Za zagotavljanje dejanskega potrebnega obsega systemskih storitev iz naslednjega odstavka, učinkovite in pregledne porabe sredstev ter enakopravnosti med ponudniki mora systemski operater izvesti postopek zbiranja ponudb po enotnih kriterijih ločeno za posamezne systemske storitve. Za frekvenčne systemske storitve izvede te postopke v skladu z določili veljavne zakonodaje EU.

(2) Ponudnike frekvenčnih systemskih storitev systemski operater izbere na podlagi določb veljavne verzije Pravil in pogojev za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES, objavljene na spletni strani systemskega operaterja. Ta

izbor poteka na tržnih osnovah, pri njem pa lahko sodelujejo le ponudniki, ki jim je sistemski operater izdal potrdilo o tehnični sposobnosti izvajanja posamezne frekvenčne sistemske storitve.

(3) Ponudnike nefrekvenčnih sistemskih storitev sistemski operater izbere na podlagi kriterijev, temelječih na določenih sistemskih obratovalnih navodil za prenosni sistem in veljavne zakonodaje EU, ki jih v povabilu za zbiranje ponudb določi sistemski operater.

35. člen **(ocena in poročilo o zagotavljanju sistemskih storitev)**

(1) Sistemski operater najkasneje do 31. marca izdela oceno potrebnega obsega posameznih sistemskih storitev za naslednjih pet let, ki mora vsebovati količinski obseg s tehničnimi značilnostmi in utemeljitev obsega posameznih sistemskih storitev za posamezno leto, ki se deli na:

- posamezne vrste sistemskih storitev, potrebne skladno z veljavnimi predpisi;
- že zakupljene posamezne vrste sistemskih storitev, ki vključujejo tudi pogodbe o deljenju rezerv in medsebojni pomoči s sosednjimi sistemskimi operaterji;
- dodatno potrebne posamezne vrste sistemskih storitev.

(2) Najkasneje do 31. januarja sistemski operater izdela poročilo o zagotavljanju sistemskih storitev v preteklem letu, ki mora vsebovati:

- količinski obseg s tehničnimi značilnostmi in utemeljitev obsega posameznih sistemskih storitev za preteklo leto, strukturirano v skladu s prejšnjim odstavkom;
- odmike od načrtovanega obsega posameznih sistemskih storitev, ki jih je sistemski operater načrtoval v poročilu iz prejšnjega odstavka, in utemeljitev razlogov za nastale odmike;
- navedbe o izvedenih postopkih zakupa posameznih sistemskih storitev (način zbiranja ponudb in sklenjene pogodbe).

36. člen **(določitev načrtovanih stroškov sistemskih storitev)**

Pri določitvi načrtovanih stroškov posameznih sistemskih storitev v posameznem letu regulativnega obdobja agencija izhaja iz zadnjih razpoložljivih podatkov o doseženih tržnih cenah posamezne sistemske storitve do vključno 31. avgusta leta pred začetkom regulativnega obdobja ter količin, opredeljenih v prvem odstavku 35. člena tega akta. Za določitev načrtovanih stroškov posameznih sistemskih storitev za posamezno leto regulativnega obdobja se upošteva faktor načrtovane inflacije iz 14. člena tega akta.

37. člen **(pravila za določitev priznanih stroškov sistemskih storitev)**

Priznani stroški sistemskih storitev se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo na podlagi količinskega obsega posameznih realiziranih sistemskih storitev in doseženih cen ob upoštevanju določb 3.2.4. odseka II. poglavja tega akta.

3.2.5. Strošek storitev prožnosti distribucijskega operaterja

38. člen (določitev stroškov storitev prožnosti)

(1) Stroški storitev prožnosti (*SSP*) za potrebe distribucijskega operaterja se izračunajo kot vsota stroškov posameznih storitev prožnosti. Obsegajo naslednje lokalne sistemske storitve:

- regulacijo napetosti (*sRN*),
- upravljanje prezasedenosti (*sUP*),
- upravljanje z zmogljivostmi omrežja (*sUZ*) in
- vodeno otočno obratovanje (*sOO*).

(2) V okviru storitev prožnosti razlikujemo med kratkoročnimi produkti za energijo, ki temeljijo na zmogljivosti zagotavljanja energije za potrebe sprotne aktivacije virov prožnosti, in srednjeročnimi oziroma dolgoročnimi produkti za moč, ki temeljijo na zmogljivosti zagotavljanja moči, za potrebe rezervacije virov prožnosti.

(3) Stroški posamezne storitev prožnosti se izračunajo na naslednji način:

$$SSPn_t = \sum_i KSPn_t \cdot CenaSPn_t \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

<i>SSPn_t</i>	stroški storitve prožnosti <i>n</i> ;
<i>KSPn_t</i>	količine storitve prožnosti <i>n</i> ;
<i>CenaSPn_t</i>	cena storitve prožnosti <i>n</i> ;
<i>i</i>	produkt prožnosti;
<i>t</i>	leto regulativnega obdobja.

(4) Skupni stroški storitev prožnosti se izračunajo na naslednji način:

$$SSP_t = \sum_n SSPn_t \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

SSP_t	stroški storitev prožnosti;
$SSPn_t$	stroški storitve prožnosti n ;
n	posamezna storitev prožnosti;
t	leto regulativnega obdobja.

39. člen (zakup razpoložljivosti virov prožnosti)

(1) Distribucijski operater storitve prožnosti naroča v skladu s preglednimi, nediskriminatornimi in tržno utemeljenimi postopki, razen če agencija na zahtevo distribucijskega operaterja ali po uradni dolžnosti z odločbo ugotovi, da naročanje teh storitev ni gospodarno, ali kadar bi naročanje povzročilo huda izkrivljanja na trgu ali večjo prezasedenost.

(2) Podrobnejša opredelitev produktov prožnosti, ki so predmet zakupa, kakor tudi pogoje za morebitno kvalifikacijo ponudnikov in izvajanje storitev prožnosti določajo ustrezna navodila distribucijskega operaterja.

(3) Distribucijski operater določi okvirne potrebe po prožnosti v razvojnih načrtih, kar je tudi izhodišče za pripravo ocene potrebnega obsega storitev prožnosti za posamezno leto regulativnega okvira.

40. člen (ocena obsega potreb po prožnosti)

(1) Distribucijski operater najkasneje do 31. marca izdela oceno potrebnega obsega posameznih storitev prožnosti za naslednjih pet let, ki mora vsebovati količinski obseg s tehničnimi značilnostmi in utemeljitev obsega potreb po storitvah prožnosti za posamezno leto, ki obsega:

- opredelitev potrebnih vrst storitev prožnosti;
- že zakupljene posamezne vrste storitev prožnosti;
- dodatno potrebne posamezne vrste storitev prožnosti.

(2) Ocena obsega rezervacije virov prožnosti in načrtovanih aktivacij na podlagi produktov za energijo se opravi na podlagi analize stanja omrežja z uporabo podrobnih merilnih podatkov (na 15 minutni ravni) in meritev monitoringa napetosti. Pri tem se upošteva razpoložljiv potencial prožnosti na posamezni lokaciji nudenja storitev prožnosti.

41. člen (poročanje)

Najkasneje do 31. januarja distribucijski operater izdela poročilo o zagotavljanju storitev prožnosti v preteklem letu, ki mora vsebovati:

- količinski obseg s tehničnimi značilnostmi in utemeljitev obsega posameznih storitev prožnosti za preteklo leto, strukturirano v skladu s prvim odstavkom 40. člena;
- odmike od načrtovanega obsega posameznih storitev prožnosti, ki jih je distribucijski operater načrtoval v poročilu iz prvega odstavka 40. člena, in utemeljitev razlogov za nastale odmike;
- navedbe o izvedenih postopkih zakupa posameznih storitev prožnosti (načini nabave storitev prožnosti in sklenjene pogodbe).

42. člen (določitev načrtovanih stroškov storitev prožnosti)

Pri določitvi načrtovanih stroškov posameznih storitev prožnosti v posameznem letu regulativnega obdobja agencija izhaja iz razpoložljivih podatkov o doseženih tržnih cenah primerljivih sistemskih storitev v EU do vključno 31. avgusta leta pred začetkom regulativnega obdobja ter količin, opredeljenih v prvem odstavku 40. člena tega akta. Če podatki o doseženih tržnih cenah niso razpoložljivi, agencija upošteva cene določene na podlagi doseženih povprečnih cen primerljivih sistemskih storitev systemskega operaterja do vključno 31. avgusta leta pred začetkom regulativnega obdobja. Za določitev načrtovanih stroškov posameznih storitev prožnosti za posamezno leto regulativnega obdobja se upošteva faktor načrtovane inflacije iz 14. člena tega akta.

43. člen (pravila za določitev priznanih stroškov storitev prožnosti)

Priznani stroški storitev prožnosti se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo na podlagi količinskega obsega posameznih realiziranih storitev prožnosti in doseženih cen ob upoštevanju določb 3.2.5. odseka II. poglavja tega akta.

3.2.6. Strošek amortizacije

44. člen (določitev stroška amortizacije)

(1) Strošek amortizacije (AM_t) se za posamezno leto regulativnega obdobja izračuna na naslednji način:

$$AM_t = (\sum(NV_t \cdot as_t)) + PPOsred_t [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

AM_t	strošek amortizacije;
NV_t	nabavna vrednost posameznega sredstva;
as_t	amortizacijska stopnja za posamezno sredstvo, ki upošteva določeno dobo koristnosti;
$PPOsred_t$	prevrednotovalni poslovni odhodki neopredmetenih in opredmetenih osnovnih sredstev ter naložbenih nepremičnin, razen prevrednotovalni poslovni odhodki teh sredstev, ki so nastali kot posledica odprave škod;
t	leto regulativnega obdobja.

(2) Strošek amortizacije posameznega leta regulativnega obdobja se za distribucijska podjetja dodatno izračuna kot vsota stroška amortizacije starih sredstev in stroška amortizacije novih sredstev.

45. člen **(kriteriji za ugotavljanje stroška amortizacije)**

(1) Strošek amortizacije se izračuna ob upoštevanju nabavne vrednosti sredstev, ki se določi v skladu s 46. členom tega akta, amortizacijske stopnje, določene ob upoštevanju dobe koristnosti posameznega sredstva, in metode enakomernega časovnega amortiziranja.

(2) Pri določitvi stroška amortizacije se upoštevajo amortizacijske stopnje, ki odražajo dobo koristnosti posameznega sredstva in niso višje od davčno priznanih. Če elektrooperater za poslovne potrebe obračunava strošek amortizacije po amortizacijskih stopnjah, ki so višje od davčno priznanih, mora za obračunan strošek amortizacije, ki presega davčno priznano amortizacijsko stopnjo, voditi posebne računovodske evidence.

(3) Strošek amortizacije sredstev, ki so uporabljena pri izdelavi usredstvenih lastnih proizvodov in storitev ter je vkalkuliran v usredstvene lastne proizvode in storitve, se ne upošteva v višini izkazanih prihodkov za te namene.

(4) Pri določitvi stroška amortizacije se amortizacija od posameznega sredstva ali dela sredstva obračuna in priznava le enkrat, dokler sredstvo ni v celoti amortizirano.

(5) V primeru prevrednotenja sredstva na višjo vrednost ali preprodaje po višji vrednosti med življenjsko dobo sredstva se pri izračunu stroška amortizacije upošteva nabavna vrednost tega sredstva ob prvi usposobitvi za uporabo pri prvem elektrooperaterju ali prvem lastniku omrežja in naknadna vlaganja v sredstvo.

(6) Strošek amortizacije sredstev iz naslova vlaganj v služnostne pravice se 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 upravičen

strošek. Od 1. januarja 2013 se služnostne pravice na trasah vodov vodijo po pravilih, ki veljajo za dele opredmetenih sredstev večjih vrednosti.

(7) Če elektrooperater pripiše stroške obresti posameznemu sredstvu, ki ga je predal v uporabo po 1. januarju 2013, 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.

(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.

(9) Strošek amortizacije sredstev, ki niso neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja iz drugega odstavka 50. člena tega akta, se ne priznava.

46. člen **(osnove za izračun načrtovanega stroška amortizacije)**

(1) Načrtovan strošek amortizacije se izračuna ob upoštevanju nabavne vrednosti sredstev na podlagi stanja sredstev in amortizacijskih stopenj v poslovnih knjigah na dan 31. december leta $t-3$ pred začetkom regulativnega obdobja, načrtovanih naložb v sredstva za leti $t-2$ in $t-1$, pred začetkom regulativnega obdobja, kot je določeno v odločbi o regulativnem okviru za ti dve leti, in načrtovanih naložb v sredstva, ki so določena v skladu s 53. členom tega akta za posamezno leto regulativnega obdobja.

(2) Za načrtovane naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo se načrtovani strošek amortizacije izračuna na podlagi predvidene 30-letne dobe koristnosti sredstev.

(3) Za načrtovane naložbe v ostala sredstva se načrtovani strošek amortizacije izračuna na podlagi predvidene 12-letne dobe koristnosti sredstev.

(4) Za načrtovane naložbe iz drugega in prejšnjega odstavka tega člena se v prvem letu amortiziranja upošteva 100 odstotkov vrednosti izračunanega stroška amortizacije.

(5) Načrtovani strošek amortizacije vključuje tudi načrtovane stroške amortizacije brezplačno prevzetih sredstev, sredstev, zgrajenih s sofinanciranjem, drugih nepovratnih sredstev in sredstev, zgrajenih iz sredstev od prezasedenosti.

(6) Načrtovani prevrednotovalni poslovni odhodki neopredmetenih in opredmetenih osnovnih sredstev ter naložbenih nepremičnin, razen prevrednotovalni poslovni odhodki teh sredstev, ki so nastali kot posledica odprave škod ($PPOsred_t$), se ne načrtujejo vnaprej.

47. člen **(pravila za določitev priznanega stroška amortizacije)**

Priznani stroški amortizacije se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo tako, da se upoštevajo določbe 3.2.6. odseka II. poglavja tega akta in se izračunajo na podlagi realiziranih stroškov amortizacije in prevrednotovalnih poslovnih odhodkov neopredmetenih in opredmetenih osnovnih sredstev ter naložbenih nepremičnin, razen prevrednotovalnih poslovnih odhodkov teh sredstev, ki so nastali kot posledica odprave škod (PPO_{sred_t}).

3.2.7. Reguliran donos na sredstva

48. člen **(določitev reguliranega donosa na sredstva)**

(1) Reguliran donos na sredstva (RDS_t) se za posamezno leto regulativnega obdobja izračuna kot vsota reguliranega donosa na nova sredstva in reguliranega donosa na stara sredstva na naslednji način

$$RDS_t = (PVRBN_t \cdot TPSK) + (PVRBS_t \cdot TPSK_i) \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

RDS_t	reguliran donos na sredstva;
$PVRBN_t$	povprečna vrednost regulativne baze novih sredstev;
$TPSK$	tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (WACC – Weighted Average Cost of Capital), v odstotku;
$PVRBS_t$	povprečna vrednost regulativne baze starih sredstev;
$TPSK_i$	individualni tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (WACC – Weighted Average Cost of Capital), v odstotku;
t	leto regulativnega obdobja.

(2) Pri določitvi reguliranega donosa na stara sredstva se pri elektrooperaterju upošteva individualni tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo, ki je izračunan v skladu z določbami 52. člena tega akta.

(3) Reguliran donos na sredstva se ne priznava na sredstva, ki niso ostala sredstva, potrebna za izvajanje gospodarske javne službe elektrooperaterja, za del vrednosti sredstev v višini brezplačno prevzetih sredstev, 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 sredstva in druga nepovratna sredstva, ter sredstva, ki niso neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja iz drugega odstavka 50. člena tega akta.

49. člen **(povprečna vrednost regulativne baze sredstev)**

(1) Povprečna vrednost regulativne baze sredstev ($PVRB_t$) za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna na naslednji način:

$$PVRB_t = \frac{OVS_t + ZVS_t}{2} \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$PVRB_t$	povprečna vrednost regulativne baze sredstev;
OVS_t	otvoritvena vrednost regulativne baze sredstev;
ZVS_t	zaključna vrednost regulativne baze sredstev;
t	leto regulativnega obdobja.

(2) Povprečna vrednost regulativne baze sredstev za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna ločeno za:

- stara sredstva in
- nova sredstva.

50. člen **(določitev otvoritvene in zaključne vrednosti regulativne baze sredstev)**

(1) V regulativno bazo sredstev so vključena samo tista sredstva, ki predstavljajo neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja.

(2) 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, polnilnice za električna vozila (razen javne infrastrukture hitrih polnilnic na avtocestnem križu), umetniška dela in elektrarne za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov in v soproizvodnji z visokim izkoristkom ter podobna sredstva.

(3) V otvoritveni vrednosti regulativne baze sredstev so upoštevane neodpisane vrednosti sredstev, razen vrednosti sredstev, na katera se ne priznava reguliran donos na sredstva v skladu s tretjim odstavkom 48. člena tega akta na prvi dan posameznega leta regulativnega obdobja.

(4) Zaključna vrednost regulativne baze sredstev za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna na naslednji način:

$$ZVS_t = OVS_t + NN_t - AM_t - IS_t - BPS_t \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

ZVS_t	zaključna vrednost regulativne baze sredstev za leto t regulativnega obdobja, ki je enaka neodpisani vrednosti sredstev na zadnji dan leta t ;
OVS_t	otvoritvena vrednost regulativne baze sredstev za leto t regulativnega obdobja, ki je enaka neodpisani vrednosti sredstev na prvi dan leta t , zmanjšani za vrednost sredstev, na katere se ne priznava donos;
NN_t	vrednost novih naložb v sredstva v letu t , potrebnih za izvajanje dejavnosti elektrooperaterja;
AM_t	strošek amortizacije za leto t regulativnega obdobja, zmanjšana za strošek amortizacije BPS_t ;
IS_t	neodpisana vrednost izločenih sredstev v letu t regulativnega obdobja;
BPS_t	vrednost novih naložb v sredstva v letu t regulativnega obdobja, na katera se ne priznava donos v skladu s tretjim odstavkom 48. člena tega akta;
t	leto regulativnega obdobja.

(5) Zaključna vrednost regulativne baze sredstev za leto t regulativnega obdobja je enaka otvoritveni vrednosti regulativne baze sredstev leta $t+1$.

(6) V izračunu regulativne baze sredstev se upošteva neodpisana vrednost sredstva, ki izhaja iz nabavne vrednosti ob prvi usposobitvi za uporabo, ter naknadna vlaganja v sredstvo pri prvem elektrooperaterju ali prvem lastniku omrežja.

51. člen **(določitev tehtanega povprečnega stroška kapitala)**

(1) Tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo ($TPSK$) določi agencija na naslednji način:

$$TPSK = \frac{DLK \cdot SLK}{1 - EDS} + DDK \cdot SDK \quad [\%],$$

kjer oznake pomenijo:

$TPSK$	tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (WACC – Weighted Average Cost of Capital), v odstotku;
DLK	delež lastniškega kapitala, ki je enak razmerju: (vrednost lastniškega kapitala) / (vrednost lastniškega kapitala + vrednost dolžniškega kapitala), v odstotku;
SLK	strošek lastniškega kapitala, v odstotku;
EDS	efektivna davčna stopnja v višini, ki izhaja iz ekonomsko upravičenega oziroma davčno optimalnega poslovanja podjetja, v deležu;

<i>DDK</i>	delež dolžniškega kapitala, ki je enak razmerju: (vrednost dolžniškega kapitala) / (vrednost lastniškega kapitala + vrednost dolžniškega kapitala), v odstotku;
<i>SDK</i>	strošek dolžniškega kapitala, v odstotku.

(2) Višino tehtanega povprečnega stroška kapitala pred obdavčitvijo (*TPSK*), ki se uporablja za potrebe izračuna reguliranega donosa, določa II. poglavje Priloge 1.

52. člen

(določitev individualnega tehtanega povprečnega stroška kapitala)

(1) Višino individualnega tehtanega povprečnega stroška kapitala pred obdavčitvijo (*TPSK_i*), ki se uporablja za potrebe izračuna reguliranega donosa na stara sredstva, določi agencija na naslednji način:

$$TPSK_i = TPSK \cdot ISU \quad [\%],$$

kjer oznake pomenijo:

<i>TPSK_i</i>	individualni tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (WACC – Weighted Average Cost of Capital), določen glede na individualno učinkovitost elektrooperaterja oziroma distribucijskega podjetja, v odstotku zaokrožen na dve decimalni mesti;
<i>TPSK</i>	tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (WACC – Weighted Average Cost of Capital), v odstotku;
<i>ISU</i>	faktor individualne stroškovne učinkovitosti

(2) Faktor individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) elektrooperaterja določa I. poglavje Priloge 1.

53. člen

(osnove za izračun načrtovanega reguliranega donosa na sredstva)

(1) Načrtovana povprečna vrednost regulativne baze sredstev, ki je podlaga za določitev načrtovanega reguliranega donosa na sredstva, se izračuna ob upoštevanju neodpisane vrednosti sredstev na podlagi stanja v poslovnih knjigah na dan 31. december leta *t-3* pred začetkom regulativnega obdobja, načrtovanih naložb v sredstva za leti *t-2* in *t-1* pred začetkom regulativnega obdobja, kot je določeno v odločbi o regulativnem okviru za ti dve leti, in načrtovanih naložb iz naložbenega načrta elektrooperaterja za posamezno leto regulativnega obdobja.

(2) Pri določitvi vrednosti načrtovanih naložb v sredstva, ki so v regulativnem obdobju vključene v izračun načrtovane povprečne vrednosti regulativne baze sredstev, agencija presoja potrebna sredstva za naložbe iz naložbenih načrtov elektrooperaterjev.

(3) Pri oceni vrednosti načrtovanih naložb v sredstva v letu $t-2$ in $t-1$ pred začetkom regulativnega obdobja, ki so vključene v izračun načrtovane povprečne vrednosti regulativne baze sredstev leta $t-2$ in $t-1$, agencija upošteva vrednosti načrtovanih naložb v sredstva, kot je določeno v odločbi o regulativnem okviru za ti dve leti.

(4) Če agencija ugotovi, da so bile posamezne načrtovane naložbe v letu $t-2$ in $t-1$ pred začetkom regulativnega obdobja izvedene le v višini 50 odstotkov oziroma so bile v celoti neizvedene in elektrooperater načrtuje izvedbo le-teh v novem regulativnem obdobju, agencija za vrednost teh naložb ustrezno zniža oceno višine naložb iz prejšnjega odstavka.

(5) Agencija določa načrtovane upravičene stroške elektrooperaterja, ki se nanašajo na načrtovan strošek amortizacije in načrtovan reguliran donos na sredstva na podlagi ocene in presoje naložbenega načrta v skladu z ZOEE in aktom, ki ureja metodologijo za pripravo in ocenitev naložbenega načrta elektrooperaterja. Elektrooperater je dolžan na podlagi akta, ki ureja metodologijo za pripravo in ocenitev naložbenega načrta elektrooperaterja, izdelati naložbeni načrt za naslednje regulativno obdobje in ga do 31. januarja v letu, ko agencija odloča o regulativnem okviru, posredovati agenciji.

(6) Če agencija pri oceni in presoji naložbenega načrta ugotovi, da bi upoštevanje vseh naložb iz naložbenega načrta imelo prevelik vpliv na omrežnino, lahko pri določitvi načrtovanih upravičenih stroškov elektrooperaterja, ki se nanašajo na načrtovan strošek amortizacije in načrtovan reguliran donos na sredstva, za regulativno obdobje upošteva le določene naložbe po prioriteten vrstnem redu iz naložbenega načrta elektrooperaterja.

(7) Načrtovane naložbe v sredstva se v regulativno bazo sredstev vključujejo v višini 100 odstotkov v letu načrtovane naložbe.

54. člen

(pravila za določitev priznanega reguliranega donosa na sredstva)

(1) Priznan reguliran donos na sredstva se za posamezno leto regulativnega obdobja izračuna tako, da se upoštevajo določbe 3.2.7. odseka II. poglavja tega akta in pravili iz tega člena.

(2) Pravili za določitev priznanega reguliranega donosa na sredstva sta:

1. priznana povprečna vrednost regulativne baze sredstev se izračuna na podlagi stanja sredstev v poslovnih knjigah na dan 31. december in
2. priznani reguliran donos na sredstva se izračuna na podlagi priznane povprečne vrednosti regulativne baze sredstev iz prejšnje točke in tehtanega povprečnega stroška kapitala, ki je bil upoštevan pri določitvi načrtovanega reguliranega

donosa na sredstva za posamezno leto regulativnega obdobja in je določen v II. poglavju Priloge 1.

3.2.8. Kakovost oskrbe

3.2.8.1. Splošno

55. člen (spremljanje dimenzij kakovosti oskrbe)

Agencija spremlja za izvajanje reguliranja s kakovostjo oskrbe naslednje dimenzije:

- neprekinjenost napajanja;
- komercialno kakovost in
- kakovost napetosti.

56. člen (namen reguliranja s kakovostjo oskrbe)

Nameni reguliranja s kakovostjo oskrbe so:

1. doseči tako neprekinjenost napajanja, da bodo prekinitve napajanja čim manj pogoste in čim krajše oziroma da bodo doseženi minimalni standardi kakovosti oskrbe;
2. pri udeležencih na trgu z električno energijo vzpostaviti takšne razmere, ki bodo spodbujale izboljšanje neprekinjenosti napajanja uporabnikov;
3. uvesti ukrepe in postopke v skladu s stanjem tehnike za optimalno raven neprekinjenosti napajanja glede na trenutna in načrtovana obratovalna stanja;
4. zjamčiti ustrezno raven netehnične oziroma komercialne kakovosti, ki se odraža pri izvajanju posameznih storitev;
5. zagotavljati raven kakovosti napetosti, kot jo opredeljuje standard SIST EN 50160, in
6. spodbuditi vlaganje v infrastrukturo ter ustrezno podpreti procese delovanja in vzdrževanja, da bodo trajno doseženi cilji, opisani v prejšnjih točkah.

57. člen (načini reguliranja s kakovostjo oskrbe)

(1) Načini reguliranja s kakovostjo oskrbe, ki jih agencija uporablja za posamezno dimenzijo kakovosti oskrbe, so:

- javna objava podatkov o vrednostih posameznih parametrov kakovosti oskrbe;
- funkcijska povezava med neprekinjenostjo napajanja in upravičenimi stroški distribucijskega operaterja in
- določitev minimalnih standardov kakovosti oskrbe.

(2) Pri javni objavi rezultatov analiz stanja kakovosti napetosti iz prve alineje prejšnjega odstavka agencija upošteva minimalno raven kakovosti napetosti, ki je določena z veljavnimi tehničnimi standardi iz 5. točke 56. člena tega akta.

(3) Reguliranje s kakovostjo oskrbe na območju systemskega operaterja se izvaja le na način iz prve alineje prvega odstavka tega člena.

58. člen (neprekinjenost napajanja)

(1) Neprekinjenost napajanja se spremlja s parametri na podlagi števila in trajanja prekinitev ter s količinami nedobavljene energije zaradi prekinitev napajanja. Elektrooperater in distribucijska podjetja vodijo register podatkov o prekinitvah napajanja za celoten sistem in za vsa prevzemno-predajna mesta.

(2) Za neprekinjenost napajanja se uporabljajo parametri, določeni v aktu, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo.

59. člen (komercialna kakovost)

(1) Komercialna kakovost označuje vidike kakovosti storitev, ki izhajajo iz odnosov med distribucijskim operaterjem ali distribucijskimi podjetji in uporabniki.

(2) Za komercialno kakovost se uporabljajo parametri, določeni v aktu, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo.

60. člen (kakovost napetosti)

(1) Kakovost napetosti zajema tehnične karakteristike napetosti na prevzemno-predajnem mestu uporabnika, ki so predpisane v tehničnih standardih. Elektrooperater in distribucijska podjetja so dolžni uporabnikom zagotavljati kakovost napetosti na prevzemno-predajnem mestu v skladu z veljavno zakonodajo in stanjem tehnike.

(2) Elektrooperater in distribucijska podjetja so dolžni zagotavljati stalno spremljanje in periodično preverjanje stanja kakovosti napetosti, in sicer na zbiralkah VN/VN in VN/SN RTP, na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom in na točkah povezav prenosnega sistema s sosednjimi sistemi. Na zahtevo uporabnika oziroma po potrebi elektrooperater in distribucijska podjetja preverjajo kakovost napetosti na prevzemno-predajnem mestu uporabnika.

(3) Za preverjanje kakovosti napetosti iz prejšnjega odstavka elektrooperater in distribucijska podjetja spremljajo vse parametre po standardu SIST EN 50160 (odkloni napajalne napetosti, harmonske in medharmonske napetosti, hitre spremembe napetosti, neravnotežje napajalne napetosti, signalne napetosti, odstopanje omrežne frekvence, upadi in porasti napetosti, kratkotrajne in dolgotrajne prekinitve napetosti). Za ocenjevanje ustreznosti kakovosti napetosti uporabljajo elektrooperater in distribucijska podjetja standard SIST EN 50160.

61. člen **(javna objava podatkov o kakovosti oskrbe)**

Agencija javno objavi podatke o vrednostih parametrov kakovosti oskrbe glede na koristnost in učinke objave podatkov ter upošteva pravila poslovne etike. Za javno objavo se šteje objava na spletnih straneh agencije, v letnih poročilih agencije ali v okviru elektronskih in tiskanih publikacij.

62. člen **(reguliranje s kakovostjo oskrbe)**

(1) V regulativnem obdobju se reguliranje s kakovostjo oskrbe izvaja po posameznih distribucijskih podjetjih glede na vrednost parametra povprečnega trajanja prekinitev napajanja v sistemu (v nadaljnjem besedilu: SAIDI) in parametra povprečne frekvence prekinitev napajanja v sistemu (v nadaljnjem besedilu: SAIFI), ki odražata nenačrtovane dolgotrajne prekinitve in so posledica lastnih vzrokov.

(2) Vrednosti parametrov se izračunajo za posamezno distribucijsko podjetje, in sicer posebej za njegovo urbano območje, ki vključuje mestne in mešane srednjenapetostne (SN) izvode in ruralno območje, kot so podeželski srednjenapetostni (SN) izvodi.

(3) Agencija z reguliranjem s kakovostjo oskrbe spodbuja vlaganja v razvoj sistema, ki prinašajo največje koristi, in zagotavlja racionalno vodenje, obratovanje in vzdrževanje sistema. Reguliranje s kakovostjo oskrbe je povratnoznančno vodenje procesa, pri katerem agencija vpliva na proces tako, da se raven kakovosti oskrbe, ki jo regulira, čim bolj ujema z zelenimi (referenčnimi) veličinami, ne glede na motnje, ki jim je sistem izpostavljen.

(4) Temelj ekonomskega reguliranja s kakovostjo oskrbe so informacije, ki jih agencija pridobiva iz procesa nadzora kakovosti oskrbe pri elektrooperaterju in distribucijskih podjetjih in obsega merjenje in spremljanje veličin za izračun parametrov kakovosti oskrbe, zajem in obdelavo podatkov ter poročanje.

63. člen **(spremljanje kakovosti oskrbe)**

(1) Spremljanje kakovosti oskrbe pri elektrooperaterju in distribucijskih podjetjih obsega:

- zajem in obdelavo podatkov o kakovosti oskrbe, ki obsega zajem in shranjevanje podatkov ter izračun parametrov neprekinjenosti napajanja, komercialne kakovosti in kakovosti napetosti;
- merjenje in spremljanje veličin, potrebnih za izračun parametrov kakovosti napetosti, ki obsegajo stalni in občasni monitoring kakovosti napetosti ter beleženje časa nastanka dogodkov v omrežju in beleženje stanj poslovnih procesov pri izvajanju storitev;
- poročanje o kakovosti oskrbe in izdajanje potrdil, ki obsegata pripravo poročil in posredovanje le-teh upravi, ministrstvu, pristojnemu za energijo, agenciji in uporabnikom ter pripravo izjav o skladnosti oziroma neskladnosti kakovosti napetosti.

(2) Elektrooperater in distribucijska podjetja lahko prenesejo izvajanje nalog, povezanih s spremljanjem kakovosti oskrbe, na tretjo osebo. V tem primeru morajo v pogodbi, s katero prenesejo izvajanje teh nalog, zagotoviti, da bo ta oseba na distribucijskem podjetju, na katerem izvaja te naloge, izvajala spremljanje in omogočila presoje kakovosti oskrbe v skladu z določbami akta, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo.

64. člen (posredovanje podatkov)

Elektrooperater in distribucijska podjetja so dolžni agenciji posredovati vse podatke, ki so potrebni za izvajanje reguliranja s kakovostjo oskrbe. Nabor podatkov, ki jih potrebuje agencija, način zbiranja in obdelave podatkov (spremljanja parametrov) o kakovosti oskrbe ter način in dinamika poročanja so določeni v aktu, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo.

65. člen (presoja podatkov o kakovosti oskrbe)

(1) Agencija pred določitvijo načrtovanih upravičenih stroškov novega regulativnega obdobja ali med trajanjem regulativnega obdobja presodi podatke o kakovosti oskrbe let $t-4$, $t-3$, $t-2$ ali $t-1$, ki so jih posredovali elektrooperater ali distribucijska podjetja. Presoja se izvede za izbrano preteklo leto za enega ali več distribucijskih podjetij.

(2) Presoja podatkov o kakovosti oskrbe se izvede po postopku, ki je določen v aktu, ki ureja pravila monitoringa s kakovostjo oskrbe z električno energijo.

3.2.8.2. Minimalni standardi kakovosti oskrbe

66. člen (minimalni standardi kakovosti oskrbe)

(1) Minimalni standardi kakovosti oskrbe se izražajo z zajamčenimi standardi ali s sistemskimi standardi kakovosti oskrbe.

(2) Minimalne standarde kakovosti oskrbe za izbrane dimenzije kakovosti oskrbe in raven opazovanja posameznih parametrov kakovosti oskrbe določajo 2. in 6. oddelek I. poglavja ter 1. in 2. oddelek II. poglavja Priloge 2, ki je sestavni del tega akta.

67. člen **(zajamčeni standardi neprekinjenosti napajanja)**

(1) Zajamčeni standardi neprekinjenosti napajanja, ki jih morata zagotavljati elektrooperater ali distribucijsko podjetje, so določeni z:

- maksimalnim dopustnim skupnim trajanjem in številom dolgotrajnih prekinitev (prekinitve napajanja, ki so daljše od treh minut) in so posledica lastnih vzrokov elektrooperaterja ali distribucijskega podjetja za vsako prevzemno-predajno mesto;
- maksimalnim trajanjem posamezne nenačrtovane dolgotrajne prekinitve zaradi lastnih vzrokov;
- maksimalnim trajanjem posamezne načrtovane dolgotrajne prekinitve.

(2) Ob dokazanem kršenju zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja so uporabniki upravičeni do izplačila nadomestila.

(3) Zajamčene standarde neprekinjenosti napajanja določa 6. oddelek I. poglavja Priloge 2.

68. člen **(nadomestilo ob kršitvah zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja)**

(1) Uporabnik je zaradi kršitve zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja s strani distribucijskega operaterja upravičen do izplačila nadomestila na podlagi utemeljene zahteve, ki jo uporabnik lahko poda do konca tekočega leta za preteklo koledarsko leto. Pogoji za zahtevo je, da uporabnik 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 prenos podatkov o prekinitvah v informacijski sistem distribucijskega operaterja. Prizadeti uporabnik prejme nadomestilo od distribucijskega operaterja na pisno zahtevo.

(2) Distribucijski operater je dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja presoditi v 30 dneh od prejema zahtevka, v nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do nadomestila.

(3) Če distribucijski operater ugotovi, da je zahteva uporabnika utemeljena, mu je nadomestilo dolžan plačati najkasneje v naslednjem mesecu po potrditvi zahteve uporabnika oziroma po preteku roka iz prejšnjega odstavka.

(4) Nadomestila iz prejšnjega odstavka niso upravičeni stroški distribucijskega operaterja. Distribucijski 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 nadomestil. Višino nadomestila določa 7. oddelek I. poglavja Priloge 2.

(5) Uporabnik ni upravičen do izplačila nadomestila, če je leto t regulativnega obdobja, v katerem se je zgodila kršitev zajamčenega standarda neprekinjenosti napajanja, predmet izvzetja iz 79. člena tega akta.

69. člen **(posamezne dolgotrajne prekinitve)**

(1) Najdaljše dopustno trajanje posamezne dolgotrajne prekinitve napajanja je časovno omejeno, kot sledi:

- normalna situacija (brez izrednih dogodkov): devet ur za nenačrtovane prekinitve zaradi lastnih vzrokov in za načrtovane prekinitve;
- izredni dogodki: 18 ur za nenačrtovane prekinitve zaradi lastnih vzrokov.

(2) Izredni dogodek iz druge alineje prejšnjega odstavka je dogodek, ki je posledica lastnega vzroka ali pri katerem je za vzpostavitev napajanja potrebno daljše časovno obdobje iz drugih upravičenih razlogov, pri čemer se izvzamejo dogodki, ki so posledica prekinitev napajanja zaradi delovanja višje sile in tujih vzrokov, kot jih opredeljuje akt, ki ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo.

(3) Uporabnik ima pravico do nadomestila, če trajanje posamezne prekinitve preseže mejne vrednosti osnovne omejitve trajanja dolgotrajne prekinitve napajanja. Pogoj za zahtevo je vgrajena merilna naprava pri uporabniku, ki zagotavlja registracijo in hranjenje podatkov o prekinitev.

(4) Nadomestila iz prejšnjega odstavka niso upravičeni stroški distribucijskega operaterja. Distribucijski 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 nadomestil.

(5) Višina nadomestila se poveča za 100 odstotkov vrednosti osnovne višine nadomestila za vsako dodatno 100-odstotno prekoračitev osnovne omejitve trajanja dolgotrajne prekinitve napajanja. Nadomestilo je navzgor omejeno s trikratnikom njegove osnovne višine. Višino nadomestila določa 8. oddelek I. poglavja Priloge 2.

(6) Uporabnik ni upravičen do izplačila nadomestila, če je leto t regulativnega obdobja, v katerem se je zgodila kršitev zajamčenega standarda komercialne kakovosti, predmet izvzetja iz 79. člena tega akta.

70. člen **(sistemski standardi neprekinjenosti napajanja)**

(1) Parametra neprekinjenosti napajanja, ki se uporabljata za sistemske standarde neprekinjenosti napajanja, sta:

- SAIDI in
- SAIFI.

(2) Obdobje, v katerem se zahteva zagotavljanje sistemskih standardov, ne more biti krajše od enega koledarskega leta, obenem pa ne sme biti daljše od regulativnega obdobja.

(3) Sistemski standardi neprekinjenosti napajanja določajo:

- referenčno raven kakovosti oskrbe, ki jo mora elektrooperater ali distribucijsko podjetje zagotoviti v vnaprej določenem obdobju v distribucijskem sistemu, posameznih distribucijskih podjetjih ali v prenosnem sistemu s ciljem postopnega približevanja dosežene ravni neprekinjenosti napajanja k ciljni vrednosti, ali
- referenčno območje ravni kakovosti oskrbe, v okviru katere mora elektrooperater ali distribucijsko podjetje v vnaprej določenem obdobju zagotavljati raven kakovosti oskrbe v distribucijskem sistemu, posameznih distribucijskih podjetjih ali v prenosnem sistemu za ohranitev ravni neprekinjenosti napajanja v okviru referenčnega območja.

(4) Sistemski standardi neprekinjenosti napajanja se kot referenčna vrednost oziroma območje določijo:

- z zahtevanim relativnim izboljšanjem ravni neprekinjenosti napajanja glede na izhodiščno vrednost kazalnikov neprekinjenosti napajanja ali
- z zahtevano absolutno ravni neprekinjenosti napajanja, določeno glede na izhodiščno vrednost kazalnikov neprekinjenosti napajanja, ali
- z zahtevo po ohranitvi ravni neprekinjenosti napajanja znotraj referenčnega območja, določenega z vrednostmi parametrov neprekinjenosti napajanja.

(5) Sistemski standardi neprekinjenosti napajanja so določeni s stopnjami izboljšanja kakovosti oskrbe glede na izhodiščno raven neprekinjenosti napajanja za posamezno distribucijsko podjetje za vsako posamezno leto regulativnega obdobja.

(6) Izhodiščna raven kakovosti oskrbe je enaka doseženi ravni neprekinjenosti napajanja v preteklem obdobju. Če podatki o doseženi ravni neprekinjenosti napajanja za preteklo obdobje niso na voljo, agencija kot izhodiščno raven kakovosti oskrbe upošteva podatke o doseženi ravni neprekinjenosti napajanja za zadnje obdobje, ki je na voljo.

(7) Zahtevano izboljšanje ravni neprekinjenosti napajanja v obliki sistemskih standardov neprekinjenosti napajanja določa referenčno gibanje ravni

kakovosti oskrbe proti ciljni ravni. Ko elektrooperater ali distribucijsko podjetje z ukrepi doseže predpisane ciljne ravni kakovosti oskrbe, se zahteva le še ohranitev ravni kakovosti oskrbe. Obdobje, v katerem agencija od elektrooperaterja ali distribucijskega podjetja pričakuje dosego ciljnih ravni kakovosti oskrbe, je posredno odvisno od sheme zahtevanega izboljšanja posameznih parametrov neprekinjenosti napajanja. Če sistemski standardi kakovosti oskrbe določajo referenčno območje ravni kakovosti oskrbe, je to konstantno za čas trajanja regulativnega obdobja.

(8) Pri oblikovanju sheme zahtevanega izboljšanja agencija upošteva tudi značilnosti omrežja in okoljske, geografske ter demografske značilnosti posameznega distribucijskega podjetja.

(9) Sistemske standarde neprekinjenosti napajanja v distribucijskem sistemu, posameznih distribucijskih podjetjih in v prenosnem sistemu določa 2. oddelek I. poglavja Priloge 2.

71. člen **(zajamčeni standardi komercialne kakovosti)**

(1) Zajamčeni standardi komercialne kakovosti se nanašajo na minimalne ravni kakovosti storitev, ki sta jih distribucijski operater ali distribucijsko podjetje dolžna zagotavljati vsem uporabnikom.

(2) Uporabnik ima pravico do izplačila nadomestila, če distribucijski operater ali distribucijsko podjetje ob izvajanju storitve dokazano kršita določeni zajamčeni standard komercialne kakovosti.

(3) Distribucijski operater je dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju zajamčenih standardov komercialne kakovosti presoditi v osmih delovnih dneh od prejema pisnega zahtevka, v nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do izplačila nadomestila.

(4) Distribucijski operater je dolžan uporabniku plačati nadomestilo v naslednjem mesecu po potrditvi zahtevka uporabnika oziroma po preteku roka iz prejšnjega odstavka.

(5) Nadomestila iz prejšnjega odstavka niso upravičeni stroški distribucijskega operaterja. Distribucijski operater je dolžan voditi evidenco potrjenih zahtev zaradi kršitve zajamčenih standardov komercialne kakovosti, ki jih je potrdil, in evidenco izplačanih nadomestil.

(6) Višina nadomestila se poveča za 100 odstotkov vrednosti osnovne višine nadomestila za vsako dodatno 100 odstotno prekoračitev osnovne omejitve zajamčenega standarda. Distribucijski operater je dolžan uporabniku plačati nadomestilo v naslednjem mesecu po potrditvi zahtevka uporabnika. Če distribucijski operater tega ne stori, se višina nadomestila poveča za 100 odstotkov. Nadomestilo je navzgor omejeno s trikratnikom osnovne višine. Višino nadomestila določa 3. oddelek II. poglavja Priloge 2.

72. člen

(nadomestilo ob kršitvah zajamčenega standarda pri odpravi neskladja odklonov napajalne napetosti)

(1) Uporabnik je zaradi kršitve zajamčenega standarda komercialne kakovosti, ki opredeljuje maksimalni čas trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti s strani distribucijskega operaterja ali distribucijskega podjetja, upravičen do izplačila nadomestila na podlagi upravičene zahteve.

(2) Ne glede na določbe prejšnjega člena je distribucijski operater dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju zajamčenega standarda komercialne kakovosti, ki opredeljuje maksimalni čas trajanja do odprave neskladja odklonov napajalne napetosti, presoditi v roku 30 dni od prejema pisne zahteve uporabnika. V ta čas se štejejo aktivnosti distribucijskega operaterja iz tretjega, četrtega in petega odstavka tega člena. V nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do nadomestila v naslednjem mesecu po preteku tega roka.

(3) Distribucijski operater na podlagi prejete pisne zahteve glede neustrezne kakovosti napetosti izvede meritve kakovosti napetosti v skladu s stanjem tehnike, ki morajo biti izvedene v času normalnega obratovalnega stanja.

(4) Če rezultati meritev ne pokažejo odstopanj odklonov napajalne napetosti s standardom SIST EN 50160, distribucijski operater pisno zahtevo zavrne. V primeru skladnosti vseh parametrov kakovosti napetosti s standardom SIST EN 50160 krije stroške opravljenih meritev uporabnik, ki je vložil pisno prijavo.

(5) Če rezultati meritev potrdijo odstopanja odklonov napajalne napetosti s standardom SIST EN 50160, distribucijski operater te ugotovitve opredeli v pisni izjavi o skladnosti kakovosti napetosti. Hkrati distribucijski operater v pisni zavezi, ki jo poda uporabniku, opredeli vrsto posega glede na zahtevnost izvedbe ukrepa in določi rok za odpravo tega neskladja, ki pa ne sme presegati zajamčenega standarda iz zaporedne številke 11 v tabeli iz 2. oddelka II. poglavja Priloge 2.

(6) Distribucijski operater je dolžan uporabniku plačati nadomestilo v naslednjem mesecu po preteku roka za odpravo neskladja iz zajamčenega standarda pod zaporedno številko 11 v tabeli iz 2. oddelka II. poglavja Priloge 2 glede na zahtevnost ukrepa iz prejšnjega odstavka.

(7) Višina nadomestila je navzgor omejena s 50 odstotki uporabnikove mesečne omrežnine za distribucijski sistem. Višino nadomestila določa 3. oddelek II. poglavja Priloge 2.

(8) Pravica do nadomestila preneha, ko distribucijski operater s ponovnimi meritvami dokaže, da je neskladje odklonov napajalne napetosti odpravil.

(9) Uporabnik ni upravičen do izplačila nadomestila, če je leto t regulativnega obdobja, v katerem se je zgodila kršitev zajamčenega standarda pri odpravi neskladja odklonov napajalne napetosti, predmet izvzetja iz 79. člena tega akta.

73. člen **(sistemski standardi komercialne kakovosti)**

(1) Sistemski standardi komercialne kakovosti se nanašajo na vnaprej določeno minimalno raven kakovosti izvajanja storitev, ki jo uporabniki lahko pričakujejo od distribucijskega operaterja ali distribucijskega podjetja z določenim deležem odstopanja.

(2) Sistemske standarde določa 1. oddelek II. poglavja Priloge 2.

3.2.8.3. Funkcijska povezava med doseženo ravniyo neprekinjenosti napajanja in priznanimi upravičenimi stroški distribucijskega operaterja

74. člen **(ciljna raven neprekinjenosti napajanja)**

(1) Ciljna raven neprekinjenosti napajanja določa optimalno raven neprekinjenosti napajanja za vrsto oziroma obseg sistema, na katerega se nanaša. Ciljna raven neprekinjenosti napajanja je sistemska raven kakovosti oskrbe distribucijskega sistema, posameznega distribucijskega podjetja ali prenosnega sistema, ki ga elektrooperater ali distribucijsko podjetje z ustreznimi ukrepi postopoma doseže v predvidenem obdobju, ki lahko presega časovni okvir regulativnega obdobja.

(2) Ciljna raven neprekinjenosti napajanja se izraža s parametri neprekinjenosti napajanja SAIDI in SAIFI, ki odražata nenačrtovane dolgotrajne prekinitve in so posledica lastnih vzrokov ter za določeno vrsto ali območje sistema (mestno, mešano, podeželsko, urbano ali ruralno območje ali distribucijsko podjetje oziroma celotni sistem).

(3) Agencija za posamezno regulativno obdobje postavi ciljne ravni neprekinjenosti napajanja na podlagi izsledkov analiz dosežene ravni neprekinjenosti napajanja, načrtov razvoja sistema, učinkov realiziranih investicij ter drugih ukrepov. Ciljna raven neprekinjenosti napajanja je opredeljena v 1. oddelku I. poglavja Priloge 2.

75. člen **(vpliv kakovosti oskrbe na načrtovane upravičene stroške distribucijskega operaterja)**

Vpliv kakovosti oskrbe se za posamezno leto regulativnega obdobja ne načrtuje vnaprej.

76. člen **(pravila za določitev vpliva kakovosti oskrbe na priznane upravičene stroške distribucijskega operaterja)**

(1) Vpliv kakovosti oskrbe na priznane upravičene stroške distribucijskega operaterja se izračuna tako, da se upoštevajo določbe 3.2.8. odseka II. poglavja tega akta in pravila iz tega člena.

(2) Kakovost oskrbe ($\Delta S(Q)_t$) se za posamezno leto regulativnega obdobja t izračuna na podlagi sistemskih parametrov neprekinjenosti napajanja, priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ($NSDV_t$) ter vrednosti v tem letu predane opreme in nadomestnih delov elektroenergetske infrastrukture v uporabo (NS_t).

(3) Vpliv $\Delta S(Q)_t$ se v obliki spodbude za boljšo kakovost oziroma sankcije za slabšo kakovost za posamezno leto regulativnega obdobja t ugotavlja na podlagi faktorjev upravičenosti q_t , $NSDV(Q)_t$ in $NS(Q)_t$ za distribucijskega operaterja za distribucijski sistem oziroma za distribucijsko podjetje i ter se določi na naslednji način:

$$\Delta S(Q)_t = \sum_i (q_t \cdot (NSDV_t + NS_t)) [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$\Delta S(Q)_t$ kakovost oskrbe;

q_t faktor upravičenosti;

Q_t faktor upravičenosti $NSDV(Q)_t$ in $NS(Q)_t$ distribucijskega operaterja za distribucijski sistem oziroma za distribucijsko podjetje i za posamezno leto regulativnega obdobja t ;

$NSDV_t$ priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja v posameznem letu regulativnega obdobja t za distribucijski sistem oziroma za distribucijsko podjetje i ;

NS_t vrednost v tem letu predane opreme in nadomestnih delov infrastrukture v uporabo;

i distribucijski sistem oziroma distribucijsko podjetje;

t posamezno leto regulativnega obdobja, za katerega se ugotavlja vpliv neprekinjenosti napajanja na $NSDV_t$ in NS_t .

(4) Distribucijski operater določi faktorje upravičenosti q_t za distribucijski sistem oziroma distribucijsko podjetje i na podlagi določb 5. oddelka I. poglavja Priloge 2.

(5) Nabor sistemskih parametrov neprekinjenosti napajanja iz prvega odstavka tega člena je določen v 58. členu tega akta.

77. člen **(faktor upravičenosti)**

(1) Faktor upravičenosti q_t je odvisen od faktorja q_{Kr} , ki je določen kot funkcija odstopanj izbranega parametra neprekinjenosti napajanja K od referenčne

vrednosti. Faktor upravičenosti q_t je lahko pozitiven ali negativen. Na podlagi sheme upravičenosti se za distribucijski sistem oziroma distribucijsko podjetje i in za posamezno leto regulativnega obdobja t faktor upravičenosti q_t določi na naslednji način:

$$q_t = \sum VO \sum K (p_K \cdot q_K),$$

kjer oznake pomenijo:

q_t	faktor upravičenosti;
K	posamezni parameter neprekinjenosti napajanja;
p_K	ponder vpliva parametra neprekinjenosti napajanja K ;
q_K	faktor q_K , izračunan za posamezni parameter neprekinjenosti napajanja K ;
VO	vrsta območja, po katerem potekajo SN-izvodi distribucijskega sistema in za katerega je opredeljena shema upravičenosti.

(2) Ponderja p_K za posamezni parameter K in vrsto območja VO sta določena v 5. oddelku I. poglavja Priloge 2.

(3) Faktor q_K se izračuna glede na odstopanje dosežene ravni kakovosti oskrbe ΔK , ki je izraženo z odstopanjem dosežene vrednosti posameznega parametra neprekinjenosti napajanja K_{dos} od referenčne vrednosti posameznega parametra neprekinjenosti napajanja K_{ref} in se izračunava za vsak reguliran parameter neprekinjenosti napajanja posebej. Določi se na naslednji način:

$$q_K = f(\Delta K)$$

$$\Delta K = \frac{K_{ref} - K_{dos}}{K_{ref}} \cdot 100 (\%),$$

kjer oznake pomenijo:

q_K	faktor q_K ;
$f(\Delta K)$	funkcijska odvisnost faktorja q_K od odstopanja dosežene ravni kakovosti oskrbe;
ΔK	odstopanje dosežene ravni kakovosti oskrbe;
K_{ref}	referenčna vrednost posameznega parametra neprekinjenosti napajanja, določena na podlagi sistemskih standardov neprekinjenosti napajanja;

K_{dos} dosežena vrednost posameznega parametra neprekinjenosti napajanja v obdobju opazovanja.

(4) Faktor q_K se izračunava za distribucijski sistem oziroma distribucijsko podjetje i za posamezni parameter neprekinjenosti napajanja K na koncu vsakega leta t regulativnega obdobja za nazaj s pomočjo sheme upravičenosti iz naslednjega člena.

78. člen (shema upravičenosti)

(1) Shema upravičenosti ($q_K(\Delta K)$) je matematično določena s kosoma linearno funkcijo, ki je izražena z matematičnim modelom »metode razredov kakovosti z interpolacijo na robu« in je navzgor in navzdol omejena ter se določi na naslednji način:

$$q_K(\Delta K) = \begin{cases} q_1; & \Delta K \leq k_1 - d \\ \frac{q_2 - q_1}{2d}(\Delta K - k_1) + \frac{q_1 + q_2}{2}; & k_1 - d < \Delta K \leq k_1 + d \\ q_2; & k_1 + d < \Delta K \leq k_2 - d \\ \frac{q_3 - q_2}{2d}(\Delta K - k_2) + \frac{q_2 + q_3}{2}; & k_2 - d < \Delta K \leq k_2 + d \\ q_3; & k_2 + d < \Delta K \leq k_3 - d \\ \frac{q_4 - q_3}{2d}(\Delta K - k_3) + \frac{q_3 + q_4}{2}; & k_3 - d < \Delta K \leq k_3 + d \\ q_4; & k_3 + d < \Delta K \leq k_4 - d \\ \frac{q_5 - q_4}{2d}(\Delta K - k_4) + \frac{q_4 + q_5}{2}; & k_4 - d < \Delta K \leq k_4 + d \\ q_5; & k_4 + d < \Delta K \end{cases} ,$$

kjer oznake pomenijo:

q_s parametri, ki določajo stopnje upravičenosti oziroma neupravičenosti $NSDV_t$ in NS_t in so izraženi z njihovim deležem;

k_s parametri, ki določajo meje posameznih razredov neprekinjenosti napajanja. Izražajo se z relativnim odstopanjem od zahtevane referenčne ravni neprekinjenosti napajanja;

d parametri, ki določajo odzivnost sheme upravičenosti na spremembe ravni neprekinjenosti napajanja v območju med dvema razredoma oziroma širino robov kakovostnega razreda. Na robu predvidene debeline se vrednost funkcije linearno interpolira.

(2) Parametri q_s in k_s za $s = \{1, 2, 3, 4\}$ ter parameter d so določeni v 5. oddelku I. poglavja Priloge 2.

79. člen **(izvzetje obdobja iz reguliranja s kakovostjo oskrbe)**

(1) Če agencija v postopku presoje podatkov o kakovosti oskrbe ugotovi, da bi zaradi izjemnega dogodka, ki je v presojanem letu zajel vsa distribucijska podjetja in pomembno vplival na njihov proces nadzora kakovosti oskrbe, upoštevanje posredovanih podatkov pomenilo preveliko tveganje z vidika vpliva na upravičene stroške distribucijskega operaterja, agencija zadevno leto izvzame iz reguliranja s kakovostjo za vsa distribucijska podjetja.

(2) Pomemben vpliv na proces nadzora kakovosti oskrbe iz prejšnjega odstavka je takšen vpliv, ko podjetja upravičeno dalj časa niso bila v stanju zagotavljati ustrezne ravni učinkovitosti procesov nadzora kakovosti oskrbe in posledično zahtevane kakovosti ter celovitosti posredovanih podatkov o kakovosti oskrbe, zaradi česar agencija ne more z gotovostjo ugotavljati pravilnosti razvrščanja dogodkov po vzroku.

80. člen **(korekcija podatkov)**

Če izjemni dogodek iz prvega odstavka prejšnjega člena ne zajame vseh distribucijskih podjetij, agencija izvede validacijo poročanih podatkov za prizadeta območja z uporabo statistične metode za razvrščanje po vzrokih prekinitev ob upoštevanju razpoložljivih podatkov. Če postopek izkaže bistvena odstopanja, agencija pri določitvi upravičenih stroškov distribucijskega operaterja upošteva rezultate statistične metode.

3.2.9. Učinkovitost naložb v pametna omrežja

3.2.9.1. Splošno

81. člen **(namen in cilji)**

(1) Za doseg cilja iz 2. in 3. točke 6. člena tega akta agencija spodbuja naložbe elektrooperaterja in distribucijskih podjetij v pametna omrežja s ciljem:

- zagotovitve optimalnega načrtovanja razvoja omrežij;
- maksimiranja pozitivnih učinkov naložb v pametna omrežja;
- omogočanja učinkovitejše integracije obnovljivih virov energije, hranilnikov, polnilne infrastrukture za električna vozila, sistemov za pretvorbo energije itd;
- omogočanja razvoja trga, novih poslovnih modelov, inoviranja tretje strani in
- izboljšanje energetske učinkovitosti.

(2) Agencija spremlja in ocenjuje uspešnost systemskega operaterja in distribucijskega operaterja oziroma distribucijskih podjetij v zvezi z razvojem pametnega omrežja na podlagi omejenega nabora kazalnikov uspešnosti.

82. člen (poročanje)

Agencija vsaki dve leti objavi nacionalno poročilo o uspešnosti naložb v pametna omrežja, vključno s priporočili za izboljšave.

83. člen (definiranje obsega monitoringa)

(1) S ciljem spodbujanja učinkovitosti naložb v pametna omrežja agencija spremlja ključne kazalnike učinkovitosti najmanj na naslednjih področjih:

1. izkoriščanje prožnosti;
2. izkoriščenost zmogljivosti omrežja;
3. zmogljivost gostovanja;
4. raven integracije razpršenih elementov;
5. izgube;
6. okoljski vplivi;
7. življenjska doba sredstev;
8. kakovost napetosti;
9. odprtost do inovacij tretje strani;
10. natančnost napovedi;
11. povečanje prenosne zmogljivosti in
12. zagotavljanje informacij zainteresiranim deležnikom v realnem času.

(2) Spremljanje agencija implementira postopno, glede na razpoložljivost podatkov, učinkovitost izmenjave podatkov, povzročeno administrativno breme, stanje tehnike in upošteva nacionalne strategije za zeleni prehod.

84. člen (kazalniki uspešnosti)

(1) Za spremljanje uspešnosti naložb v pametna omrežja se uporabljata dve vrsti ključnih kazalnikov uspešnosti, in sicer:

- ključni kazalniki pripravljenosti in

– ključni kazalniki učinkovitosti.

(2) Posamezni ključni kazalnik uspešnosti se določi kot tehtan kompozit kazalnikov, pri čemer ga opredeljuje najmanj en tak kazalnik.

(3) Ocenjevanje uspešnosti naložb na podlagi ključnih kazalnikov učinkovitosti je lahko pogojeno z doseganjem ustrezne ravni posameznega ključnega kazalnika pripravljenosti oziroma posameznega kazalnika pripravljenosti.

(4) Na podlagi ključnih kazalnikov uspešnosti posamezne vrste se izračunata krovni ključni kazalnik pripravljenosti in krovni ključni kazalnik učinkovitosti, ki sta tehtana kompozita vseh posameznih ključnih kazalnikov uspešnosti zadevne vrste.

(5) Vsi kazalniki in njihova obtežitev so določeni v Prilogi 5, ki je sestavni del tega akta.

85. člen (zagotavljanje podatkov za izračun kazalnikov uspešnosti)

Zagotavljanje podatkov pri elektrooperaterju oziroma distribucijskih podjetjih obsega:

- obdelavo podatkov, ki vključuje merjenje oziroma zajem, izračunavanje, validacijo, shranjevanje in učinkovito izmenjavo vseh zahtevanih podatkov z agencijo;
- učinkovito upravljanje življenjskega cikla zadevnih podatkov;
- vključevanje potrebnih informacij v procese poročanja na podlagi normativnih zahtev.

86. člen (posredovanje podatkov)

(1) Elektrooperater in distribucijska podjetja so dolžni agenciji posredovati vse podatke, ki so potrebni za izvajanje spremljanja učinkovitosti naložb v pametna omrežja in reguliranja na podlagi uspešnosti naložb v pametna omrežja. Nabor podatkov, ki jih potrebuje agencija, način zbiranja in obdelave podatkov ter način in dinamiko poročanja določi agencija.

(2) Podatke elektrooperater in distribucijska podjetja posredujejo na podlagi zahteve agencije letno, najkasneje do 1. februarja v tekočem letu za preteklo leto.

3.2.9.2. Reguliranje na podlagi uspešnosti naložb v pametna omrežja

87. člen (načini reguliranja)

(1) Načini reguliranja na podlagi uspešnosti naložb v pametna omrežja so:

- javna objava kazalnikov uspešnosti, ki vključuje tudi objavo kazalnikov v okviru razvojnih načrtov distribucijskega operaterja in systemskega operaterja;
- funkcijska povezava med učinkovitostjo naložb v pametna omrežja in upravičenimi stroški distribucijskega operaterja oziroma systemskega operaterja;
- določitev minimalnih standardov pripravljenosti distribucijskega in prenosnega omrežja.

(2) Reguliranje na podlagi javne objave kazalnikov uspešnosti iz prve alineje prejšnjega odstavka agencija izvaja s ciljem spodbujanja elektrooperaterja in distribucijskih podjetij k povečanju učinkovitosti na podlagi preglednosti njegovih rezultatov.

(3) Reguliranje na podlagi kazalnikov uspešnosti naložb v pametna omrežja iz druge in tretje alineje prvega odstavka tega člena je povratnozančno vodenje procesa, pri katerem agencija vpliva na proces s prilagajanjem upravičenih stroškov tako, da skuša maksimirati raven učinkovitosti.

(4) V regulativnem obdobju se reguliranje na podlagi uspešnosti naložb v pametna omrežja izvaja za distribucijskega operaterja oziroma po posameznih distribucijskih podjetjih in za systemskega operaterja z uporabo kazalnikov pripravljenosti in kazalnikov učinkovitosti, opredeljenih v Prilogi 5, ki se izračunajo za systemskega operaterja oziroma za distribucijskega operaterja oziroma distribucijsko podjetje.

(5) Reguliranje na podlagi uspešnosti naložb v pametna omrežja temelji na informacijah, ki jih agencija pridobiva od elektrooperaterja in distribucijskih podjetij in obsega merjenje in spremljanje veličin za izračun kazalnikov, zajem in obdelavo podatkov ter poročanje.

(6) Reguliranje s kakovostjo oskrbe na območju systemskega operaterja se izvaja le na način iz prve in druge alineje prvega odstavka tega člena.

88. člen **(javna objava kazalnikov uspešnosti)**

(1) Pri javni objavi rezultatov analiz učinkovitosti naložb v pametna omrežja iz prve alineje prvega odstavka 87. člena tega akta agencija izbere nabor kazalnikov, ki zagotavlja primerljivost med posameznimi distribucijskimi podjetji, distribucijskimi operaterji oziroma systemskim operaterjem ali med systemskimi operaterji na ravni Evropske unije. Če to zaradi neusklajenosti definicij kazalnikov ni mogoče, agencija izbere nabor najbolj reprezentativnih kazalnikov po lastni presoji.

(2) Agencija javno objavi rezultate vrednotenja kazalnikov uspešnosti na spletnih portalih agencije, v poročilih agencije ali v okviru drugih elektronskih oziroma tiskanih publikacij.

89. člen **(minimalni standardi pripravljenosti)**

(1) Minimalni standardi pripravljenosti se določajo z referenčnimi vrednostmi sistemskih kazalnikov pripravljenosti in opredeljujejo minimalno zahtevano pripravljenosti.

(2) Minimalna raven posameznega kazalnika pripravljenosti se uporablja:

- kot predpogoj za ocenjevanje uspešnosti naložb na podlagi kazalnikov učinkovitosti oziroma
- za funkcijsko povezavo med uspešnostjo naložb in upravičenimi stroški preko odstopanja ΔKPI_{P-MSP} iz 91. člena tega akta.

(3) Minimalna raven posameznega kazalnika pripravljenosti je odvisna od strukture tega kazalnika, normativnih zahtev, stopnje razvoja ter stanja tehnike in je določena v Prilogi 5.

90. člen **(vpliv uspešnosti naložb na načrtovane upravičene stroške)**

Vpliv uspešnosti naložb se za posamezno leto regulativnega obdobja ne načrtuje vnaprej.

91. člen **(vpliv uspešnosti naložb na priznane upravičene stroške)**

(1) Uspešnost naložb ($\Delta S(E)_t$) se za posamezno leto regulativnega obdobja t izračuna na podlagi krovnih kazalnikov pripravljenosti, ki odražajo minimalne standarde pripravljenosti in ključnih kazalnikov učinkovitost naložb (KPI_{P-MSP} in KPI_E) oziroma njunih odstopanj (ΔKPI_{P-MSP} in ΔKPI_E) ter priznanih stroškov $TOTEX_E$.

(2) Priznani stroški $TOTEX_E$ za posamezno leto regulativnega obdobja se izračunajo na naslednji način:

$$TOTEX_{E,t} = NSDV_t + AM_t + SS_t + SSP_t [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$TOTEX_{E,t}$	priznani stroški;
$NSDV_t$	priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja oziroma distribucijskega podjetja i ;
AM_t	priznani stroški amortizacije elektrooperaterja oziroma distribucijskega podjetja i ;

SS_t	priznani stroški sistemskih storitev systemskega operaterja;
SSP_t	priznani stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja oziroma distribucijskega podjetja i ;
t	leto regulativnega obdobja.

(3) Vpliv $\Delta S(E)_t$ se v obliki spodbude za uspešnost (pozitivne ali negativne) za posamezno leto regulativnega obdobja t ugotavlja na podlagi faktorjev upravičenosti e_t , $TOTEX_{E,t}$ posebej za systemskega operaterja, distribucijskega operaterja oziroma distribucijsko podjetje i ter se določi na naslednji način:

$$\Delta S(E)_t = \sum_i q_{e,t} \cdot TOTEX_{E,t} \cdot (\Delta KPI_{E,t} + \Delta KPI_{P-MSP}) [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$TOTEX_{E,t}$	priznani stroški;
$\Delta S(E)_t$	uspešnost naložb v pametna omrežja, ki je lahko pozitivna ali negativna;
$q_{e,t}$	faktor upravičenosti;
$\Delta KPI_{E,t}$	odstopanje krovnege KPI učinkovitosti naložb od osnovnice;
ΔKPI_{P-MSP}	odstopanje krovnege KPI pripravljenosti od minimalnih standardov ($\Delta KPI_{P-MSP} \leq 0$ za distribucijskega operaterja oziroma $\Delta KPI_{P-MSP} = 0$ za systemskega operaterja);
i	distribucijski operater oziroma distribucijsko podjetje ali systemski operater.

92. člen

(odstopanje ključnih kazalnikov uspešnosti od osnovnice)

(1) Osnovnica za izračun odstopanja ključnega kazalnika uspešnosti $\Delta KPI_{E,t}$ se določi kot vrednost ključnega kazalnika uspešnosti naložb $KPI_{E,t}$ v prvem letu regulativnega okvira ($t = 1$).

(2) Če agencija na podlagi kazalnikov uspešnosti ugotovi, da so vzročno posledične korelacije med ključnimi kazalniki učinkovitosti in kazalniki pripravljenosti šibke, kar pomeni, da naložbe v pametna omrežja niso vzrok za izmerjeno raven učinkovitosti, upošteva pri izračunu $\Delta S(E)_t$ vrednost $\Delta KPI_{E,t} = 0$.

(3) Izračun $\Delta KPI_{E,t}$ določa Priloga 5.

93. člen (faktor upravičenosti)

(1) Agencija določi faktor upravičenosti $q_{e,t}$ za posamezno leto regulativnega obdobja t za systemskega operaterja, distribucijskega operaterja oziroma distribucijsko podjetje i .

(2) Faktor upravičenosti določa Priloga 5.

94. člen (hramba, zagotavljanje kakovosti, posredovanje podatkov, nadzor in ukrepi agencije)

(1) Elektrooperater in distribucijska podjetja morajo hraniti izvirne podatke, ki so podlaga za morebitno nadaljnjo obdelavo podatkov vsaj dve leti od začetka življenjske dobe validiranega izvornega podatka.

(2) Elektrooperater in distribucijska podjetja so obvezana agenciji posredovati vse zahtevane podatke za izračun ključnih kazalnikov, ki so potrebni za določitev uspešnosti naložb $\Delta S(E)_t$ najkasneje do 31. marca za preteklo koledarsko leto. Če so podatki pred posredovanjem obdelani pri elektrooperaterju, mora biti omogočena sledljivost obdelave podatkov »od konca do konca«.

(3) Vsi posredovani podatki morajo biti validirani s strani elektrooperaterja in distribucijskih podjetij. Morebitne posodobitve izvornih podatkov na podlagi validacije morajo biti sledljive. Če ni določeno drugače, elektrooperater izvaja uveljavljene validacijske postopke, ki so v uporabi za druge namene uporabe zadevnih podatkov.

3.2.10. Raziskave in inovacije

95. člen (namen in cilji)

Stroški raziskav in inovacij so upravičeni stroški projektov, če se z njimi:

- zagotavlja financiranje raziskovalnih in demonstracijskih projektov elektrooperaterjev, ki izpolnjujejo kriterije tega akta in omogočajo potencialne neto širše družbene koristi;
- spodbuja raziskave oziroma demonstracije inovativnih prijemov pametnih omrežij, medsektorskega povezovanja in ekosistema za globoko elektrifikacijo s ciljem boljšega izkoriščanja obstoječe elektroenergetske infrastrukture in obnovljivih virov energije kot tudi nizkoogljičnih in energijsko učinkovitih rešitev z uporabo koncepta odprtih inovacij;
- preskusi lokalne dinamične omrežninske tarife za energijo za distribucijsko omrežje na podlagi prostovoljnega sodelovanja odjemalcev in

- razširjajo znanja, pridobljena z izvajanjem projektov za zagotavljanje koristi in prihrankov pri uporabi omrežja končnega odjemalca, ter zagotavljajo učinkovitejše naložbe v omrežje na podlagi rezultatov projektov.

96. člen (kvalifikacija projektov)

(1) Postopek in pogoje kvalificiranja projektov na področju raziskav in inovacij določa Priloga 3, ki je sestavni del tega akta.

(2) Elektrooperater mora agenciji prijaviti vsak projekt iz prejšnjega člena pred začetkom izvajanja projekta. Prijavitelja projekta, postopek prijave in vsebino vloge za kvalifikacijo projekta podrobneje določa Priloga 3.

(3) Če agencija ugotovi vsebinsko podvajanje projekta z že kvalificiranimi projekti v smislu uporabe iste ali zelo podobne metode ali rešitve, se lahko odloči, da projekta ne kvalificira.

(4) Vloga za kvalifikacijo projekta je sestavljena iz dveh delov. Agencija najkasneje v 30 dneh po prejemu popolnega prvega dela vloge (osnovna prijava) pisno povabi elektrooperaterja k oddaji drugega dela vloge (razširjena prijava). Če agencija na podlagi osnovne prijave ugotovi, da projekt ni v skladu z namenom in cilji sheme raziskav in inovacij iz 95. člena tega akta, elektrooperaterja ne povabi k oddaji razširjene vloge. Agencija najkasneje v 45 dneh po prejemu popolnega drugega dela vloge pisno obvesti elektrooperaterja o kvalifikaciji projekta.

97. člen (opredelitev upravičenih stroškov)

(1) Stroški raziskav in inovacij so stroški, ki so posledica kvalificiranih inovativnih projektov na področju raziskav, eksperimentalnega razvoja in demonstracij in lahko vključujejo vse vrste inovacij, vključno s poslovnimi, tehnološkimi in operativnimi, ter so nastali v času od začetka zasnove projekta pred prijavo do zaključka projekta.

(2) Stroški raziskav in inovacij so stroški materiala, stroški storitev, stroški dela, drugi poslovni odhodki in drugi odhodki in niso upoštevani v okviru nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja.

(3) Upravičenost teh stroškov iz prejšnjega odstavka ni osredotočena izključno na inovativne projekte z morebitnimi direktnimi nizkoogljičnimi in okoljskimi koristmi, tovrstne koristi projektov so lahko tudi posredne.

(4) Stroški razvijanja niso upravičeni stroški raziskav in inovacij.

98. člen (določitev načrtovanih stroškov raziskav in inovacij)

(1) Načrtovani stroški raziskav in inovacij za posamezno leto regulativnega obdobja se izračunajo na naslednji način:

$$RI_t = 0,0025 \cdot NV_{zl} \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

RI_t	stroški raziskav in inovacij;
NV_{zl}	načrtovani viri za pokrivanje upravičenih stroškov zadnjega leta regulativnega obdobja pred začetkom novega regulativnega obdobja;
zl	zadnje leto regulativnega obdobja pred začetkom novega regulativnega obdobja;
t	leto regulativnega obdobja.

(2) Če je regulativni okvir za distribucijskega operaterja razdeljen na distribucijska podjetja, se načrtovani stroški raziskav in inovacij določijo ločeno za distribucijska podjetja in distribucijskega operaterja v skladu s prejšnjim odstavkom.

99. člen **(pravila za določitev priznanih stroškov raziskav in inovacij)**

(1) Priznani stroški raziskav in inovacij se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo tako, da se upoštevajo določbe 3.2.10. odseka II. poglavja tega akta in pravila iz tega člena.

(2) Pravila za določitev priznanih stroškov raziskav in inovacij so:

1. posamezen projekt mora biti kvalificiran v skladu s 3.2.10. odsekom II. poglavja tega akta;
2. priznani stroški raziskav in inovacij v letu t se ugotovijo na podlagi realiziranih stroškov in odhodkov iz poslovnih knjig elektrooperaterja tistega leta, za katero se ugotavlja odstopanje od regulativnega okvira;
3. priznani stroški raziskav in inovacij iz 95. člena tega akta se za kvalificirane projekte priznajo največ do višine, ki se izračuna na naslednji način:

$$RI_{Tro} = \sum_n^{Tro} RI_t \text{ [EUR]}$$

in

$$RI_t = 0,005 \cdot V_{pt} + \sum_i^N BPS_{RI} \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

RI_t	stroški raziskav in inovacij;
V_{pt}	priznani viri za pokrivanje upravičenih stroškov predhodnega leta;
BPS_{RI}	drugi prihodki iz naslova brezplačno prevzetih sredstev za projekte iz 95. člena tega akta;
t	leto, za katero se ugotavlja odstopanje od regulativnega okvira;
pt	predhodno leto;
i	1 do N ;
N	število projektov od 1 do i ;
Tro	trajanje regulativnega obdobja, izraženo s številom let;
n	1 do Tro ;

pri čemer se v letu t tekočega regulativnega obdobja stroški raziskav in inovacij priznajo do višine zamejitve, določene z enačbama iz te točke, hkrati pa neizkoriščeni stroški raziskav in inovacij predhodnih let tekočega regulativnega obdobja povečujejo zamejeno višino stroškov raziskav in inovacij leta t . Če pa se projekt zaključi v letu t tekočega regulativnega obdobja in stroški raziskav in inovacij presegajo zamejeno višino stroškov inovacij in raziskav tega leta, se nepriznani stroški leta t pokrivajo v naslednjem letu tekočega regulativnega obdobja do zamejitve;

4. če je projekt sofinanciran z brezplačno prevzetimi sredstvi, se na podlagi deleža sofinanciranja preračuna 100-odstotna vrednost projekta, ko je projekt finančno zaključen s strani sofinancerja. Za projekte, sofinancirane z brezplačno prevzetimi sredstvi, se med trajanjem izvajanja teh projektov za posamezno leto regulativnega obdobja priznajo stroški v višini realizacije teh stroškov iz poslovnih knjig. Ti priznani stroški so akontacija teh stroškov posameznega leta, kar pomeni, da ko je projekt finančno zaključen, se za posamezen projekt upoštevajo stroški največ v višini preračunane 100-odstotne vrednosti projekta.

100. člen **(nadzor nad izvajanjem projektov)**

(1) Elektrooperater mora agenciji poročati o izvajanju projektov na način, ki ga določa Priloga 3.

(2) Če agencija ugotovi kakršno koli neskladnost pri izvajanju projekta z zahtevami tega akta, naloži elektrooperaterju korektivne ukrepe ter rok za njihovo

izvedbo. Če elektrooperater neskladnosti pravočasno in v celoti ne odpravi, stroški, nastali z izvajanjem tega projekta, niso upravičeni stroški elektrooperaterja.

(3) Elektrooperater mora za projekte iz 95. člena tega akta voditi posebne evidence stroškov teh projektov.

3.2.11. Spodbude

101. člen (učinkovitost poslovanja elektrooperaterja)

(1) Če elektrooperater realizira nižje stroške, kot so priznani upravičeni stroški, razliko stroškov zadrži.

(2) Če elektrooperater realizira višje stroške, kot so priznani upravičeni stroški, razliko pokriva iz reguliranega donosa na sredstva.

(3) Če sistemski operater zagotovi eno ali več sistemskih storitev na brezplačen način, ki ni posledica zakonodajne zahteve, se mu prizna spodbuda v višini 10 odstotkov vrednosti prihranka, ki je enak vrednosti, ki bi jo sistemski operater plačal za nakup te sistemske storitve.

102. člen (brezplačno prevzeta sredstva)

(1) Če elektrooperater pridobi brezplačno prevzeta sredstva vključno z denarnimi sredstvi za naložbe, se mu v upravičenih stroških prizna stimulacija v enkratni višini 6 odstotkov od pridobljenih brezplačno prevzetih sredstev v letu, ko je bilo sredstvo predano v uporabo.

(2) Če elektrooperater pridobi brezplačno prevzeta denarna sredstva za pokrivanje stroškov raziskav in inovacij, se mu v upravičenih stroških prizna stimulacija v enkratni višini 6 odstotkov od prihodkov, izkazanih v poslovnih knjigah posameznega leta.

(3) Če mora elektrooperater iz kakršnega koli razloga vrniti brezplačno prevzeta sredstva, prejeta stimulacija zmanjšuje upravičene stroške pri ugotavljanju odstopanj od regulativnega okvira za tisto leto regulativnega obdobja, ko je izvedeno vračilo teh sredstev. Vsi stroški in odhodki, nastali iz naslova vračila brezplačno prevzetih sredstev ter že pridobljene spodbude na podlagi metodologij, ki urejajo določitev regulativnega okvira, niso upravičeni stroški elektrooperaterja.

3.2.11.1. Spodbujanje naložbenih projektov v pametna omrežja

103. člen (namen in kontekst sheme spodbud)

(1) Za doseg cilja iz 2. in 3. točke 6. člena tega akta agencija spodbuja naložbe elektrooperaterja v pametna omrežja s ciljem omogočiti uvajanje

uveljavljenih novih tehnologij za učinkovitejše izkoriščanje obstoječega elektroenergetskega sistema, za učinkovito združevanje ravnanja in ukrepov vseh uporabnikov, priključenih na elektroenergetski sistem, zlasti proizvodnja električne energije iz obnovljivih ali distribuiranih virov energije ter prilagajanja odjema odjemalcev.

(2) Shema spodbud obsega finančne spodbude za naložbe v pametna omrežja, in sicer:

- časovno omejene finančne spodbude in
- enkratne spodbude za uspešnost projekta.

(3) Vsota spodbud je navzgor zamejena z vrednostjo 20 odstotkov izkazanih neto koristi celotnega projekta.

(4) V shemo spodbud agencija uvršča naložbe v pametna omrežja, ki spodbujajo najbolj učinkovit razvoj omrežij, katerih skupna vrednost v okviru posameznega projekta presega 100.000,00 eurov.

(5) Agencija nadzira izvajanje projektov, uvrščenih v shemo spodbud.

(6) Za uvrstitev posamezne naložbe v pametna omrežja v shemo spodbud morajo biti izpolnjeni kriteriji, ki so določeni v 104. členu tega akta.

104. člen (osnovni kriteriji sheme spodbud)

(1) Projekti rešitev pametnih omrežij morajo biti v skladu z definicijo pametnega omrežja oziroma pametne energetske infrastrukture iz 2. člena tega akta in skupaj s povezanimi podpornimi projekti zagotavljajo celovito izrabo funkcionalnosti pametnih omrežij. Podporni projekti vključujejo potrebno, v zasnovi kibernetsko varno IT podporo in IKT infrastrukturo, v obsegu, nujno potrebnem za uvajanje prej omenjenih projektov rešitev pametnih omrežij.

(2) Naložbe iz prejšnjega člena morajo biti usmerjene v reševanje problematike na vsaj enem izmed naslednjih področij:

1. izboljšanje izkoriščenosti obstoječega elektroenergetskega sistema;
2. zagotavljanje prenosne zmogljivosti v smislu obvladovanja lokalnih preobremenitev;
3. povečanje prenosne zmogljivosti sistema;
4. učinkovita integracija proizvodnje iz obnovljivih virov ter soproizvodnje elektrike in toplote z visokim izkoristkom v omrežje in drugo;
5. postavitve obratovalnih zahtev proizvodnim enotam, koordinirano omejevanje delovanja proizvodnih enot in drugo;
6. zagotavljanje otočnega obratovanja (mikro omrežja) ob uporabi proizvodnje iz obnovljivih virov;

7. izrabljanje naprednih tržnih mehanizmov v smislu zagotavljanja aktivnega sodelovanja uporabnikov v ukrepih elektrooperaterja kot na primer v programih prilagajanja odjema na področju frekvenčnih in nefrekvenčnih sistemskih storitev;
8. spodbujanje energetske učinkovitosti v smislu zmanjšanja porabe električne energije, priključne moči, konične moči, izgub v omrežju in drugo;
9. učinkovita integracija polnilne infrastrukture za polnjenje električnih vozil v omrežje z vključevanjem pametne polnilne infrastrukture v programe prilagajanja odjema s ciljem spodbujanja povečevanja rabe električne energije v prometu ali
10. izboljševanje oziroma ohranjanje ravni neprekinjenost napajanja in kakovosti napetosti.

(3) Komponente za izvajanje tržnih mehanizmov, ki se uvajajo v okviru projektov iz prejšnjega člena in ne služijo omrežju, niso predmet upravičenih stroškov in te sheme spodbud.

105. člen **(časovno omejena finančna spodbuda)**

(1) Naložbam v pametna omrežja, ki izpolnjujejo osnovne kriterije iz prejšnjega člena, agencija v primeru izpolnjevanja zahtevanih pogojev iz tega člena prizna spodbudo iz prve alineje drugega odstavka 103. člena tega akta v višini 4 odstotkov od neodpisane vrednosti sredstva na dan 31. decembra za čas trajanja šestih let od dneva aktiviranja.

(2) Če elektrooperater za projekte iz 103. člena tega akta delno ali v celoti pridobi brezplačno prevzeta sredstva ali druga nepovratna sredstva, se spodbuda iz prejšnjega odstavka za tako pridobljena sredstva ne prizna.

(3) Elektrooperater mora za kvalifikacijo projekta za spodbudo iz prvega odstavka tega člena z dokumentacijo dokazati, da bodo s projektom povezane naložbe v razvoj pametnih omrežij namenjene reševanju problematike omrežja na področjih iz drugega odstavka prejšnjega člena. Elektrooperater v vlogi za odobritev spodbud iz prvega odstavka tega člena agenciji predloži:

1. opis projekta in uporabljenih ukrepov uvajanja pametnih omrežij z navedbo reference na posamezen ukrep iz študije agencije o reguliranju na področju pametnih omrežij, ki je objavljena na spletni strani agencije, oziroma rešitve v študiji »Posodobitev nacionalnega programa pametnih omrežij« (EIMV in drugi, št. 2444);
2. za projekt, katerega skupna vrednost je:
 - do vključno 300.000 eurov: podrobno utemeljitev upravičenosti posamezne naložbe glede na zgoraj našteje kriterije (vključno z opredelitvijo koristi v primerjavi s konvencionalno naložbo, če je ta izvedljiva);

- nad 300.000 eurov: analizo stroškov in koristi projekta po priporočilih Evropske komisije (»Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of Smart Grid projects«, Report EUR 25246 EN), s katero dokazuje upravičenost posamezne naložbe glede na zgoraj naštete kriterije. Učinke oziroma uspešnost uvajanja projekta mora prikazati na podlagi koristi oziroma z njimi povezanimi ključnimi kazalniki uspešnosti v povezavi s storitvami in funkcionalnostmi skladno s prej navedenimi priporočili. Izbiro koristi in ključnih kazalnikov uspešnosti iz Priloge IV priporočil mora elektrooperater v vlogi utemeljiti;
3. projektni načrt;
 4. dokumentacijo, iz katere je razvidna dejanska tehnična in časovna izvedba projekta;
 5. evidenco aktiviranih sredstev.

(4) Če elektrooperater dokaže, da je pri načrtovanju in implementaciji rešitve uporabil pristop upoštevanja celotnega elektroenergetskega sistema (prenosnega in distribucijskega), se mu dodatno k spodbudi iz prvega odstavka tega člena prizna še spodbuda v višini 3 odstotkov od neodpisane vrednosti sredstva na dan 31. decembra za čas trajanja šestih let od dneva aktiviranja. Kot dokazilo morata distribucijski operater in sistemski operater v vlogi iz prejšnjega odstavka predložiti skupno izjavo o sodelovanju pri načrtovanju in implementaciji naložbe s podrobno utemeljitvijo, iz katere izhaja, da je v okviru naložbe uporabljena najbolj učinkovita zasnova rešitve za celotni elektroenergetski sistem. Naložba mora zagotavljati učinkovit mehanizem koordinacije med distribucijskim operaterjem in sistemskim operaterjem, ki vključuje učinkovito izmenjavo pomembnih podatkov o stanju v distribucijskem sistemu v realnem času (na manj kot 30 sekund). Utemeljitev mora biti podkrepljena z ovrednotenjem enega ali več kazalnikov uspešnosti, ki naslavljajo pristop upoštevanja celotnega elektroenergetskega sistema in ki po potrebi smiselno dopolnjujejo nabor kazalnikov iz tretje alineje sedmega odstavka tega člena.

(5) Elektrooperater mora zagotoviti korelacijo identifikatorja vsakega posameznega sredstva iz projektne dokumentacije z identifikatorjem istega sredstva v registru sredstev, ki ga elektrooperater uporablja za namene računovodenja. Če agencija iz predložene dokumentacije ne more učinkovito preveriti vrste sredstva ter povezanosti sredstva z naložbo, za katero elektrooperater uveljavlja spodbudo, se spodbuda ne prizna.

(6) Elektrooperaterju, ki prijavlja določeno naložbo v shemo spodbud v vlogi sodelujočega partnerja v projektu, mora elektrooperater, ki je nosilec oziroma prijavitelj projekta, formalno potrditi aktivirana sredstva.

(7) Agencija v okviru ugotavljanja odstopanj na podlagi posredovanih podatkov in dokumentacije pri odločitvi, ali je posamezen projekt upravičen do spodbude, presoja:

- izpolnjevanje osnovnih kriterijev;

- podrobno utemeljitev upravičenosti naložbe oziroma analizo stroškov in koristi (skladnost izvedbe analize s priporočili Evropske komisije iz tretjega odstavka tega člena in rezultat) glede na skupno vrednost projekta;
- odstopanja dejanske izvedbe projekta od načrta.

(8) Projekti skupnega interesa na področju pametnih omrežij (PCI Smart Grids), ki jih je dokončno potrdila Evropska komisija, so do spodbude iz prvega odstavka tega člena upravičeni brez presoje iz prejšnjega odstavka.

(9) Agencija po opravljenem ugotavljanju odstopanj od regulativnega okvira na spletnih straneh objavi na standardiziran način osnovne informacije o investicijskih projektih, za katere so elektrooperaterji pridobili spodbudo iz tega člena.

106. člen **(finančna spodbuda na podlagi uspešnosti projekta)**

(1) Za naložbe v pametna sredstva, ki so pridobila časovno omejeno spodbudo iz prejšnjega člena, se pod pogoji iz naslednjega odstavka elektrooperaterju prizna tudi enkratna spodbuda za uspešnost projekta iz druge alineje drugega odstavka 103. člena tega akta v višini 5 odstotkov od nabavne vrednosti sredstev, izključno potrebnih za doseganje ključnih kazalnikov uspešnosti (v nadaljnjem besedilu: *KPI*), ki jih opredeljuje Priloga 4, ki je sestavni del tega akta.

(2) Elektrooperater mora dokazati dejansko uspešnost projekta na podlagi kazalnikov uspešnosti, na vsaj enem izmed štirih prioriternih področjih:

- učinkovitost integracije razpršene proizvodnje iz OVE;
- zmanjšanje lokalne konične obremenitve;
- povečanje prenosnih zmogljivosti in
- povečanje spoznavnosti distribucijskega omrežja.

(3) Elektrooperater mora zagotoviti korelacijo identifikatorja vsakega posameznega sredstva s *KPI* z identifikatorjem istega sredstva v registru sredstev, ki ga elektrooperater uporablja za namene računovodenja. Če agencija iz predložene dokumentacije ne more učinkovito preveriti vrste sredstva ter povezanosti sredstva s *KPI*, za katero elektrooperater uveljavlja spodbudo, se spodbuda ne prizna.

107. člen **(kvalifikacija projekta za finančno spodbudo na podlagi uspešnosti projekta)**

(1) Elektrooperater mora agenciji posredovati skupaj z vlogo iz tretjega odstavka 105. člena tega akta dokumentacijo, s katero dokazuje upravičenost izvajanja posameznega ukrepa, in sicer:

1. analizo začetnega stanja;
2. podroben opis predvidenega ukrepa za izboljšanje *KPI* z uporabo novih tehnologij (pametna omrežja);
3. podroben opis primerljivega ukrepa za izboljšanje *KPI* na podlagi klasičnega razvoja omrežja;
4. rezultate simulacij stanja po izvedbi klasičnega ukrepa in ukrepa pametnih omrežij;
5. izračun *KPI* v skladu z metodologijo, ki jo opredeljuje Priloga 4, ki vključuje:
 - a) izračun *KPI* za začetno stanje ($KPI_{\text{začetno stanje}}$);
 - b) predviden *KPI* za obe vrsti ukrepov, klasičnega ($KPI_{\text{klasičen ukrep}}$) in pametnih omrežij ($KPI_{\text{ukrep pametnih omrežij}}$), če alternativni ukrep obstaja;
 - c) izračun faktorja razmerja *KPI* ($f_{KPI_{\text{predviden}}}$).

(2) Agencija na podlagi validacije informacij, pridobljenih na podlagi tretjega odstavka 105. člena tega akta ter prejšnjega odstavka, kvalificira projekt za odobritev spodbude, pri čemer je naložba v ukrep pametnih omrežij upravičena, če je vrednost $f_{KPI_{\text{predviden}}} > 1$. O kvalifikaciji projekta za odobritev spodbude, agencija obvesti elektrooperaterja.

(3) Če agencija v postopku iz tega člena ugotovi, da izračuni temeljijo na metodologiji, ki ni skladna s predpisano, ali na nepreverljivih podatkih, podatkih slabe kakovosti oziroma izkrivljenih informacijah, projekta ne kvalificira, o čemer obvesti elektrooperaterja.

108. člen **(priznanje finančne spodbude na podlagi uspešnosti projekta)**

(1) Elektrooperater mora agenciji najkasneje v enem letu po zaključku kvalificiranega projekta predložiti dokumentacijo, iz katere je razviden dejanski učinek projekta na podlagi *KPI*, ki jih opredeljuje Priloga 4. Dokumentacija mora vsebovati:

- primerjalno analizo začetnega in doseženega stanja;
- izračun *KPI* za stanje po aktivaciji ukrepa ($KPI_{\text{končno stanje}}$);
- izračun dejanskega doseženega izboljšanja *KPI* ($\Delta KPI_{\text{dejanski}}$).

(2) V odvisnosti od vrednosti $\Delta KPI_{\text{dejanski}}$ agencija elektrooperaterju prizna dodatno finančno spodbudo iz 106. člena tega akta, kot je določeno v Prilogi 4.

(3) Če agencija v postopku iz tega člena ugotovi, da izračuni temeljijo na metodologiji, ki ni skladna s predpisano, ali na nepreverljivih podatkih, podatkih slabe kakovosti oziroma izkrivljenih informacijah, spodbude elektrooperaterju ne prizna.

109. člen **(poročanje o izvajanju naložb v pametna omrežja)**

(1) Elektrooperater poroča letno o izvajanju projekta po uspešni kvalifikaciji projekta, in sicer najkasneje do 31. januarja za preteklo leto.

(2) Strukturo in obliko poročila ter navodila za izdelavo poročila iz prejšnjega odstavka objavi agencija na svoji spletni strani.

110. člen **(nadzor nad izvajanjem naložb v pametna omrežja)**

(1) Agencija nadzira izvajanje kvalificiranih naložb v pametna omrežja v okviru sheme spodbud iz drugega odstavka 103. člena tega akta z uporabo naslednjih instrumentov:

- analizo poročil o izvajanju projekta in
- s pridobivanjem informacij o projektu na zahtevo.

(2) Če agencija na podlagi dejstev, ugotovljenih v postopku spremljanja izvajanja naložb v pametna omrežja, ugotovi, da naložba ne izpolnjuje več pogojev, na podlagi katerih je tej naložbi odobrila spodbudo iz prvega odstavka 105. člena tega akta, naloži elektrooperaterju korektivne ukrepe ter rok za njihovo izvedbo. Če elektrooperater v roku ne odpravi nepravilnosti, agencija za vrednost že priznanih spodbud zmanjša upravičene stroške v okviru postopka ugotavljanja odstopanj od regulativnega okvira tistega leta, ko je agencija ugotovila, da elektrooperater nepravilnosti ni odpravil.

111. člen **(omejevanje učinkovanja kazalnikov uspešnosti)**

(1) Zaradi spodbujanja naložb v pametna omrežja na podlagi uspešnosti na projektni in sistemski ravni hkrati se za preprečevanje večkratne finančne spodbude za zagotavljanje istih koristi pri vrednotenju vpliva uspešnosti naložb na priznane upravičene stroške elektrooperaterja oziroma distribucijskega operaterja iz 91. člena tega akta upoštevajo ustrezne omejitve pri upoštevanju kazalnikov uspešnosti.

(2) Če je elektrooperater ali distribucijsko podjetje v letu t upravičeno do spodbude na podlagi 106. člena tega akta, potem se vpliv uspešnosti naložb na priznane upravičene stroške elektrooperaterja $\Delta S(E)_t$ iz 91. člena tega akta izračuna tako, da se odstopanji krovnih KPI pripravljenosti oziroma učinkovitosti ($\Delta KPI_{E,t}$, ΔKPI_{P-MSP}) izračunajo brez upoštevanja kazalnikov uspešnosti, ki so neposredno povezljivi s ključnimi kazalniki uspešnosti, opredeljenimi v 106. členu tega akta oziroma natančneje določenimi v Prilogi 4.

(3) Korelacijska tabela med kazalniki uspešnosti iz prejšnjega odstavka tega člena in pravila za izračun krovnih KPI pripravljenosti oziroma učinkovitosti so podani v Prilogi 5.

(4) Elektrooperater oziroma distribucijsko podjetje je upravičeno do časovno omejene finančne spodbude iz 105. člena tega akta na podlagi opravljene kvalifikacije projekta ne glede na odobreno spodbudo iz 91. člena tega akta.

112. člen (določitev načrtovanih spodbud)

V regulativnem okviru se načrtuje samo spodbuda za systemske storitve v skladu s tretjim odstavkom 101. člena tega akta. Osnova za izračun spodbude pa sta količina in cena posamezne systemske storitve, določeni v skladu s 36. členom tega akta.

113. člen (pravila za določitev priznanih spodbud)

Priznane spodbude se za posamezno leto regulativnega obdobja in za posamezno vrsto spodbud izračunajo tako, da se upoštevajo določbe 3.2.9. odseka II. poglavja tega akta.

3.3. Viri za pokrivanje upravičenih stroškov

3.3.1. Splošno

114. člen (viri za pokrivanje upravičenih stroškov)

(1) Viri za pokrivanje upravičenih stroškov regulativnega obdobja se izračunajo kot vsota virov za pokrivanje upravičenih stroškov posameznih let regulativnega obdobja.

(2) Dodatno se za distribucijskega operaterja viri za pokrivanje upravičenih stroškov za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo kot vsota virov za pokrivanje upravičenih stroškov distribucijskega operaterja in distribucijskih podjetij.

(3) Vir za pokrivanje upravičenih stroškov za posamezno leto regulativnega obdobja je reguliran letni prihodek.

115. člen (določitev reguliranega letnega prihodka)

Reguliran letni prihodek za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna na naslednji način:

$$RP_t = OMR_t + DP_t \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

RP_t	reguliran prihodek, ki se izračuna kot seštevek zneska zaračunanih omrežnin in drugih prihodkov;
OMR_t	zaračunani zneski omrežnine za prenosni sistem, omrežnine za distribucijski sistem, omrežnine za priključno moč in omrežnine za čezmerno prevzeto jalovo energijo, ki so zmanjšani za primanjkljaj omrežnin iz preteklih let ali povečani za presežek omrežnin iz preteklih let;
t	leto regulativnega obdobja.

3.3.2. Omrežnina

116. člen (omrežnina in način določitve omrežnine)

(1) Omrežnina je znesek, ki ga je za uporabo elektroenergetskega sistema dolžan plačati uporabnik in je vir za pokrivanje upravičenih stroškov. Skupni znesek omrežnine se izračuna na naslednji način:

$$OMR_t = OMRp_t + OMRd_t + OPM_t + OČPJE_t - \Delta RO_t \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

OMR_t	znesek omrežnine;
$OMRp_t$	znesek omrežnine za prenosni sistem;
$OMRd_t$	znesek omrežnine za distribucijski sistem;
OPM_t	znesek omrežnine za priključno moč;
$OČPJE_t$	znesek omrežnine za čezmerno prevzeto jalovo energijo;
ΔRO_t	odstopanje od regulativnega okvira preteklih let, ugotovljeno v skladu s 117. členom tega akta, ki se upošteva v posameznem letu regulativnega obdobja;
t	leto regulativnega obdobja.

(2) Znesek posamezne omrežnine iz prejšnjega odstavka se izračuna v skladu s sedmim odstavkom 7. člena tega akta.

(3) Načrtovana omrežnina za prenosni sistem in načrtovana omrežnina za distribucijski sistem se izračunata na način, kot je določeno v 9. členu tega akta. Načrtovana omrežnina za priključno moč se izračuna kot produkt načrtovanih priključnih moči, ki jih posreduje elektrooperater in tarifne postavke za omrežnino za priključno moč. Načrtovana omrežnina za čezmerno prevzeto jalovo energijo se ne načrtuje vnaprej.

(4) Priznana omrežnina posameznega leta regulativnega obdobja se izračuna v skladu s prvim odstavkom tega člena ob upoštevanju sedmega odstavka 7. člena tega akta za posamezno vrsto omrežnine in odstopanja od regulativnega okvira preteklih let, ki je ugotovljeno v skladu s 117. členom tega akta.

117. člen **(odstopanje od regulativnega okvira preteklih let)**

(1) Pri določitvi načrtovane omrežnine za prenosni sistem in omrežnine za distribucijski sistem se kumulativno odstopanje od regulativnega okvira preteklih let izračuna na naslednji način:

$$\Delta RO = \sum_n^{T\Delta} (\Delta ro_t + OBR_t) \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

ΔRO	kumulativno odstopanje od regulativnega okvira preteklih let, ki se upošteva v regulativnem okviru;
Δro_t	odstopanje od regulativnega okvira posameznega leta regulativnega obdobja, ki je bilo do izdaje odločbe o regulativnem okviru ugotovljeno v skladu s 3.4. pododdelkom II. poglavja tega akta z odločbo agencije;
OBR_t	obresti posameznega leta regulativnega obdobja;
$T\Delta$	časovno obdobje, ki je odvisno od zaključenih postopkov ugotavljanja odstopanj do izdaje odločbe o regulativnem okviru;
n	1 do $T\Delta$.

(2) Odstopanje od regulativnega okvira preteklih let, ki je določeno v skladu s prejšnjim odstavkom, se za posamezno leto regulativnega obdobja izračuna na naslednji način:

$$\Delta RO_t = \frac{\Delta RO}{T\Delta} \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

ΔRO	kumulativno odstopanje od regulativnega okvira preteklih let, ki se upošteva v regulativnem okviru;
ΔRO_t	odstopanje od regulativnega okvira preteklih let, ki se upošteva v posameznem letu regulativnega obdobja;

Tro

trajanje regulativnega obdobja, izraženo s številom let.

(3) Odstopanje od regulativnega okvira preteklih let je v izračunu odstopanja od regulativnega okvira enako odstopanju, ki je bilo upoštevano pri določitvi načrtovane omrežnine za prenosni sistem in omrežnine za distribucijski sistem.

3.3.3. Drugi prihodki

118. člen (vrste drugih prihodkov)

(1) Drugi prihodki (*DP*) so prihodki, ki izvirajo iz opravljanja dejavnosti elektrooperaterja in so bili stroški, povezani s temi prihodki, predhodno priznani v okviru upravičenih stroškov. Ti prihodki so namenjeni pokrivanju upravičenih stroškov elektrooperaterja in so:

1. usredstveni lastni proizvodi in lastne storitve;
2. prihodki od prodaje električne energije v okviru dejavnosti elektrooperaterja (zasilna oskrba, neupravičen odjem električne energije, napačne meritve in drugo);
3. prihodki od prodaje drugih storitev, ki so določene v skladu z aktom za obračunavanje omrežnine;
4. prihodki od prezasedenosti v skladu s predpisi, ki urejajo zadevno področje;
5. prihodki iz naslova medsebojnih nadomestil med sistemskimi operaterji (mehanizem ITC);
6. prihodki, povezani z električno energijo za izravnavo sistema, in prihodki odstopanj iz tega naslova;
7. prihodki, povezani s povprečnimi stroški priključevanja in omrežnino za priključno moč, ki je bila končnim odjemalcem zaračunana do 31. decembra 2015;
8. prihodki, povezani z brezplačno prevzetimi sredstvi, sredstvi, pridobljenimi s plačili nesorazmernih stroškov za priključitev na sistem in drugimi nepovratnimi sredstvi, sredstvi, ki so zgrajena s sofinanciranjem, ter sredstvi, ki so zgrajena s sredstvi iz prezasedenosti;
9. prihodki, povezani z brezplačno prevzetimi sredstvi, pridobljeni za sofinanciranje projektov raziskav in inovacij;
10. prevrednotovalni poslovni prihodki, povezani s sredstvi;
11. odškodnine od zavarovalnic ali tretjih oseb ter druga nepovratna sredstva za pokrivanje stroškov škod;

12. prihodki, ki so posledica prenosa znanja ali sredstev na druge družbe ali dejavnosti z namenom trženja le-teh;
13. prihodki od prejete državne pomoči;
14. refundacija nadomestil stroškov dela;
15. ostali prihodki od prodaje, ki niso upoštevani v 1. do 14. točki tega odstavka;
16. ostali poslovni prihodki, ki niso upoštevani v 1. do 14. točki tega odstavka;
17. ostali drugi prihodki, ki niso upoštevani v 1. do 14. točki tega odstavka in
18. finančni prihodki.

(2) Med prevrednotovalnimi poslovnimi prihodki iz naslova terjatev do kupcev za omrežnino mora distribucijski operater izkazati tudi prevrednotovalne poslovne prihodke izterjanih terjatev do kupcev iz naslova omrežnine, ki jo za račun distribucijskega operaterja zaračunavajo dobavitelji. Distribucijski operater mora od dobaviteljev pridobiti vso dokumentacijo o izterjanih terjatvah, na podlagi katere bo preveril pravilnost prevrednotovalnih poslovnih prihodkov.

(3) Kot drugi prihodki se ne upoštevajo finančni prihodki, razen prihodki v zvezi z obrestovanjem odstopanj od regulativnega okvira v skladu s 124. členom tega akta, in prihodki od usredstvenih lastnih proizvodov in storitev ter prihodki, ki so posledica predhodno nepriznanih upravičenih stroškov, vendar največ do višine teh predhodno nepriznanih stroškov.

(4) Če sistemskemu operaterju na podlagi ugotovljenih količin pripada višja omrežnina za čezmerno prevzeto jalovo energijo, kot je skupna omrežnina za čezmerno prevzeto jalovo energijo, zaračunana končnim odjemalcem na distribucijskem sistemu, razlika ne sme bremeniti omrežnin distribucijskega operaterja, prav tako pa ta razlika ni upravičen strošek distribucijskega operaterja.

(5) Elektrooperater je dolžan voditi podrobne evidence o realiziranih drugih prihodkih, ki izvirajo iz dejavnosti elektrooperaterja. Med drugimi prihodki mora v okviru poslovnih knjig in pomožnih evidenc za potrebe regulacije izkazati vse prihodke, ki nastanejo ali so posledica izvajanja dejavnosti elektrooperaterja. Med druge prihodke, ki so namenjeni pokrivanju upravičenih stroškov elektrooperaterja, se štejejo tudi prihodki od prodaje sredstev ali delov sredstev, ki se prodajo kot odpadni material, in so bili za ta sredstva predhodno priznani upravičeni stroški.

119. člen **(določitev načrtovanih drugih prihodkov)**

Načrtovani drugi prihodki za posamezno leto regulativnega obdobja se izračunajo na naslednji način:

$$DP_t = DP_{pt} \cdot (1 + NI_t) \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

DP_t	drugi prihodki posameznega leta regulativnega obdobja;
DP_{pt}	drugi prihodki predhodnega leta;
NI_t	faktor načrtovane letne inflacije;
pt	predhodno leto;
t	leto regulativnega obdobja.

120. člen **(osnova za določitev načrtovanih drugih prihodkov)**

(1) Ne glede na določbe 119. člena tega akta in ob upoštevanju kriterijev iz 3.3.3. odseka II. poglavja tega akta se pri določitvi načrtovanih drugih prihodkov za prvo leto regulativnega obdobja namesto DP_t upošteva povprečje realiziranih drugih prihodkov let $t-5$, $t-4$ in $t-3$ pred začetkom regulativnega obdobja.

(2) Ne glede na določbe 119. člena tega akta se prihodki od prezasedenosti in njihova poraba za posamezna leta regulativnega obdobja načrtujejo na podlagi s strani agencije opravljene presoje ocene, ki jo predloži sistemski operater.

(3) Ne glede na določbe 119. člena tega akta se odškodnine od zavarovalnic ali tretjih oseb ter druga nepovratna sredstva za pokrivanje stroškov škod (11. točka prvega odstavka 118. člena tega akta), prihodki od prejetih državnih pomoči (13. točka prvega odstavka 118. člena tega akta) ter prihodki, povezani z brezplačno prevzetimi sredstvi, pridobljeni za sofinanciranje projektov raziskav in inovacij (9. točka prvega odstavka 118. člena tega akta), ne načrtujejo vnaprej. Prav tako se ne načrtujejo vnaprej prihodki, ki so posledica prenosa znanja ali sredstev na druge družbe ali dejavnosti z namenom trženja le-teh (12. točka prvega odstavka 118. člena tega akta).

(4) Ne glede na določbe 119. člena tega akta se prihodki, povezani z brezplačno prevzetimi sredstvi, sredstvi, pridobljenimi s plačili nesorazmernih stroškov za priključitev na sistem in drugimi nepovratnimi sredstvi, ter sredstvi, ki so zgrajena s sofinanciranjem za financiranje naložb za posamezno leto regulativnega obdobja načrtujejo v višini načrtovane amortizacije za ta sredstva.

121. člen **(pravila za določitev priznanih drugih prihodkov)**

(1) Priznani drugi prihodki se za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo tako, da se upoštevajo določbe 3.3.3. odseka II. poglavja tega akta in pravila iz tega člena.

(2) Pravila za določitev priznanih drugih prihodkov so:

1. priznani prihodki od prezasedenosti v skladu z 19. členom Uredbe 2019/943/EU;

2. priznani prihodki, povezani s povprečnimi stroški priključevanja in omrežnino za priključno moč, ki je bila končnim odjemalcem zaračunana do 31. decembra 2015, ki se izračunajo na podlagi obračunane amortizacije teh sredstev;
3. priznani prihodki, povezani z brezplačno prevzetimi sredstvi, sredstvi, pridobljenimi s plačili nesorazmernih stroškov za priključitev na sistem, brezplačno prevzetimi evropskimi sredstvi in drugimi nepovratnimi sredstvi ter sredstvi, ki so zgrajena s sofinanciranjem, ter sredstvi, ki so zgrajena s sredstvi iz prezasedenosti, se izračunajo na podlagi obračunane amortizacije teh sredstev;
4. priznani prihodki iz naslova odškodnin od zavarovalnic in tretjih oseb ter druga nepovratna sredstva za pokrivanje škod, ki se izračunajo na podlagi realiziranih prihodkov ob upoštevanju 25. člena tega akta;
5. priznani prihodki, ki so posledica prenosa znanja ali sredstev na druge družbe ali dejavnosti z namenom trženja le-teh najmanj v višini predhodno priznanih upravičenih stroškov;
6. priznani ostali prihodki od prodaje (15. točka prvega odstavka 118. člena tega akta), ostali poslovni prihodki (16. točka prvega odstavka 118. člena tega akta) in ostali drugi prihodki (17. točka prvega odstavka 118. člena tega akta) so enaki načrtovanim drugim prihodkom iz odločbe za regulativni okvir, če so stroški priznani v okviru nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja;
7. preostali priznani drugi prihodki iz prvega odstavka 118. člena tega akta se izračunajo na podlagi realiziranih prihodkov iz poslovnih knjig elektrooperaterja.

3.4. Odstopanje od regulativnega okvira posameznega leta (leto t) regulativnega obdobja

122. člen (odstopanje od regulativnega okvira leta t)

(1) Odstopanje od regulativnega okvira za posamezno leto (*leto t*) regulativnega obdobja se odraža v presežku ali primanjkljaju omrežnine (Δro).

(2) Presežek omrežnine je presežek priznanega reguliranega letnega prihodka nad priznanimi letnimi upravičenimi stroški elektrooperaterja in se ugotovi kot razlika med priznanimi upravičenimi stroški in zaračunanimi omrežninami (zmanjšanimi za primanjkljaj omrežnin iz preteklih let ali povečanimi za presežek omrežnin iz preteklih let) in drugih letnih prihodkov iz dejavnosti elektrooperaterja. Presežek omrežnine agencija upošteva pri določitvi omrežnin v naslednjem regulativnem obdobju ali naslednjih regulativnih obdobjih kot že zaračunano omrežnino preteklih obdobj in se tako namensko uporabi za izvajanje dejavnosti elektrooperaterja.

(3) Primanjkljaj omrežnin je primanjkljaj priznanega reguliranega letnega prihodka za pokrivanje priznanih upravičenih stroškov elektrooperaterja in se ugotovi kot razlika med priznanimi upravičenimi stroški in zaračunanimi

omrežninami (zmanjšanimi za primanjkljaj omrežnin iz preteklih let ali povečanimi za presežek omrežnin iz preteklih let) in drugimi letnimi prihodki iz dejavnosti elektrooperaterja. Agencija znesek primanjkljaja omrežnin upošteva pri določitvi omrežnin v naslednjem regulativnem obdobju ali naslednjih regulativnih obdobjih.

(4) Odstopanje od regulativnega okvira za posamezno leto regulativnega obdobja, ki se odraža v presežku ali primanjkljaju omrežnine, je dolžan ugotavljati elektrooperater.

123. člen (izračun odstopanja od regulativnega okvira)

(1) Odstopanje od regulativnega okvira za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna na naslednji način:

$$\Delta ro_t = PUS_t - PRP_t \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

Δro_t	odstopanje od regulativnega okvira, pri čemer negativna vrednost pomeni presežek omrežnine, pozitivna vrednost pa primanjkljaj omrežnine;
PUS_t	priznani upravičeni stroški;
PRP_t	priznani reguliran prihodek;
t	posamezno leto regulativnega obdobja, za katero se ugotavljajo odstopanja od regulativnega okvira.

(2) Priznani upravičeni stroški in priznani regulirani prihodki se določijo na podlagi pravil za določitev priznanih upravičenih stroškov in priznanih reguliranih prihodkov, ki so določeni pri posameznem upravičenem strošku ali reguliranem prihodku.

(3) Agencija za pregleden in enoten pristop ugotavljanja odstopanj od regulativnega okvira elektrooperaterju posreduje računalniški model za izračun odstopanj od regulativnega okvira.

(4) Elektrooperater je dolžan zagotoviti, da z oddajo odstopanj od regulativnega okvira agencija prejme pravilne, popolne in nezavajajoče podatke o poslovanju za posamezno leto regulativnega obdobja, če agencija z njimi že ne razpolaga.

124. člen (obrestovanje odstopanja od regulativnega okvira)

(1) Odstopanje od regulativnega okvira, ki se odraža v presežku ali primanjkljaju omrežnine za posamezno leto regulativnega obdobja, in sredstva na

ločenem internem računu iz tretjega odstavka 19. člena Uredbe 2019/943/EU se letno obrestujejo.

(2) Odstopanje od regulativnega okvira, ki se odraža v presežku ali primanjkljaju omrežnine za posamezno leto regulativnega obdobja, se letno obrestuje z upoštevanjem povprečne letne vrednosti odstopanj in letne obrestne mere, ki je za posamezno regulativno obdobje določena v III. poglavju Priloge 1.

(3) Povprečna letna vrednost odstopanj od regulativnega okvira za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna kot povprečna vrednost stanja odstopanja na začetku posameznega leta in stanja odstopanja na koncu posameznega leta regulativnega obdobja.

(4) Sredstva na ločenem internem računu iz tretjega odstavka 19. člena Uredbe 2019/943/EU se obravnavajo kot presežek omrežnine in se letno obrestujejo z upoštevanjem povprečne letne vrednosti sredstev na ločenem internem računu in letne obrestne mere, ki je za posamezno regulativno obdobje določena v III. poglavju Priloge 1.

(5) Povprečna letna vrednost sredstev na ločenem internem računu za posamezno leto regulativnega obdobja se izračuna kot povprečna vrednost stanja na začetku posameznega leta in stanja sredstev na ločenem internem računu na koncu posameznega leta regulativnega obdobja.

(6) Obresti za posamezno leto regulativnega obdobja se izračunajo na naslednji način:

$$OBR_t = obr\Delta r_o_t + obrir_t,$$

kjer oznake pomenijo:

OBR_t	obresti;
$obr\Delta r_o_t$	obresti od presežka ali primanjkljaja omrežnine;
$obrir_t$	obresti od sredstev na internem računu iz tretjega odstavka 19. člena Uredbe 2019/943/EU;
t	leto regulativnega obdobja.

(7) Vrednost izračunanih obresti v skladu z določbami tega člena letno povečuje oziroma zmanjšuje ugotovljena odstopanja od regulativnega okvira, ki se pri določitvi načrtovanega zneska omrežnine za naslednje regulativno obdobje upošteva v skladu s 117. členom tega akta.

4. Regulativni okvir, če distribucijski operater ni lastnik pomembnega dela distribucijskega sistema ali če bistvene naloge distribucijskega operaterja izvaja druga oseba

125. člen (pravila za določitev najemnine in plačila za izvajanje nalog)

(1) Če distribucijski operater najame distribucijski sistem, se za posamezno leto regulativnega obdobja najemnina za posameznega najemodajalca izračuna na naslednji način:

$$NAJEM_t = AMds_t + RDSds_t \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

$NAJEM_t$	najemnina za najeti distribucijski sistem;
$AMds_t$	strošek amortizacije elektroenergetske infrastrukture najetega distribucijskega sistema;
$RDSds_t$	reguliran donos na sredstva od elektroenergetske infrastrukture najetega distribucijskega sistema;
t	leto regulativnega obdobja.

(2) Če distribucijski operater prenese izvajanje svojih nalog na distribucijsko podjetje, se za posamezno leto regulativnega obdobja plačilo za izvajanje nalog za posamezno distribucijsko podjetje izračuna na naslednji način:

$$PIN_t = SDV_t + AMos_t + RDSos_t + SSP_t + \Delta S(Q)_t + \Delta S(E)_t + RI_t + S_t - PNstr_t \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

PIN_t	plačilo za izvajanje nalog distribucijskega podjetja;
SDV_t	stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega podjetja;
$AMos_t$	strošek amortizacije ostalih sredstev distribucijskega podjetja;
$RDSos_t$	reguliran donos na ostala sredstva distribucijskega podjetja;
SSP_t	stroški storitev prožnosti distribucijskega operaterja;
$\Delta S(Q)_t$	kakovost oskrbe za distribucijsko podjetje;
$\Delta S(E)_t$	uspešnost naložb v pametna omrežja;
RI_t	raziskave in inovacije distribucijskega podjetja;

S_t	spodbude distribucijskega podjetja;
$PNstr_t$	stroški delovanja in vzdrževanja, strošek amortizacije sredstev, ki niso distribucijski sistem, reguliran donos na sredstva, ki niso distribucijski sistem, kakovost oskrbe, raziskave in inovacije ter spodbude za prenesene naloge iz distribucijskega podjetja na distribucijskega operaterja;
t	leto regulativnega obdobja.

(3) Distribucijsko podjetje in distribucijski operater morata voditi ločene evidence o elektroenergetski infrastrukturi najetega distribucijskega sistema in ostalih sredstvih.

(4) Distribucijski operater mora najkasneje do začetka postopka za določitev regulativnega okvira v pogodbi z distribucijskim podjetjem določiti vrste in obseg posameznih nalog, ki jih bo v posameznem letu regulativnega obdobja izvajal sam, in vrste in obseg posameznih nalog, ki jih bo prenesel v izvajanje distribucijskemu podjetju.

(5) Distribucijski operater in distribucijsko podjetje v pogodbi iz prejšnjega odstavka določita višino $PNstr$ po posamezni vrsti upravičenih stroškov, če so bili stroški predhodno priznani distribucijskemu podjetju.

(6) 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. Distribucijski operater v plačilu za izvajanje nalog upošteva tudi obresti od presežka ali primanjkljaja omrežnine, ki so izračunane v skladu s 124. členom tega akta.

5. Nepomemben del distribucijskega sistema

126. člen (določanje upravičenih stroškov)

(1) Če ima distribucijski operater v najemu del distribucijskega sistema, ki ni v lasti distribucijskih podjetij, se pri določitvi upravičenih stroškov za ta del sistema namesto najemnine določi strošek amortizacije in reguliran donos na sredstva v skladu z določbami tega akta. Pri določitvi stroškov delovanja in vzdrževanja za distribucijskega operaterja se stroški najemnine ne upoštevajo, ker so vključeni v strošek amortizacije in reguliran donos na sredstva. Distribucijski operater določi najemnino za nepomembne dele distribucijskega sistema na podlagi sklenjenih pogodbenih razmerij in priznanih upravičenih stroškov, določenih v skladu z določbami tega akta.

(2) Za določitev načrtovanih stroškov amortizacije in reguliranega donosa na sredstva je distribucijski operater dolžan posredovati podatke, ki jih agencija potrebuje za določitev navedenih stroškov v skladu z določbami tega akta.

Distribucijski operater je dolžan zagotoviti te podatke v okviru pogodbenega razmerja z najemodajalcem.

(3) Če distribucijski operater najema sredstvo od fizične osebe, ki ne opravlja dejavnosti, ali pravne osebe in ta oseba ne razpolaga s knjigovodsko vrednostjo tega sredstva, mora za določitev stroška amortizacije in reguliranega donosa na sredstva ne glede na prejšnji odstavek posredovati podatke za primerljivo sredstvo, ki ga ima v lasti ali najemu od distribucijskega podjetja zadevnega območja distribucijskega sistema.

(4) Priznan strošek amortizacije in priznan reguliran donos na sredstva se izračunata na podlagi določb tega akta in podatkov, potrebnih za izračun stroška amortizacije in donosa na sredstva. Če je vsota priznanih stroškov amortizacije in priznanega reguliranega donosa na sredstva višja, kot znaša višina najemnine iz pogodbe z najemodajalcem, se v izračunu odstopanj od regulativnega okvira upošteva najemnina.

6. Zaprti distribucijski sistemi

127. člen (način določanja omrežnine)

(1) Če je operater zaprtega distribucijskega sistema pridobil izjemo v skladu s 93. členom EZ-1 oziroma 90. členom ZOEE, omrežnino določi operater zaprtega distribucijskega sistema v skladu z določbami tega akta.

(2) Če operater zaprtega distribucijskega sistema ni pridobil izjeme v skladu s 93. členom EZ-1 oziroma 90. členom ZOEE ali če uporabnik zaprtega distribucijskega sistema zahteva, da omrežnino določi agencija, omrežnino določi agencija v skladu z določbami tega akta.

III. PREHODNE IN KONČNI DOLOČBI

128. člen (trajanje regulativnega obdobja)

Ne glede na 3. člen tega akta traja prvo regulativno obdobje eno leto in traja od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023.

129. člen (regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023)

(1) Ne glede na prvi odstavek 20. člena tega akta se za regulativno obdobje, ki traja od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023, za distribucijska podjetja in systemskega operaterja kot osnova za izračun načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja namesto načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja predhodnega leta ($NSDV_{pt}$) upošteva povprečje realiziranih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja let $t-5$, $t-4$ in $t-3$, ki so izračunani v skladu s kriteriji upravičenosti iz tega akta.

(2) Ne glede na prejšnji odstavek so v povprečje realiziranih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja iz prejšnjega odstavka vključeni tudi povprečni priznani nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova novih nalog, ki so bili priznani v regulativnih obdobjih od leta 2016 do 2020. Povprečna vrednost priznanih nenadzorovanih stroškov delovanja iz naslova novih nalog se izračuna kot povprečna vrednost pri odstopanju od regulativnega okvira priznanih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za posamezno novo nalogo v obdobju od 2016 do 2020, in sicer glede na število let, v katerih so bili ti stroški priznani pri odstopanju od regulativnega okvira

(3) Če so v nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja iz prvega odstavka tega člena vključeni priznani stroški novih nalog na podlagi določb drugega odstavka, je treba pri izračunu načrtovanega deleža (*dvzd*, *dstr* in *dmd*) ustrezno upoštevati stroške iz drugega odstavka tega člena.

(4) Ne glede na 1. točko drugega odstavka 22. člena tega akta se za regulativno obdobje, ki traja od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023, kot osnova za izračun priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja upošteva osnova teh stroškov, ki je izračunana v skladu s prvim odstavkom tega člena.

(5) Ne glede na prejšnji odstavek so v osnovo za izračun priznanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja iz prejšnjega odstavka vključeni tudi povprečni priznani nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova novih nalog, ki so bili priznani v regulativnih obdobjih od leta 2016 do 2022. Povprečna vrednost priznanih nenadzorovanih stroškov delovanja iz naslova novih nalog se izračuna kot povprečna vrednost pri odstopanju od regulativnega okvira priznanih nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za posamezno novo nalogo v obdobju od 2016 do 2022, in sicer glede na število let, v katerih so bili ti stroški priznani pri odstopanju od regulativnega okvira.

(6) Za regulativno obdobje, ki traja od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023, se pri določitvi stroška električne energije oziroma pri določitvi količin električne energije za izgube v omrežju med načrtovano porabo električne energije iz 29. in 30. člena tega akta smiselno ne šteje poraba električne energije pri uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem. Prav tako se med priznane količine iz 32. člena tega akta ne upoštevajo količine, evidentirane pri uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem.

(7) Za regulativno obdobje, ki traja od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023, se pri določitvi faktorja individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za systemskega operaterja iz 2. oddelka I. poglavja Priloge 1 upoštevajo naslednje vrednosti za uteži

$$w_1 = 0,5; w_2 = 0,5; w_3 = 0,0$$

Faktor individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za systemskega operaterja za regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023 znaša 0,992.

130. člen
(regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023 in
regulativno obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028)

(1) Ne glede na osmo in sedemnajsto alinejo 2. člena tega akta so za drugo regulativno obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 stara sredstva tista, ki jih je prvi lastnik ali elektrooperater predal v uporabo pred vključno 31. decembrom 2020, in nova sredstva tista, ki jih je prvi lastnik ali elektrooperater predal v uporabo po vključno 1. januarju 2021.

(2) Ne glede na drugi odstavek 21. člena tega akta je trajanje regulativnega obdobja, ki je izraženo s številom let (T_{ro}), za regulativni obdobji od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028 enako 6 let.

(3) Ne glede na 23. člen tega akta so v regulativnih obdobjih, ki trajata od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028, nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja tudi:

- prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnine;
- članarine, kjer je obvezno članstvo predpisano z uredbami Evropske unije, in
- stroški in odhodki pametnih omrežij, ki nastanejo zaradi vzdrževanja in obratovanja sredstev iz 104. člena tega akta.

(4) Za regulativna obdobja, ki sledijo regulativnima obdobjema od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028, se stroški in odhodki iz prejšnjega odstavka obravnavajo kot nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja ob upoštevanju kriterijev za določitev stroškov delovanja in vzdrževanja, razen če so izpolnjeni kriteriji za priznavanje drugih upravičenih stroškov iz sedmega odstavka 15. člena tega akta.

(5) Načrtovani prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnine in članarine, kjer je obvezno članstvo predpisano z uredbami Evropske unije, se načrtujejo v skladu s prvim odstavkom 26. člena tega akta.

(6) Načrtovani stroški in odhodki pametnih omrežij, ki nastanejo zaradi vzdrževanja in obratovanja sredstev iz 104. člena tega akta, se za posamezno leto regulativnega obdobja načrtujejo na podlagi načrta, ki ga v postopku določitve regulativnega okvira elektrooperater predloži agenciji.

(7) Priznani prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnin iz prve alineje tretjega odstavka tega člena se za distribucijskega operaterja ugotovijo na podlagi realiziranih odhodkov iz poslovnih knjig distribucijskega operaterja, vendar največ do višine 0,5 odstotka od zaračunanih omrežnin za distribucijski in prenosni sistem, ki jih zaračunajo distribucijski operater ali distribucijsko podjetje ali dobavitelj končnim odjemalcem za račun systemskega in distribucijskega operaterja.

(8) Priznani prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnin iz prve alineje tretjega odstavka tega člena se za systemskega operaterja ugotovijo na podlagi realiziranih odhodkov iz poslovnih knjig systemskega operaterja, vendar največ do višine 0,5 odstotka zaračunanih omrežnin za prenosni sistem, ki jih zaračuna končnim odjemalcem systemski operater.

(9) Zamejitev prevrednotovalnih poslovnih odhodkov v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnin v višini 0,5 odstotka od zaračunanih omrežnin iz sedmega in osmega odstavka tega člena se izračuna ločeno po osebah, ki zaračunavajo omrežnino, in sicer od vrednosti zaračunane omrežnine, ki jo ta oseba zaračuna končnim odjemalcem.

(10) Če omrežnino za distribucijski in prenosni sistem zaračunava dobavitelj za račun systemskega in distribucijskega operaterja, mora distribucijski operater za priznavanje teh stroškov ali znižanje zaračunane omrežnine pridobiti vso dokumentacijo, na podlagi katere bo preveril pravilnost zaračunane omrežnine in oblikovanih prevrednotovalnih poslovnih odhodkov v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnine.

(11) Priznani stroški za članarine, kjer je obvezno članstvo predpisano z uredbami Evropske unije iz druge alineje tretjega odstavka tega člena, se ugotovijo na podlagi realiziranih stroškov iz poslovnih knjig.

(12) Priznani stroški in odhodki pametnih omrežij iz tretje alineje tretjega odstavka tega člena se presojujejo na podlagi poročila elektrooperaterja o realizaciji teh stroškov.

(13) Ne glede na 6. točko drugega odstavka 121. člena tega akta se priznani prevrednotovalni poslovni prihodki za terjatve do kupcev iz naslova omrežnine za regulativni obdobji od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028 izračunajo na podlagi realiziranih prihodkov iz poslovnih knjig elektrooperaterja.

(14) Ne glede na 117. člen tega akta se za distribucijskega operaterja razlika med odstopanjem od regulativnega okvira za leto 2021, ugotovljena z odločbo, in oceno odstopanja leta 2021, ki je bila upoštevana pri določitvi regulativnega okvira za obdobje od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2022, upošteva v letih 2023, 2024 in 2025, in sicer vsako leto ena tretjina te razlike.

(15) Vpliv $\Delta S(E)_t$ za regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023 je 0 EUR ($\Delta S(E)_t = 0$). Izračunana vrednost uspešnosti naložb v prvem letu ($t = 1$) regulativnega obdobja od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 je navzdol zamejena z 0 EUR ($\Delta S(E)_t \geq 0, t = 1$). Ne glede na administrativno določene ali zamejene vrednosti $\Delta S(E)_t$ se spremljanje uspešnosti naložb na podlagi kazalnikov uspešnosti v regulativnem obdobju od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023 ter v prvem letu ($t = 1$) regulativnega obdobja od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 izvaja v skladu s tem aktom, vključno z reguliranjem na podlagi javne objave kazalnikov iz 88. člena tega akta.

131. člen **(znižana priznana stopnja donosnosti za leto 2022)**

(1) V postopku ugotavljanja odstopanja za obdobje od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2022 se ob upoštevanju 4. člena Zakona o nujnih ukrepih za omilitev posledic zaradi vpliva visokih cen energentov (Uradni list RS, št. 29/22, v nadaljnjem besedilu: ZUOPVCE) določi znižana priznana stopnja donosnosti elektrooperaterjev, ki se izračuna na naslednji način:

$$\text{znižana priznana stopnja donosnosti} = \frac{\text{priznan RDS} - \text{manko omrežnine}}{\text{priznana PVRB}},$$

kjer oznake pomenijo:

<i>priznan RDS</i>	priznan reguliran donos na sredstva se izračuna v skladu z 19. točko drugega odstavka 94. člena Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS št. 46/18, 47/18 - popr., 86/18, 76/19, 78/19 - popr., 85/20, 145/21 in 172/21 - ZOEE, v nadaljnjem besedilu: akt 2022);
<i>manko omrežnine</i>	manko omrežnine, ki je nastal zaradi ukrepa oprostitve dela omrežnine za distribucijski in prenosni sistem za končne odjemalce iz vseh odjemnih skupin (4. člen ZUOPVCE), se izračuna tako, da se porabljene količine obračunske moči in prevzete delovne energije za vse odjemne skupine ovrednotijo po tarifnih postavkah za omrežnino za prenosni in distribucijski sistem, ki veljajo za regulativno obdobje od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2022 (Uradni list RS, št. 202/21);
<i>priznana PVRB</i>	priznana povprečna vrednost regulativne baze sredstev se izračuna v skladu z 18. točko drugega odstavka 94. člena akta 2022.

(2) Za leto 2022 se znižan priznan reguliran donos na sredstva izračuna na podlagi znižane priznane stopnje donosnosti iz prejšnjega odstavka in priznane povprečne vrednosti regulativne baze sredstev. Tako znižan priznan reguliran donos na sredstva pokrije ugotovljen manko omrežnine za leto 2022 zaradi ukrepa oprostitve plačila dela omrežnine iz 4. člena ZUOPVCE.

132. člen (spodbude za izgube)

Zaradi nepričakovanih dogajanj na veleprodajnih trgih in rekordnih cen električne energije se za ugotavljanje odstopanj od regulativnega okvira za obdobje od 1. januarja 2021 do 31. decembra 2021 ne prizna spodbuda iz četrtega in petega odstavka 75. člena Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 46/18, 47/18 - popr., 86/18, 76/19, 78/19 - popr. in 85/20).

133. člen (prenehanje veljavnosti in podaljšanje uporabe splošnega akta agencije)

Z dnem uveljavitve tega akta prenehajo veljati določbe Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (Uradni list RS, št. 46/18, 47/18 - popr., 86/18, 76/19, 78/19 - popr., 85/20, 145/21 in 172/21 - ZOEE), ki se nanašajo na določitev regulativnega

okvira, ki se uporabljajo za ugotavljanje odstopanj od regulativnega okvira za obdobje od 1. januarja 2022 do 31. decembra 2022.

134. člen
(začetek veljavnosti)

Ta akt začne veljati naslednji dan po objavi v Uradnem listu Republike Slovenije.

Št. 211-8/2022/1

Maribor, dne 1. julija 2022

EVA

Predsednik sveta
Agencije za energijo
dr. Franc Žlahtič

PRILOGA 1

Parametri za določitev omrežnine za regulativni obdobji od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028

I. Faktor individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za regulativni obdobji od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028

1. Faktorji individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za dejavnost distribucijskega operaterja

Faktorji individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za dejavnost distribucijskega operaterja se določijo na podlagi faktorjev povprečne stroškovne učinkovitosti za obdobje 2018–2020. Faktor povprečne stroškovne učinkovitosti za posamezno distribucijsko podjetje se določi na podlagi treh izbranih modelov (9, 13 in 15) z uporabo metode popravljenih najmanjših kvadratov (COLS - Corrected Ordinary Least Squares) in treh izbranih modelov (7, 13 in 15) z uporabo metode podatkovne ovojnice ob predpostavki spremenljivih donosov obsega (DEA VRS - Data Envelopment Analysis, Variable Returns to Scale) iz študije »Primerjalna analiza učinkovitosti dejavnosti distribucije električne energije v obdobju 2009–2020«, ki jo je izvedla Univerza v Ljubljani, Ekonomska fakulteta, Center poslovne odličnosti v januarju 2022, in so določeni v naslednji tabeli:

Podjetje	Povprečna stroškovna učinkovitost v obdobju 2018–2020
1	0,9389
2	0,8742
3	0,9409
4	0,9268
5	0,9624
Povprečje	0,9286

Za potrebe določanja nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja distribucijskih podjetij se upoštevajo rezultati iz gornje tabele.

Za določitev individualnega tehtanega povprečnega stroška kapitala se za distribucijska podjetja upoštevajo rezultati iz gornje tabele, za distribucijskega operaterja pa povprečje iz gornje tabele.

2. Faktor individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za systemskega operaterja

Faktor individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za systemskega operaterja se uporablja za določitev faktorja učinkovitosti iz drugega odstavka 21. člena tega akta in individualnega tehtanega povprečnega stroška kapitala iz 52. člena tega akta. Določi se kot uteženo povprečje treh ključnih kazalnikov učinkovitosti iz Priloge 5, in sicer ključnega kazalnika za kakovost napetosti, ključnega kazalnika za izgube in kazalnika za izkoriščenost prenosne zmogljivosti:

$$ISU = 0,9 + 0,1 \cdot (w_1 \cdot KPI_{VQ} + w_2 \cdot KPI_{IZG} + w_3 \cdot KI_{IPZ_AVG})$$

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1$$

$$w_1 = 0,5; w_2 = 0,3; w_3 = 0,2,$$

kjer oznake pomenijo:

<i>KPI_{VQ}</i>	ključni kazalnik kakovosti napetosti;
<i>KPI_{IZG}</i>	ključni kazalnik za izgube;
<i>KI_{IPZ_AVG}</i>	ključni kazalnik za izkoriščenost prenosne zmogljivosti in
<i>w₁, w₂, w₃</i>	uteži, ki jih določi agencija skladno z nacionalnimi razvojnimi prioritetami.

II. Tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (*TPSK*) za izračun reguliranega donosa na sredstva za regulativni obdobji od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028

Pri izračunu reguliranega donosa na sredstva se upošteva tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (*TPSK*) v višini 5,15 odstotka. Pri izračunu navedene vrednosti so upoštevani razmerje med lastniškim in dolžniškim kapitalom v višini 60-odstotnega deleža lastniškega kapitala (*DLK*) in 40-odstotnega deleža dolžniškega kapitala (*DDK*), efektivna davčna stopnja (*EDS*) v višini 10 odstotkov, strošek lastniškega kapitala (*SLK*) v višini 5,95 odstotka in strošek dolžniškega kapitala (*SDK*) v višini 2,95 odstotka.

Tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo je določen na podlagi študije »Izračun WACC z uporabo »modela premije za tveganje« za potrebe določitve reguliranega donosa operaterjev prenosnih in distribucijskih sistemov električne energije in zemeljskega plina v obdobju po 1. 1. 2022«, ki jo je izvedla Univerza na Primorskem v oktobru 2020.

III. Obrestna mera za regulativni obdobji od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028

Za obrestovanje presežka ali primanjkljaja omrežnin se upošteva letna obrestna mera v višini 1,44 odstotka.

PRILOGA 2

Minimalni standardi kakovosti oskrbe za izbrane dimenzije kakovosti oskrbe in raven opazovanja posameznih parametrov kakovosti oskrbe

I. NEPREKINJENOST NAPA JANJA

1. Ciljna raven neprekinjenosti napajanja

Ciljna raven neprekinjenosti napajanja se izraža s parametroma neprekinjenosti napajanja SAIDI in SAIFI za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve lastnega vzroka, kot je podano v naslednji tabeli:

	SAIDI (min/upor.)	SAIFI (prek./upor.)
Urbano območje	20	0,60
Ruralno območje	55	1,50

2. Sistemski standardi neprekinjenosti napajanja

Sistemski standardi neprekinjenosti napajanja se odražajo s parametroma neprekinjenosti napajanja SAIDI in SAIFI, ki se izračunavata na absolutni način po posameznih distribucijskih podjetjih (za urbano in ruralno območje), pri čemer se upošteva število uporabnikov po posameznih območjih.

Letne stopnje zahtevanega izboljšanja ravni kakovosti oskrbe v odstotkih glede na doseženo raven neprekinjenosti napajanja v prejšnjem letu regulativnega obdobja, ki se izraža s parametri neprekinjenosti napajanja za nenačrtovane dolgotrajne prekinitve lastnega vzroka, določata naslednji tabeli:

Urbano območje		
SAIDI (min/upor.)	SAIFI (prek./upor.)	Faktor zahtevanega izboljšanja (%)
SAIDI ≤ 20	SAIFI ≤ 0,60	0
20 < SAIDI ≤ 25	0,60 < SAIFI ≤ 0,75	1
25 < SAIDI ≤ 30	0,75 < SAIFI ≤ 0,90	2
30 < SAIDI ≤ 35	0,90 < SAIFI ≤ 1,05	3
SAIDI > 35	SAIFI > 1,05	4

Ruralno območje		
SAIDI (min/upor.)	SAIFI (prek./upor.)	Faktor zahtevanega izboljšanja (%)
SAIDI ≤ 55	SAIFI ≤ 1,50	0
55 < SAIDI ≤ 75	1,50 < SAIFI ≤ 1,90	1
75 < SAIDI ≤ 95	1,90 < SAIFI ≤ 2,30	2
95 < SAIDI ≤ 115	2,30 < SAIFI ≤ 2,70	3
SAIDI > 115	SAIFI > 2,70	4

3. Indeksi omrežnih in okoljskih dejavnikov ter izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja

Indeksi omrežnih in okoljskih dejavnikov f_{00} ter izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja f_{Q-NN} se določijo za posamezno distribucijsko podjetje na naslednji način:

Distribucijsko podjetje	Elektro Gorenjska	Elektro Maribor	Elektro Primorska	Elektro Ljubljana	Elektro Celje
Indeks omrežnih in okoljskih dejavnikov f_{00}	0,78	1,05	1,16	0,98	1,03
Indeks izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja f_{Q-NN}	0,83	1,23	0,95	0,99	0,87

Pri določitvi indeksov omrežnih in okoljskih dejavnikov ter izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja so upoštevani dejavniki in njihove uteži, kot je prikazano v naslednjih tabelah:

Značilnost omrežja	Utež
Delež kablanskega omrežja (upoštevani v referenčnem SAIDI/SAIFI)	0
Delež omrežja, ozemljenega z resonančno ozemljitvijo ali prek shunt stikala	1,0
Delež zazankanega omrežja	5,0
Povprečna dolžina izvodov iz RTP	2,0
Povprečna dolžina izvodov iz RTP, ki so daljši od 7 km	3,0
Delež daljnovodov s polizoliranimi vodniki	0,5
Indeks razmerje (zidane+montažne) TP/drogovne TP	1,0
Daljinsko vodena stikala v SN-omrežju (izven RTP)	2,0
Odklopniki z zaščito v omrežju (izven RTP)	3,0
Lokatorji okvar	0,1
Oprema RTP	0,1
Aktivne funkcije DMS	0,5
Avtomatizacija omrežja	0,1
Monitoring omrežja	0,0
Prenapetostni odvodniki	0,5
Starost omrežja	2,0
Delež univerzalnih kablov	0,1

Okoljski, geografski in demografski dejavniki	Utež
Vpliv neurja	3,0
Vpliv atmosferskih razelektritev	5,0
Razpršenost odjema	2,0
Efektivna gostota odjema	3,0
Delež omrežja v gozdu	4,0
Razgibanost terena	2,5
Vetrovna izpostavljenost	0,5

4. Referenčne vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja

Referenčne vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja, ki določajo systemske standarde neprekinjenosti napajanja, izračunamo na podlagi faktorja zahtevanega izboljšanja izhodiščne ravni parametra f_{zah_izb} , indeksa omrežnih in okoljskih dejavnikov f_{00} ter indeksa izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja f_{Q-NN} na naslednji način:

	Pogoji	Referenčna vrednost parametra neprekinjenosti napajanja
1	$K_{izh} > K_{cilj}$ in $K_{ref} > K_{cilj}$	$K_{ref} = K_{izh} \cdot \left(1 - f_{zah_izb} \cdot \frac{f_{Q-NN}}{f_{00}} \right)$
2	$K_{izh} > K_{cilj}$ in $K_{ref} \leq K_{cilj}$	$K_{ref} = K_{cilj}$
3	$K_{izh} \leq K_{cilj}$ ali $K_{ref} \leq K_{cilj}$	$K_{ref} = K_{cilj}$

kjer oznake pomenijo:

K_{ref} referenčna vrednost posameznega parametra neprekinjenosti napajanja ob koncu opazovanja;

K_{izh} izhodiščna vrednost posameznega parametra neprekinjenosti napajanja na začetku opazovanja;

K_{cilj} dolgoročna ciljna vrednost posameznega parametra neprekinjenosti napajanja;

f_{zah_izb} faktor zahtevanega izboljšanja (predstavljen z decimalnim številom);

- f_{00} indeks omrežnih in okoljskih dejavnikov, ki pomeni indeksirano odstopanje od slovenskega povprečja v letih 2015–2017 (višja vrednost indeksa pomeni težje okoljske in slabše omrežne dejavnike);
- f_{Q-NN} indeks izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja pomeni utežen indeks odstopanja od kvocienta referenčne vrednosti Evropske unije in povprečja Republike Slovenije. Izračunan je iz statistične korelacije med ravni neprekinjenosti napajanja najbolj značilnih držav Evropske unije ter deležem kablanskega SN-omrežja za parametra neprekinjenosti napajanja 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 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.

5. Shema upravičenosti

Razredi kakovosti k_s za $s = \{1, 2, 3, 4\}$ in širina robov razredov d za urbano in ruralno območje distribucijskega podjetja so določeni v naslednjih tabelah:

Urbano območje					
	k_1 (%)	k_2 (%)	k_3 (%)	k_4 (%)	d
SAIDI	-50	-20	+20	+50	5
SAIFI	-80	-40	+40	+80	10

Ruralno območje					
	k_1 (%)	k_2 (%)	k_3 (%)	k_4 (%)	d
SAIDI	-15	-5	+10	+30	3
SAIFI	-25	-10	+20	+50	5

Zamejitev sheme upravičenosti za urbano območje distribucijskega podjetja za regulativno obdobje 2019–2021 znaša 1,5 odstotka za spodbude oziroma 1 odstotek za sankcije, za ruralno območje distribucijskega podjetja pa 3 odstotke za spodbude oziroma 2 odstotka za sankcije. Iz tega izhajajo parametri q_s za $s = \{1, 2, 3, 4\}$, kot sledi:

	q_1	q_2	q_3	q_4	q_5
Urbano območje	-0,010	-0,005	0	+0,0075	+0,015
Ruralno območje	-0,020	-0,010	0	+0,015	+0,030

Schema upravičenosti za parameter neprekinjenosti napajanja $SAIDI$ ($\Delta K = \Delta SAIDI$) za urbano območje distribucijskega podjetja je:

$$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \begin{cases} -0,01; & \Delta SAIDI \leq -55; \\ 0,0005 \cdot \Delta SAIDI + 0,0175; & -55 \leq \Delta SAIDI \leq -45; \\ -0,005; & -45 \leq \Delta SAIDI \leq -25; \\ 0,0005 \cdot \Delta SAIDI + 0,0075; & -25 \leq \Delta SAIDI \leq -15; \\ 0; & -15 \leq \Delta SAIDI \leq +15; \\ 0,00075 \cdot \Delta SAIDI - 0,01125; & +15 \leq \Delta SAIDI \leq +25; \\ +0,0075; & +25 \leq \Delta SAIDI \leq +45; \\ 0,00075 \cdot \Delta SAIDI - 0,02625; & +45 \leq \Delta SAIDI \leq +55; \\ +0,015 & +55 < \Delta SAIDI \end{cases}$$

Schema upravičenosti za parameter neprekinjenosti napajanja $SAIFI$ ($\Delta K = \Delta SAIFI$) za urbano območje distribucijskega podjetja je:

$$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \begin{cases} -0,01; & \Delta SAIFI \leq -90; \\ 0,00025 \cdot \Delta SAIFI + 0,0125; & -90 \leq \Delta SAIFI \leq -70; \\ -0,005; & -70 \leq \Delta SAIFI \leq -50; \\ 0,00025 \cdot \Delta SAIFI + 0,0075; & -50 \leq \Delta SAIFI \leq -30; \\ 0; & -30 \leq \Delta SAIFI \leq +30; \\ 0,000375 \cdot \Delta SAIFI - 0,01125; & +30 \leq \Delta SAIFI \leq +50; \\ +0,0075; & +50 \leq \Delta SAIFI \leq +70; \\ 0,000375 \cdot \Delta SAIFI - 0,01875; & +70 \leq \Delta SAIFI \leq +90; \\ +0,015 & +90 < \Delta SAIFI \end{cases}$$

Schema upravičenosti za parameter neprekinjenosti napajanja $SAIDI$ ($\Delta K = \Delta SAIDI$) za ruralno območje distribucijskega podjetja je:

$$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \begin{cases} -0,02; & \Delta SAIDI \leq -18; \\ \frac{0,01}{6} \cdot \Delta SAIDI + 0,01; & -18 \leq \Delta SAIDI \leq -12; \\ -0,01; & -12 \leq \Delta SAIDI \leq -8; \\ \frac{0,01}{6} \cdot \Delta SAIDI + \frac{0,01}{3}; & -8 \leq \Delta SAIDI \leq -2; \\ 0; & -2 \leq \Delta SAIDI \leq +7; \\ 0,0025 \cdot \Delta SAIDI - 0,0175; & +7 \leq \Delta SAIDI \leq +13; \\ +0,015; & +13 \leq \Delta SAIDI \leq +27; \\ 0,0025 \cdot \Delta SAIDI - 0,0525; & +27 \leq \Delta SAIDI \leq +33; \\ +0,03 & +33 < \Delta SAIDI \end{cases}$$

Shema upravičenosti za parameter neprekinjenosti napajanja $SAIFI$ ($\Delta K = \Delta SAIFI$) za ruralno območje distribucijskega podjetja je:

$$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \begin{cases} -0,02; & \Delta SAIFI \leq -30; \\ 0,001 \cdot \Delta SAIFI + 0,01; & -30 \leq \Delta SAIFI \leq -20; \\ -0,01; & -20 \leq \Delta SAIFI \leq -15; \\ 0,001 \cdot \Delta SAIFI + 0,005; & -15 \leq \Delta SAIFI \leq -5; \\ 0; & -5 \leq \Delta SAIFI \leq +15; \\ 0,0015 \cdot \Delta SAIFI - 0,0225; & +15 \leq \Delta SAIFI \leq +25; \\ +0,015; & +25 \leq \Delta SAIFI \leq +45; \\ 0,0015 \cdot \Delta SAIFI - 0,0525; & +45 \leq \Delta SAIFI \leq +55; \\ +0,03 & +55 < \Delta SAIFI \end{cases}$$

V področju vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja izpod ciljne vrednosti je treba upoštevati dodatno zamejitev sheme upravičenosti, kot sledi:

$K_{izh} \leq K_{cilj}$ in $K_{dos} < K_{cilj}$	
Vrednost q_K	Zamejitev q_K
$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) > 0$	$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = \frac{1}{4} \cdot q_{SAIDI}(\Delta SAIDI)$
$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) < 0$	$q_{SAIDI}(\Delta SAIDI) = 0$
$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) > 0$	$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = \frac{1}{4} \cdot q_{SAIFI}(\Delta SAIFI)$
$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) < 0$	$q_{SAIFI}(\Delta SAIFI) = 0$

Ponderja vpliva p_K odvisnih faktorjev q_K na faktor upravičenosti q_t sta:

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

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

Faktor upravičenosti q_t za posamezno distribucijsko podjetje in leto regulativnega obdobja določa naslednja enačba:

$$q_t = \frac{2}{3} q_{SAIDI} + \frac{1}{3} q_{SAIFI}$$

6. Zajemčeni standardi neprekinjenosti napajanja

Vrednosti dovoljenega trajanja in števila nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitev, ki so posledica lastnih vzrokov (brez tujih vzrokov in višje sile), ter število vseh

kratkotrajnih prekinitev za vsako prevzemno-predajno mesto v enem koledarskem letu, so prikazani v naslednji tabeli:

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	450	6	28
	Mešani		150	5	18
	Mestni		150	4	10
NN	Podeželski	Posredno	950	16	35
	Mešani		350	10	22
	Mestni		350	8	13

7. Nadomestilo pri kršitvah zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja

Višina nadomestila slabo oskrbovanemu uporabniku N_{SOU} se določi na naslednji način:

$$N_{SOU} = K_M \cdot \overline{P_p} \cdot \left[(n_i - s_i) + \frac{1}{60} \cdot (n_d - s_d) \right],$$

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

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

kjer oznake pomenijo:

N_{SOU} nadomestilo slabo oskrbovanega uporabnika [EUR];

K_M nadomestilo na kW moči:

- VN- in SN-uporabniki: $K_M = 1,50 \text{ EUR/kW}$,
- NN-uporabniki z merjenjem moči: $K_M = 0,80 \text{ EUR/kW}$,
- NN-uporabniki brez merjenja moči in gospodinjski odjemalci: $K_M = 0,50 \text{ EUR/kW}$;

$\overline{P_p}$ povprečna prekinjena moč (70 odstotkov pogodbene priključne moči za uporabnike z merjenjem moči oziroma 70 odstotkov obračunske moči za uporabnike brez merjenja moči in gospodinjske odjemalce);

n_i število dolgotrajnih prekinitev, ki presega število prekinitev, določeno z zajamčenim standardom ($s_i + 1$) in omejeno z dvakratnikom 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 zjamčenim standardom ($s_d + 1$) in omejeno z dvakratnikom zjamčenega standarda ($2 \cdot s_d$);
- s_d skupno trajanje dolgotrajnih prekinitev, brez višje sile in tujih vzrokov, določeno z zjamčenim standardom [min/leto].

Pri določitvi višine nadomestila po zgornji enačbi se izvzamejo naslednje prekinitve napajanja:

- dolgotrajne prekinitve zaradi višje sile;
- dolgotrajne prekinitve zaradi tujega vzroka;
- ponavljajoče se dolgotrajne prekinitve v obdobju ene ure se štejejo kot ena 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.

8. Nadomestilo pri posameznih dolgotrajnih prekinitvah

Osnovna višina nadomestila je določena v spodnji tabeli.

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

II. KOMERCIALNA KAKOVOST

1. Sistemski standardi komercialne kakovosti

Distribucijski operater je dolžan zagotavljati naslednje sistemske standarde komercialne kakovosti v maksimalnem obsegu deleža zahtev od vseh zadev:

Zap. št.	Sistemski standard	Vrednost	Delež zahtev
1	Povprečni čas, potreben za izdajo soglasja za priključitev	20 delovnih dni	95 %
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 dveh ur)	5 %	
4	Povprečni čas, potreben za odgovor na pritožbo v zvezi s kakovostjo napetosti	30 delovnih dni	95 %
5	Povprečni čas, potreben za rešitev odstopanj kakovosti napetosti	šest mesecev	50 %

2. Zajamčeni standardi komercialne kakovosti

Distribucijski operater je dolžan zagotavljati naslednje zajamčene standarde komercialne kakovosti vsakemu uporabniku:

Zap. št.	Zajamčeni standard	Vrednost
1	Čas, potreben za izdajo ocene stroškov (predračuna) za enostavna dela	osem delovnih dni
2	Čas, potreben za aktiviranje priključka na sistem	osem delovnih dni
3	Delež pravočasno obveščenih uporabnikov o načrtovani prekinitvi	100 %
4	Čas, potreben za odgovore na pisna vprašanja, pritožbe ali zahteve uporabnikov	osem delovnih dni
5	Čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (od 6.00 do 22.00)	štiri ure
6	Čas do ponovne vzpostavitve napajanja v primeru napake na napravi za omejevanje toka (od 22.00 do 6.00)	šest ur
7	Čas, potreben za odpravo okvare števca	osem delovnih dni

Zap. št.	Zajamčeni standard	Vrednost
8	Število rednih odčitavanj števecv v enem letu s strani pooblaščenega podjetja (za končne odjemalce brez daljinskega odčitavanja)	en odčitek / leto
9	Število rednih odčitavanj števecv v enem letu s strani pooblaščenega podjetja (za končne odjemalce z daljinskim odčitavanjem)	12 odčitkov / leto
10	Čas do vzpostavitve ponovnega napajanja zaradi odklopa uporabnika, ki je posledica neplačila	trije delovni dnevi
11	Čas trajanja odprave neskladja odklonov napajalne napetosti	trije meseci (enostavni ukrepi, ki ne zahtevajo rekonstrukcije oziroma širitve sistema)
		12 mesecev (rekonstrukcija dela sistema)
		24 mesecev (izgradnja novega dela sistema)

3. Nadomestilo pri kršitvah zajamčenih standardov komercialne kakovosti

Višina nadomestila pri kršitvah zajamčenih standardov od zaporedne številke 1 do 10 iz 2. oddelka II. poglavja te priloge je določena v spodnji tabeli.

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

Višina nadomestila pri kršitvah zajamčenega standarda pod zaporedno številko 11 iz 2. oddelka II. poglavja te priloge je določena v spodnji tabeli.

	Prvi mesec - osnova	Vsak naslednji mesec
Višina mesečnega nadomestila	20 odstotkov zneska mesečne omrežnine za distribucijski sistem	dodatnih 5 odstotkov zneska mesečne omrežnine za distribucijski sistem na osnovo za vsak nadaljnji mesec do odprave neskladja

PRILOGA 3

I. SHEMA UPRAVIČENJA STROŠKOV RAZISKAV IN INOVACIJ

Namen upravičenja stroškov raziskav in inovacij (RI) je podpora izvedbi raziskav in/ali demonstracij inovativnih prijemov na področju pametnih omrežij in novih energetske storitev v obliki projektov v skladu s 95. členom tega akta. V nadaljevanju so opisani postopek in pogoji kvalificiranja ter izvajanja projektov na področju RI.

1. Zahteve in pogoji

Upravičenje RI je namenjeno podpori elektrooperaterjem pri raziskovanju inovativnih tehnoloških konceptov, izvedbenih praks in poslovnih modelov v korist uporabnikom.

Predlagani projekti se morajo ukvarjati s problematiko spodbujanja nizkoogljičnih in drugih raziskav in inovacij, energijsko učinkovitostjo, boljšim izkoriščanjem obstoječe elektroenergetske infrastrukture in obnovljivih virov energije z uveljavljanjem koncepta odprtih inovacij. Vsebina projektov se mora osredotočati na generiranje in testiranje rešitev določenega problema (TRL 3-6, glej II. poglavje te priloge) oziroma na generiranje in testiranje rešitev v delovnem okolju ali v omrežju (TRL 7-8, glej II. poglavje te priloge), ki pripeljejo omenjeno rešitev do stopnje, da se lahko obravnava kot običajno obratovanje.

Projekti morajo zagotavljati razširjanje znanja za zagotavljanje uporabnikovih koristi z uvajanjem uspešnih rešitev in prihrankov pri uporabi omrežja ter zagotavljati učinkovitejše naložbe v omrežje na podlagi rezultatov projektov.

Zaradi zahteve po prenosu znanja med deležniki je mogoče, da se bo v podprtih projektih zvrstilo in testiralo več različnih metod in rešitev.

Projekt mora biti v skladu z navedbami v 1.1. do 1.4. pododdelkih te priloge, da je lahko kvalificiran za koriščenje RI.

1.1. Zahteve

Projekt mora izkazovati potencial za neposredni vpliv na omrežje ali sistemske storitve in mora vključevati raziskave in/ali demonstracijo najmanj ene od naslednjih štirih tematik:

- specifično novo opremo, ki še ni uveljavljena v Republiki Sloveniji (vključno z opremo za vodenje, komunikacijske sisteme in programsko opremo), ali kjer je določena metoda že bila preizkušena zunaj Republike Slovenije, mora elektrooperater upravičiti ponovitev izvedbe v Republiki Sloveniji kot del projekta;

- specifično novo postavitve ali aplikacijo obstoječe opreme za prenos ali distribucijo električne energije (vključno z opremo za vodenje in/ali komunikacijskimi sistemi in/ali programsko opremo);
- specifično novo izvedbeno prakso, neposredno povezano z delovanjem prenosnega ali distribucijskega sistema, ali
- specifično nov poslovni model v korist uporabnikov.

1.2. Pogoji

Projekt mora hkrati izpolnjevati tudi vse naslednje štiri pogoje:

- a) izkazuje potencial, da razvija znanje, ki ga lahko uporabi vsak elektrooperater, čeprav se projekt ukvarja zgolj s problematiko enega od delov omrežja;
- b) izkazuje potencial, da omogoča neto finančne koristi za aktivne odjemalce, kjer mora predlagana metoda dati rešitev z bistveno manj stroškov v primerjavi s trenutno najbolj učinkovito metodo, ki je v uporabi v prenosnem ali distribucijskem sistemu;
- c) je inovativen (tj. ni posej kot običajno) in izkazuje še nedokazan poslovni primer v Republiki Sloveniji, pri čemer tveganja upravičujejo izvedbo omejenega raziskovalnega ali demonstracijskega projekta za dokazovanje uporabnosti tega primera, in
- d) ne vodi v nepotrebno podvajanje že izvedenih projektov in aktivnosti ali projektov in aktivnosti v izvajanju (bodisi kvalificiranih za koriščenje RI ali kakršnih koli drugih projektov).

1.3. Deljenje podatkov

Elektrooperaterji v vlogi za kvalifikacijo projekta navedejo, kako in pod kakšnimi pogoji lahko zainteresirani akterji zahtevajo ustrezno obdelane podatke o omrežju in/ali podatke o proizvodnji/porabi (če gre za osebne podatke, je treba podatke anonimizirati), ki so bili zbrani med trajanjem projekta. Elektrooperaterji zagotavljajo razpoložljive podatke drugim deležnikom izključno pod pogojem, da posamezni deležnik dokaže, da imajo končni odjemalci lahko od tega koristi. Podatki so sicer lahko predhodno anonimizirani in/ali podvrženi redakciji zaradi občutljivosti samih podatkov ali iz poslovnih razlogov.

Elektrooperater mora agregirane podatke, ki so lahko koristni za širšo skupino deležnikov, opredeliti kot odprte podatke, in zainteresiranim omogočiti dostop do njih prek portala »Odprti podatki Slovenije« – OPSI.

Projekt ne bo kvalificiran ali bo izločen iz upravičenja koriščenja RI, če elektrooperater ne želi deliti podatkov, ki so bili zbrani med trajanjem projekta, z drugimi deležniki.

1.4. Ureditev pravic intelektualne lastnine

Ker bodo v okviru kvalificiranih projektov za koriščenje RI lahko ustvarjene določene pravice intelektualne lastnine (IL) za elektrooperaterja oziroma projektne partnerje, je elektrooperater odgovoren za to, da vstopi v pogodbeno razmerja s projektnimi partnerji s ciljem urediti pravice IL. Pogodbeno razmerja morajo zagotavljati:

- prenos in razširjanje znanja (temeljno načelo koriščenja RI), ki je generirano z RI podprtim projektom, in
- zaščito končnih odjemalcev, da ne plačujejo preveč za izdelke ali pristope, katerih raziskave so že predhodno podprli s sredstvi za RI.

Če elektrooperater tega ne zagotavlja, potem mora:

- demonstrirati, kako se bo znanje iz projekta, ki je kvalificiran za koriščenje RI, uspešno prenašalo na druge elektrooperaterje in druge zainteresirane akterje;
- upoštevati morebitne omejitve ali stroške, ki so nastali ali so posledica uvedenih ureditev pravic IL;
- upravičiti, da je predvidena ureditev pravic IL z vidika aktivnega odjemalca stroškovno učinkovita.

2. Postopek za kvalifikacijo koriščenja RI

Projekt mora biti prijavljen še pred začetkom njegovega izvajanja. Za koriščenje RI mora elektrooperater podati vlogo za kvalifikacijo projekta, ki je na voljo na spletni strani agencije. Vloga za kvalifikacijo projekta je sestavljena iz dveh delov – prvi del predstavlja osnovna prijava, drugi del pa razširjena prijava. Tabela 1 iz 2.2. pododdelka te priloge predstavlja informacije, ki jih elektrooperaterji morajo podati v posameznem delu vloge za kvalifikacijo projekta. Vlogo elektrooperater posreduje agenciji po elektronski pošti na naslov info@agen-rs.si. S posredovanjem vloge prijavitelj in vsi v vlogi navedeni akterji soglašajo z objavo prijavnne dokumentacije na spletni strani agencije v primeru kvalifikacije projekta. Agencija najkasneje v 30 dneh po prejemu popolnega prvega dela vloge (osnovna prijava) pisno povabi elektrooperaterja k oddaji drugega dela vloge (razširjena prijava). Če agencija na podlagi osnovne prijave ugotovi, da projekt ni v skladu z namenom in cilji sheme raziskav in inovacij iz 95. člena tega akta, elektrooperaterja ne povabi k oddaji razširjene vloge. Agencija najkasneje v 45 dneh po prejemu popolnega drugega dela vloge pisno obvesti elektrooperaterja o kvalifikaciji projekta. Prijavitelj je dolžan ustrezno prenašati informacije do drugih vključenih projektnih partnerjev.

Predlagani projekti morajo biti v skladu s kriteriji, navedenimi v 1. oddelku te priloge, da se kvalificirajo za koriščenje RI. Na spletni strani agencije se objavijo

vloge kvalificiranih projektov. V primeru neizpolnjevanja kriterijev so potrebne dopolnitve vloge ali pa projekt ne bo podprt.

Elektrooperater lahko odstopi od izvajanja že kvalificiranega projekta. Izjavo za odstop od projekta elektrooperater posreduje agenciji najkasneje v roku 15 dni od odločitve o odstopu. V tem primeru ta projekt ni upravičen za koriščenje RI.

2.1. Prijavitelj projekta

Prijavitelj projekta je elektrooperater, ki odda vlogo za kvalifikacijo projekta in s katerim agencija komunicira v zvezi s projektom. Prijavitelj se določi na naslednji način:

- Če je mogoče identificirati elektrooperaterja, ki opravlja vlogo vodilnega partnerja v okviru projekta, vlogo za kvalifikacijo projekta z informacijami iz 2.2. pododdelka te priloge odda vodilni partner v imenu vseh sodelujočih. V tem primeru zgolj vodilni partner oddaja vsebinska poročila za agencijo iz 4. oddelka te priloge v imenu vseh sodelujočih, kjer morajo biti ločeno opredeljene aktivnosti in stroški po posameznih sodelujočih v projektu.
- Če vodilnega partnerja v okviru projekta ni mogoče identificirati, elektrooperaterji oddajo ločene vloge za kvalifikacijo projekta vsak za svoj del aktivnosti in z ustrezno opredelitvijo pripadajočih stroškov. V tem primeru sodelujoči elektrooperaterji ločeno oddajajo vsebinska poročila o svojih aktivnostih in pripadajočih stroških.

Ne glede na zgornje določbe o določitvi prijavitelja vsak sodelujoči zase podrobno poroča po posameznih vrstah realiziranih stroškov v okviru letnega poročanja o poslovanju družbe in v okviru postopka ugotavljanja odstopanja od regulativnega okvira.

Če distribucijsko podjetje odda vlogo za kvalifikacijo projekta, potem mora biti k vlogi za kvalifikacijo projekta priložena tudi potrditev distribucijskega operaterja, da je seznanjen z vsebino in stroški projekta.

2.2. Informacije, vključene v vlogo za kvalifikacijo projekta

Tabela 1 v nadaljevanju predstavlja informacije, ki jih elektrooperaterji morajo podati v vlogi za kvalifikacijo projekta.

Tabela 1: Potrebne informacije, vključene v vlogo za kvalifikacijo projekta

Zahtevana informacija	Opis	Največja količina znakov besedila s presledki (brez slik in tabel)	OP	RP	DP
Naslov projekta	Navedba naslova projekta, ki se mora razlikovati od obstoječih projektov.	250	✓	✓	✗
Prijavitelj elektrooperater	Polno ime elektrooperaterja, ki prijavlja projekt za koriščenje RI.	Ni omejitev.	✓	✓	✗
Kontaktne podatki	Ime, priimek in obvezno naslov e-pošte za primarno kontaktno osebo, ki bo odgovorna za vso komunikacijo v zvezi s projektom.	Ni omejitev.	✓	✓	✓
Sodelujoči elektrooperaterji	Polna imena elektrooperaterjev, ki sodelujejo v projektu (brez prijavitelja).	Ni omejitev.	✓	✓	✓
Sodelujoči partnerji	Polna imena drugih partnerjev, ki sodelujejo v projektu (brez elektrooperaterjev).	Ni omejitev.	✗	✓	✓
Vloge sodelujočih elektrooperaterjev in partnerjev	Opredelevitev vlog posameznih partnerjev (prijavitelja, sodelujočih elektrooperaterjev in drugih partnerjev) pri izvajanju projekta.	500 po partnerju.	✗	✓	✓
Začetek projekta	Datum predvidenega začetka projekta, pri čemer je treba upoštevati tudi čas, potreben za kvalifikacijo projekta za koriščenje RI.	Ni omejitev.	✓	✓	✓
Zaključek projekta	Datum predvidenega zaključka projekta.	Ni omejitev.	✓	✓	✓
Identifikacija drugih virov (so)financiranja projekta	Opis drugih morebitnih virov financiranja projekta – ne glede na vrste virov (zasebna, javna, nacionalna, mednarodna ...).	1.000	✓	✓	✓
Upravičenost projekta	Utemeljitev elektrooperaterjev, zakaj ne bodo izvajali predvidenega projekta v okviru svojega običajnega poslovanja in zakaj projekta ne more izpeljati brez koriščenja RI.	2.000	✓	✓	✗
Utemeljitev izpolnjevanja zahtev	Kratka utemeljitev, da projekt izpolnjuje zahteve, podane v 1.1. pododdelku te priloge.	Ni omejitev.	✗	✓	✗
Utemeljitev izpolnjevanja pogojev	Kratka utemeljitev, da projekt izpolnjuje pogoje, podane v 1.2. pododdelku te priloge.	Ni omejitev.	✗	✓	✗
Utemeljitev načina in pogojev za deljenje podatkov	Kratka utemeljitev v skladu z 1.3. pododdelkom te priloge.	Ni omejitev.	✗	✓	✗

Zahtevana informacija	Opis	Največja količina znakov besedila s presledki (brez slik in tabel)	OP	RP	DP
Utemeljitev ureditve pravic intelektualne lastnine	Kratka utemeljitev v skladu z 1.4. pododdelkom te priloge.	Ni omejitev.	x	✓	x
Opis problema	Opis problema ali problemov, s katerimi se bodo spoprijeli elektrooperaterji in partnerji v predlaganem projektu.	Ni omejitev.	x	✓	x
Opis metode	Opis metode ali metod, ki so predvidene za razrešitev ali raziskavo problema. Vrsta metode naj bo identificirana kot npr. tehnična ali komercialna. Zaradi zahtev iz 1.2. pododdelka te priloge morajo elektrooperaterji predstaviti: <ul style="list-style-type: none"> a) Oceno prihrankov ob rešitvi problema, ki se obravnava v projektu; b) Izračun finančnih koristi projekta; c) Oceno prenosljivosti metode npr.: po celotnem elektroenergetskem sistemu, po njegovem odstotku ali po določenih delih, kjer bi se metoda lahko uporabila in implementirala; d) Oceno stroškov za implementacijo metode v celotni elektroenergetski sistem. 	Ni omejitev.	x	✓	x
Namen in cilji	Jasna definicija namena in ciljev projekta, vključno s koristmi (npr. finančne, okoljske ...), ki so neposredno povezane s prenosnim ali distribucijskim sistemom.	4.000	✓	✓	x
Kriterij uspešnosti	Opis načina, kako bo prijavitelj ocenjeval uspešnost projekta.	2.000	✓	✓	x
Potencial za učenje in prenos znanja	Opis pričakovanega novega znanja za elektrooperaterje in druge partnerje ter opis načina razširjanja tega znanja.	Ni omejitev.	x	✓	x
Obseg projekta	Opredelitev obsega projekta – vključno z naložbami v primerjavi s potencialnimi koristmi. Treba je opredeliti razloge, zakaj bi bilo manj potenciala za učenje in prenos znanja, če bi bil projekt izveden v manjšem obsegu.	Ni omejitev.	x	✓	x

Zahtevana informacija	Opis	Največja količina znakov besedila s presledki (brez slik in tabel)	OP	RP	DP
Opredelitev TRL ob začetku	Okvirna vsebinska opredelitev stopnje zrelosti tehnologije (TRL) ob začetku projekta v skladu z II. poglavjem te priloge (Tabela 4).	1.000	✓	✓	✗
Opredelitev TRL ob zaključku	Okvirna opredelitev predvidene stopnje zrelosti tehnologije (TRL) ob zaključku projekta v skladu z II. poglavjem te priloge (Tabela 4).	1.000	✓	✓	✗
Geografsko področje	Podrobnosti o lokaciji izvedbe projekta. Če gre za partnerski projekt, je treba opredeliti izvedbena področja elektrooperaterja.	2.000	✓	✓	✗
Ocenjena vrednost projekta	Ocena vseh stroškov, ki bodo nastali z izvedbo projekta in so predmet upravičenja RI.	1.000	✓	✓	✗

OP - osnovna prijava (1. del vloge) (✓- DA, ✗ -NE)

RP - razširjena prijava (2. del vloge) (✓- DA, ✗ -NE)

DP - podatek je dovoljeno posodabljeni (✓- DA, ✗ -NE)

2.3. Spremembe podatkov projekta

Med izvajanjem kvalificiranega projekta ni mogoče spreminjati vsebinskih vidikov projekta, ki so povezani s podatki, označenimi s simbolom »✗« v Tabeli 1 iz 2.2. pododdelka te priloge. Če želi prijavitelj spremeniti katerega izmed nespremenljivih podatkov projekta, se mora obstoječi projekt predhodno zaključiti oz. se ustaviti in nato se lahko prijavi nov projekt s spremenjenimi podatki.

3. Trajanje projektov

Prijavljeni projekti se začnejo v veljavnem regulativnem obdobju, zaključijo pa se lahko tudi po izteku veljavnega regulativnega obdobja.

Za projekte, ki se zaključujejo po izteku veljavnega regulativnega obdobja, upravičenje RI izven regulativnega obdobja tega akta ureja takrat veljavni akt pod pogojem, da upravičenje RI obstaja in se projekt ponovno kvalificira po takrat veljavnimi pogoji.

Elektrooperater lahko poda agenciji predlog za podaljšanje izvajanja projekta, ki se zaključuje pred iztekom regulativnega obdobja pod naslednjimi pogoji:

- zagotovljeno je sodelovanje partnerjev;

- pridobljena je privolitev odjemalcev;
- rezultati projekta izkazujejo, da je z izvajanjem projekta elektrooperater dosegel večje neto koristi v primerjavi s koristmi, ki bi jih imele druge vrste naložb.

4. Poročanje o napredku projekta

Prijavitelji poročajo o napredku projekta po vnaprej predpisanih predlogah poročil¹, in sicer tako, da izpolnjeno poročilo posredujejo v sistem za poročanje agencije v skladu z Aktom o načinu posredovanja podatkov in dokumentov izvajalcev energetske dejavnosti (Uradni list RS, št. 98/14). Poročanje se izvaja s posredovanjem vmesnih, letnih in končnega poročila.

Poročilo pregleda agencija in ga objavi na svoji spletni strani.

Če se izvajanje projekta ustavi ali zaključi, potem prijavitelj v roku 15 dni pošlje na elektronski naslov info@agen-rs.si agenciji obvestilo o ustavitvi ali zaključku projekta.

Prijavitelji skrbijo za pravočasno in ustrezno vsebinsko poročanje, saj jih agencija za namene poročanja ne bo posebej pozivala.

4.1. Vmesno poročanje

Prijavitelj posreduje agenciji vmesno poročilo z omejenim obsegom informacij² najkasneje 28. dan meseca, ki sledi 6-mesečnemu obdobju po posredovanem letnem poročilu ali po začetku projekta.

4.2. Letno poročanje

Prijavitelj posreduje agenciji letno poročilo z vsemi informacijami iz Tabele 2 te priloge najkasneje do 28. januarja vsakega koledarskega leta za preteklo leto.

4.3. Končno poročanje

¹ Elektronski obrazci »Letno poročilo«, »Vmesno poročilo« in »Končno poročilo« bodo na voljo v agencijski spletni aplikaciji za poročanje ob relevantnih datumih.

² Tabela 2: Vmesno in letno poročanje – stolpec »Vmesno poročanje«.

Prijavitelj posreduje agenciji končno poročilo z vsemi informacijami, ki jih določata Tabela 2 in Tabela 3 iz 4.4. pododdelka te priloge, najkasneje 28. dan meseca, ki sledi mesecu zaključka ali ustavitve projekta.

4.4. Informacije za poročila projekta

Tabela 2 v nadaljevanju predstavlja informacije, ki jih elektrooperaterji podajo v vmesnih in letnih poročilih o projektu.

Tabela 2: Vmesno in letno poročanje

Zahtevana informacija	Opis	Največja količina besedila (znakov s presledki brez slik in tabel)	Vmesno poročanje
Naslov projekta	Enako kot v vlogi za kvalifikacijo projekta.	kot v vlogi	✓
Namen in cilji	Enako kot v vlogi za kvalifikacijo projekta.	kot v vlogi	✓
Kriterij uspešnosti	Enako kot v vlogi za kvalifikacijo projekta.	kot v vlogi	✓
Izvajanje v primerjavi s prijavo	Podroben opis, kako se aktivnosti projekta izvajajo v primerjavi s predlagano problematiko v vlogi za kvalifikacijo projekta ter prvotno predvidenimi namenom, cilji in kriteriji uspešnosti v vlogi za kvalifikacijo projekta. Če ni sprememb glede na prijavo, je na tem mestu dovolj zapisati »Ni sprememb.«	2.000	✓
Potrebne spremembe glede na prijavo	Navedba sprememb v izvajanju projekta glede na načrtovan pristop v vlogi za kvalifikacijo. Navedejo se vse spremembe v metodologiji in opišejo se razlogi, zakaj se je metodologija izkazala za neprimerno. Če ni sprememb glede na prijavo, je na tem mestu dovolj zapisati »Ni sprememb.«	4.000	✓
Izkušnje za prihodnje projekte	Navedba priporočil, kako se lahko znanje iz projekta izkorišča v prihodnje. To lahko vključuje priporočila za prihodnje poskuse za prehod na višje stopnje tehnološke zrelosti (TRL) v skladu z II. poglavjem (Tabela 4) te priloge. Razkrijejo naj se morebitne zaznane težave pri uporabi predvidenih metod. Komentira naj se verjetnost, da se obravnavana metoda razširi v večjem obsegu (npr. na cel elektroenergetski sistem). Komentira naj se učinkovitost izvedenih raziskav in demonstracij.	4.000	*
Rezultati projekta	Če so na voljo, naj se podrobno poroča o rezultatih projekta, ki vključujejo oceno prihrankov po deležnikih. Poroča naj se v smislu kvantitativnih podatkov, če so na voljo. Opiše naj	4.000	✓

Zahtevana informacija	Opis	Največja količina besedila (znakov s presledki brez slik in tabel)	Vmesno poročanje
	<p>se vsako izboljšanje ali napredek v navezavi s projektom.</p> <p>Poroča naj se o vsaki spremembi stopnje tehnološke zrelosti (TRL) kot rezultata projekta v skladu z II. poglavjem (Tabela 4) te priloge.</p> <p>Izpostavi naj se vsaka priložnost za prihodnje projekte, s katerimi bi bilo mogoče nadgraditi znanje.</p> <p>Izpostavijo naj se tudi širše koristi za vse zaznane in teoretično mogoče deležnike oziroma širše družbene koristi.</p>		
Število vključenih uporabnikov	<p>Opredeli se:</p> <ul style="list-style-type: none"> - načrtovano število vseh sodelujočih uporabnikov (enako kot v vlogi za kvalifikacijo projekta); - trenutno število vseh sodelujočih uporabnikov; - število izgubljenih in pridobljenih uporabnikov v opazovanem obdobju. <p>Zgoraj navedene podatke je treba opredeliti po vrstah uporabnikov (odjemalci, aktivni odjemalci, proizvajalci, hranilniki energije, pametna polnilna infrastruktura za polnjenje EV itd.).</p>	2.000	✓
Realizirani ³ stroški	Navedejo se skupni stroški, ki so realizirani na projektu do vključno zadnjega datuma, na katerega se poročilo nanaša.	1.000	✓
Napoved stroškov	Navedejo se ocenjeni skupni stroški, ki so predvideni za realizacijo v preostalem trajanju projekta.	1.000	✓
Podrobnosti o deljenju podatkov	Opis načina in pod kakšnimi pogoji lahko zainteresirani akterji zahtevajo podatke o omrežju in/ali podatke o porabi (anonimizirane po potrebi), ki so bili zbrani med trajanjem projekta.	2.000	*

Polletno poročanje vsebine (✓- DA, * -NE)

V Tabeli 3 v nadaljevanju so informacije, ki jih elektrooperaterji podajo v končnem poročilu o projektu.

³ V vsebinskih poročilih na elektronskih obrazcih »Letno poročilo«, »Vmesno poročilo« in »Končno poročilo« zavezanec za poročanje navede zgolj skupno vrednost realiziranih stroškov na projektu, torej stroškov, ki so evidentirani v poslovnih knjigah. Podrobno poročanje po posameznih vrstah realiziranih stroškov pa se izvaja v okviru letnega poročanja o poslovanju družbe in v okviru postopka ugotavljanja odstopanja od regulativnega okvira.

Tabela 3: Poročanje ob zaključku ali predhodni ustavitvi projekta

Zahtevana informacija	Opis	Največa količina besedila (znaki s presledki brez slik in tabel)
Končno poročilo o projektu vsebuje tudi vse informacije, ki so zahtevane za letno poročanje (Tabela 2 brez napovedi stroškov).		
Načrtovano uvajanje v uporabo	Podrobnosti o tem, kako nameravajo elektrooperaterji spremeniti svoj način dela na podlagi pridobljenega znanja iz projekta. Če se obravnavana metoda ne more neposredno uvesti v uporabo, potem naj se opiše, kaj vse se mora še izvesti pred dejansko uporabo metode. Obravnavane zahteve se lahko razčlenijo na potrebne aktivnosti elektrooperaterjev in potrebne aktivnosti drugih udeležencev. Tudi morebitne zahteve ali priprave za pridobitev sofinanciranja aktivnosti se lahko navedejo na tem mestu.	4.000
Pravice iz intelektualne lastnine	Oprelitev znanja oziroma IL, ki rezultira iz aktivnosti v okviru skupnega projekta, vključno z lastništvom.	4.000
Drugi komentarji	Opcijski komentarji po potrebi.	4.000

II. OPREDELITEV STOPNJE ZRELOSTI TEHNOLOGIJE

V okviru prijave in poročanja je treba okvirno opredeliti stopnje zrelosti tehnologije (TRL - angl. Technology Readiness Level, v nadaljnjem besedilu: TRL) obravnavanega projekta. Tabela 4 v nadaljevanju navaja relevantne stopnje za kvalifikacijo projekta za koriščenje RI.

Tabela 4: Stopnje zrelosti tehnologije skladno z RI

TRL	Status tehnologije	Opis
1*	Opazovanje osnovnih principov	Začetek znanstvenega raziskovanja kot osnova za prehod na aplikativne raziskave.
2*	Formuliran tehnološki koncept oziroma aplikacija	Praktične aplikacije temeljnih principov se lahko identificirajo. Konkretna aplikacija še ni jasna, saj ni eksperimentalne potrditve ali podrobne analize, ki bi to podprla.
3	Analitična in eksperimentalna potrditev koncepta za kritične funkcije in/ali karakteristike	Raziskovanje z izvajanjem analitičnih študij, ki postavljajo tehnologijo v primeren kontekst, in izvajanjem laboratorijskega dela za fizično potrditev, da so analitične napovedi pravilne. Navedeno predstavlja potrditev koncepta (angl. Proof of concept).
4	Validacija tehnologije oz. njenega dela v	Po zaključku dela na potrditvi koncepta na stopnji TRL 3 se osnovni elementi tehnologije integrirajo zato, da se ugotovi, ali posamezni deli delujejo skupaj z namenom doseganja ustreznih

TRL	Status tehnologije	Opis
	laboratorijskem okolju	rezultatov/dosežkov, ki omogočajo predviden koncept. Validacija tehnologije se izvaja v precej manjšem obsegu/velikosti v primerjavi s predvidenim in se sestoji iz priložnostno dosegljivih ločenih komponent v laboratoriju.
5	Validacija tehnologije oz. njenega dela v delovnem okolju	Na tej stopnji se morata zanesljivost in obseg/velikost testiranih komponent bistveno povečati. Osnovni tehnološki elementi se morajo integrirati z dokaj realističnimi podpornimi elementi, zato da se lahko skupaj testirajo v »simuliranem« ali dokaj realnem okolju (kar je praviloma delovno okolje za energetske tehnologije).
6	Demonstracija tehnološkega modela ali prototipa v delovnem okolju	Večji preskok v zanesljivosti in obsegu/velikosti demonstracije tehnologije sledi ob zaključku TRL 5. Na nivoju TRL 6 se testira prototip v delovnem okolju, ki je sestavljen iz komponent, ki grede bistveno preko priložnostno dosegljivih ločenih komponent.
7	Demonstracija tehnologije v polnem obsegu/velikosti v delovnem oziroma operativnem okolju	TRL 7 je bistven preskok preko TRL 6, saj zahteva demonstracijo dejanskega prototipa sistema v delovnem oziroma operativnem okolju. Prototip mora biti blizu ali v obsegu/velikosti predvidenega ciljnega sistema in demonstracija se mora izvajati v delovnem oziroma operativnem okolju.
8	Tehnologija je zaključena in pripravljena za uvajanje skozi testiranje in demonstracijo	V večini primerov pomeni TRL 8 končno stopnjo eksperimentalnega razvoja sistema za tehnološke elemente. To lahko vključuje integracijo nove tehnologije v obstoječi sistem. Pomeni stopnjo, na kateri se primer tehnologije testira.
9*	Tehnologija je uvedena	V večini primerov pomeni TRL 9 zaključek zadnjih vidikov »razhroščevanja« in je točka, na kateri se tehnologija dokaže, vendar morebiti še ni komercialno vzdržna na prostem ali podprtem trgu. To lahko vključuje integracijo nove tehnologije v obstoječi sistem. Ta TRL ne vključuje načrtovanih izboljšav izdelkov v stalnih ali ponovno uporabljivih sistemih.

Legenda: * - stroški niso upravičeni v okviru RI

PRILOGA 4

Izračun kazalnikov uspešnosti za potrebe odobritve enkratne spodbude na podlagi uspešnosti projektov na področju pametnih omrežij

I. Kazalnik uspešnosti »Feeder Hosting Capacity« (KPI FHC)

Učinek se ugotavlja na podlagi kazalnika FHC, ki se določa v skladu z metodologijo agencije, ki uporablja statistične metode, določene v študiji »Metodologija in primer izračuna KPI – Povečanje deleža razpršenih virov v omrežju«, ki je objavljena na spletni strani agencije (v nadaljnjem besedilu: metodologija agencije).

Kazalnik uspešnosti KPI FHC se za ukrepe v NN-omrežju izračuna samo za zadevno NN-omrežje.

Izračun KPI za obe vrsti ukrepov, faktorja razmerja KPI ($f_{KPI_{predviden}}$) ter doseženo izboljšanje KPI (ΔKPI):

$$KPI_{klasičen\ ukrep} = \frac{FHC_{klasičen\ ukrep} [kW]}{Vrednost\ naložbe_{klasičen\ ukrep} [EUR]}$$

$$KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij} = \frac{FHC_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [kW]}{Vrednost\ naložbe_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [EUR]}$$

$$f_{KPI_{predviden}} = \frac{KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij}}{KPI_{klasičen\ ukrep}}$$

$$\Delta KPI_{dejanski} = FHC_{končno\ stanje} - FHC_{začetno\ stanje} [kW]$$

Mejna vrednost za odobritev spodbude: $\Delta KPI_{dejanski} > 0$

II. Kazalnik uspešnosti Zmanjšanje konice v distribucijskem omrežju (KPI NK)

Zmanjšanje konice v distribucijskem omrežju lahko opazujemo kot razliko med doseženo najvišjo letno **konico delovne moči** v obravnavanem delu omrežja in preteklo najvišjo letno konico delovne moči v obravnavanem delu omrežja, vsakič normirano na inštalirano delovno moč končnih odjemalcev. Lahko jo vrednotimo na nivoju **RTP, SN-izvoda** ali **TP**.

Izračun KPI za obe vrsti ukrepov in faktorja razmerja KPI ($f_{KPI_{predviden}}$):

$$KPI_{klasičen\ ukrep} = \frac{Dosežena\ najvišja\ letna\ konica\ delovne\ moči\ v\ delu\ omrežja\ [kW]}{Vrednost\ naložbe_{klasičen\ ukrep}\ [EUR]}$$

$$KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij} = \frac{Dosežena\ najvišja\ letna\ konica\ delovne\ moči\ v\ delu\ omrežja\ [kW]}{Vrednost\ naložbe_{ukrep\ pametnih\ omrežij}\ [EUR]}$$

$$f_{KPI_{predviden}} = \frac{KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij}}{KPI_{klasičen\ ukrep}}$$

Izračunamo **razliko normalizirane konice (NK)** za določen *del omrežja* (RTP, SN-izvod ali TP) **pred** in **po** izvedbo ukrepov ter doseženo izboljšanje KPI (ΔKPI):

$$NK_{del\ omrežja}^{začetno\ stanje} (pu) = \frac{Dosežena\ najvišja\ letna\ konica\ v\ delu\ omrežja_{pred}}{Inštalirana\ moč\ vseh\ uporabnikov\ v\ delu\ omrežja}$$

$$NK_{del\ omrežja}^{končno\ stanje} (pu) = \frac{Dosežena\ najvišja\ letna\ konica\ v\ delu\ omrežja_{po}}{Inštalirana\ moč\ vseh\ uporabnikov\ v\ delu\ omrežja}$$

$$\Delta KPI_{dejanski} = NK_{del\ omrežja}^{končno\ stanje} - NK_{del\ omrežja}^{začetno\ stanje}$$

Mejna vrednost za odobritev spodbude: $\Delta KPI_{dejanski} > 0$

III. Kazalnik uspešnosti Povečanje prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju (KPI PPZ)

Učinek se ugotavlja na podlagi kazalnika povečanja prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju ($\Delta KPI_{dejanski}$), ki se lahko opazuje na nivoju celotnega prenosnega sistema ali samo določenega prenosnega voda.

Izračun KPI za obe vrsti ukrepov (klasični ukrep in ukrep pametnega omrežja), faktorja razmerja KPI ($f_{KPI_{predviden}}$) ter učinka ($\Delta KPI_{dejanski}$):

$$KPI_{PPZ,klasičen\ ukrep} = \frac{\text{Dosežena prenosna zmogljivost voda}_{klasičen\ ukrep} [MW]}{\text{Vrednost naložbe}_{klasičen\ ukrep} [EUR]}$$

$$KPI_{PPZ,ukrep\ pametnih\ omrežij} = \frac{\text{Dosežena prenosna zmogljivost voda}_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [MW]}{\text{Vrednost naložbe}_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [EUR]}$$

$$f_{KPI_{predviden}} = \frac{KPI_{PPZ,ukrep\ pametnih\ omrežij}}{KPI_{PPZ,klasičen\ ukrep}}$$

$$\Delta KPI_{dejanski} = \text{Prenosna zmogljivost}_{končno\ stanje} - \text{Prenosna zmogljivost}_{začetno\ stanje} [MW]$$

Mejna vrednost za odobritev spodbude: $\Delta KPI_{dejanski} > 0$

V primeru uporabe ukrepa DTR (Dynamic Thermal Rating) se za določitev $KPI_{PPZ,ukrep\ pametnih\ omrežij}$ uporabijo podatki o 15-minutnih vrednostih termičnega toka, in sicer tako, da se izračuna mediana termičnega toka, izračunanega v obdobju enega leta, kot ga določa študija »Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja« (str. 35), objavljena na spletni strani agencije.

IV. Kazalnik uspešnosti Povečanje spoznavnosti distribucijskega omrežja (KPI PS)

Učinek se ugotavlja na podlagi kazalnika povečanja spoznavnosti distribucijskega omrežja ($\Delta KPI_{dejanski}$), ki se opazuje s številom merilnih točk v vozliščih (TP SN/NN) na nivoju celotnega distribucijskega sistema, distribucijskega področja, področja napajanja RTP, SN-izvoda oziroma glede na pomembnost vozlišč v omrežju (npr. največji pretoki energije, največja koncentracija odjemalcev, kritična območja (glede na frekvenco prekinitev, prisotnost strateških odjemalcev, kot so bolnišnice, podporni objekti za upravljanje kritične infrastrukture ipd.), in omogočajo določanje najpomembnejših električnih količin (npr. delovna in jalova energija, amplituda in faza napetosti, frekvenca itd.), in sicer s ciljem izrabljanja naprednih funkcij ADMS, kot so ocenjevalnik stanja, DERMS (upravljanje razpršenih virov), FLISR, Volt/Var regulacija, rekonfiguracija omrežja, relejna zaščita in obratovanje v zanki.

Zahteve:

- definirano mora biti število merilnih točk na posamezno merilno mesto, ki se upoštevajo v izračunu KPI;
- merilne točke morajo biti integrirane z ADMS;
- izmenjava podatkov mora biti zagotovljena v realnem času;
- po izvedenem ukrepu mora biti v ADMS integriranih najmanj 90 % vseh merilnih točk na opazovanem področju oziroma izbranih glede na pomembnost.

Izračun učinka ($\Delta KPI_{dejanski}$) po ukrepu, kot sledi:

$$\text{spoznavnost omrežja}_{\text{začetno stanje}} = \frac{\text{število v ADMS integriranih merilnih točk}_{\text{pred ukrepom}}}{\text{število vseh merilnih točk}}$$

$$\text{spoznavnost omrežja}_{\text{končno stanje}} = \frac{\text{število v ADMS integriranih merilnih točk}_{\text{po ukrepu}}}{\text{število vseh merilnih točk}}$$

$$\Delta KPI_{dejanski} = \text{spoznavnost omrežja}_{\text{končno stanje}} - \text{spoznavnost omrežja}_{\text{začetno stanje}}$$

Mejna vrednost za odobritev spodbude: $\Delta KPI_{dejanski} > 0,3$

PRILOGA 5

Opredelitev parametrov sheme spodbud za reguliranje učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi ključnih kazalnikov uspešnosti

Besedilo podaja način določitve posameznih krovnega kazalnika učinkovitosti (KPI_E) na ravni posameznega elektrooperaterja oziroma distribucijskih podjetij in posameznih ključnih kazalnikov uspešnosti (KPI) ter njim podrejenih kazalnikov uspešnosti (KI) za reguliranje učinkovitosti naložb v pametna omrežja na podlagi ključnih kazalnikov uspešnosti«.

Če ni drugače specificirano, je opazovano časovno obdobje enako enemu koledarskemu letu. Določene KPI in KI je sicer mogoče uporabiti tudi v različnih intervalih opazovanja (torej za leto, mesec, teden, dan, ali določeno uro).

Če ni drugače specificirano, je opazovano geografsko področje enako distribucijskemu omrežju posameznega distribucijskega operaterja oziroma distribucijskemu omrežju v upravljanju distribucijskega podjetja ali prenosnemu omrežju. Navedene KPI in KI je sicer mogoče uporabiti tudi na posameznem segmentu omrežja (torej za določeno področje napajanja ene razdelilne transformatorske postaje, področje napajanja ene transformatorske postaje ali npr. posamezni vod).

Če je KPI oziroma KI opredeljen za distribucijskega operaterja se na enak način izračuna tudi za posamezno distribucijsko podjetje, pri čemer se vedno upošteva omrežje, ki pripada posamezni entiteti.

Vrednosti posameznih uteži (w), ki pripadajo posameznem kazalniku ali vsakem ključnem kazalniku, določi agencija vsako leto regulativnega obdobja v skladu z nacionalnimi razvojnimi prioritetami in njihove vrednosti objavi na spletni strani. Uteži pri vsakem posameznem kazalniku se določi tako, da je njihova vsota enaka 1.

Kazalniki uspešnosti

DISTRIBUCIJSKI OPERATER

I. Odstopanje pripravljenosti od minimalnih standardov zagotavljanja kakovosti podatkov in podatkovnih storitev

Odstopanje pripravljenosti od minimalnih standardov zagotavljanja kakovosti podatkov in podatkovnih storitev se meri s pomočjo ključnega kazalnika pripravljenosti ΔKPI_{p-MSP} , ki vrednoti odstopanje od referenčnih vrednosti in je odvisen od kazalnikov ΔKI_{VPM} in ΔKI_{PSU} ter z njimi povezanih minimalnih standardov.

$$\Delta KPI_{P-MSP} = w_{VMP} \cdot \Delta KI_{VMP} + w_{PSU} \cdot \Delta KI_{PSU}$$

w_{VMP} in w_{PSU} predstavljata pripadajoči uteži, tako da je:

$$w_{VMP} + w_{PSU} = 1$$

KI_{VMP} spremlja delež prevzemno predajnih mest (PPM) s pravočasno validiranimi 15-minutnimi merilnimi podatki v merilnem centru za pretekli mesec (M-1) pripravljenih za mesečni obračun porabe oziroma proizvodnje. 15-minutni podatki obsegajo podatke o porabi (register A+) in proizvodnji (A-).

Izračuna se kot povprečje mesečnih vrednosti (m). ΔKI_{VMP} pa je odstopanje od predvidene referenčne vrednosti KI_{VMPref} , ki je določena na letni ravni na podlagi ciljev iz normativnega okvira oziroma razvojnih načrtov elektrooperaterjev, toleranc zaradi tehničnih omejitev prevladujoče komunikacijske tehnologije (PLC) pri prenosu podatkov ter povprečnega deleža opreme, ki ne ustreza zahtevam iz normativnega okvira mu pa tehnično-ekonomska doba še ni potekla.

$$KI_{VMP} = \frac{1}{m} \sum_m \frac{\text{število PPM s pravočasno validiranimi 15min podatki}}{\text{število vseh PPM s 15min meritvami}}$$

$$\Delta KI_{VMP} = KI_{VMP} - KI_{VMPref} \leq 0$$

KI_{PSU} spremlja delež števila PPM, za katera elektrooperater omogoča uporabnikom uporabo celotnega nabora standardiziranih podatkovnih storitev (področje storitev B2C). ΔKI_{PSU} pa predstavlja odstopanje od predvidene referenčne vrednosti KI_{PSUref} , ki je določena na podlagi ciljev iz načrta uvedbe naprednega merilnega sistema.

$$KI_{PSU} = \frac{\text{Število PPM z omogočenim celotnim naborom standardiziranih podatkovnih storitev}}{\text{Število vseh PPM s 15 min meritvami}}$$

$$\Delta KI_{PSU} = KI_{PSU} - KI_{PSUref} \leq 0$$

ΔKI_{VMP} in ΔKI_{PSU} sta navzgor zamejeni z 0 (nič) za primer preseganja referenčnih vrednosti.

Referenčni vrednosti KI_{VMPref} in KI_{PSUref} se določita ob upoštevanju:

- normativnih zahtev za vzpostavitev naprednega merilnega sistema na področju zagotavljanja podrobnih merilnih podatkov o porabi odjemalcem
- tehnoloških omejitev na področju zagotavljanja razpoložljivosti podatkov

Določa ju naslednja tabela:

Leto	Delež naprednih merilnih naprav integriranih v Napredni merilni sistem (NMS) [%]	KI_{VMPref}	KI_{PSUref}
2020	80	0,50	0,45
2021	88	0,63	0,53
2022	93	0,68	0,58
2023	96	0,71	0,65
2024	98	0,75	0,70
2025	99	0,80	0,80
2026	99	0,90	0,90

II. Ključni kazalniki pripravljenosti

- 1) **Ključni kazalnik za spoznavnost omrežja** KPI_{p-s} spremlja delež naprav v omrežju, ki omogočajo daljinsko odčitavanje merilnih podatkov, potrebnih za vrednotenje obratovalnih stanj omrežja. Pri tem se ločeno spremlja kazalnik za naprave, ki omogočajo daljinsko odčitavanje v realnem času (indeks rt) in daljšem časovnem intervalu (indeks nrt).

$$KPI_{p-s} = w_{Srt} \cdot KPI_{Srt} + w_{Snrt} \cdot KPI_{Snrt}$$

w_{Srt} in w_{Snrt} sta pripadajoči uteži, tako da je:

$$w_{Srt} + w_{Snrt} = 1$$

Kazalniki se spremljajo ločeno za posamezne vrste elementov omrežja, ki omogočajo daljinsko odčitavanje: pametni števeci na robu omrežja – obračunski števeci pri uporabnikih omrežja ($i = 1$), sumarni števeci na sekundarni (NN) strani SN/NN transformatorskih postaj (TP) ($i = 2$), merilniki na posameznih SN izvodih razdelilnih transformatorskih postaj (RTP) ($i = 3$), merilniki na primarni (VN) strani RTP ($i = 4$), samostojno priključeni razpršeni viri električne energije ($i = 5$), samostojno priključeni hranilniki električne energije ($i = 6$), vremenske postaje (podatki za neelektrične veličine - temperaturo, hitrost vetra, ipd.) ($i = 7$), kompenzatorji jalove moči ($i = 8$), daljinsko vodena stikala ($i = 9$), merilniki neposredno na določenih segmentih vodov ($i = 10$), lokalni sistemi vodenja - lokalna SCADA ($i = 11$).

$$KPI_{Srt} = \frac{1}{11} \sum_{i=1}^{11} w_{Srt,i} \cdot KI_{Srt,i}$$

$$KPI_{Snrt} = \frac{1}{11} \sum_{i=1}^{11} w_{Snrt,i} \cdot KI_{Snrt,i}$$

$$KI_{Srt,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja dostopnih operaterju z daljinskim odčitavanjem v realnem času za vrednotenje obratovalnega stanja omrežja}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$$

$$KI_{Snrt,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja dostopnih operaterju z daljinskim odčitavanjem izven realnega časa za vrednotenje obratovalnega stanja omrežja}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$$

$w_{Srt,i}$ in $w_{Snrt,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$\sum_{i=1}^{11} w_{Srt,i} = 1 \text{ in } \sum_{i=1}^{11} w_{Snrt,i} = 1.$$

Za spoznavnost določenega elementa omrežja morajo biti na tem elementu merjene vse bistvene veličine za obratovanje omrežja glede na vrsto elementa omrežja. Za vode pomeni to trenutni tok in maksimalni tok. Za stikala pomeni to njihovo stanje. Za vse ostale elemente to pomeni nazivno moč ter trenutno napetost, tok, delovno in jalovo moč po posameznih fazah. Za transformatorje še dodatno minimalno, maksimalno in trenutno nastavitvev odcepa. Za hranilnike še dodatno kapaciteto in stanje napolnjenosti. Za kompenzatorje še dodatno minimalno, maksimalno in trenutno stopnjo nastavitve, ki pa jih lahko nadomestijo minimalna, maksimalna in trenutna vrednost jalove moči.

- 2) **Ključni kazalnik za vodljivost omrežja** KPI_{P-V} spremlja delež elementov omrežja v omrežju, ki so sposobni sprejeti referenčne signale in se nanje ustrezno odzvati. Kazalniki se spremljajo ločeno za posamezne vrste elementov omrežja, ki se lahko odzivajo na referenčne signale: daljinsko nastavljivi odcepi transformatorjev v RTP ($i = 1$), daljinsko nastavljivi odcepi transformatorjev v TP ($i = 2$), nastavljanje delovne in jalove moči s strani operaterja za razpršene vire električne energije, ki so samostojno priključeni v omrežje ($i = 3$), nastavljanje delovne in jalove moči s strani operaterja za hranilnike električne energije, ki so samostojno priključeni v omrežje ($i = 4$), daljinsko nastavljive stopnje kompenzatorjev jalove moči ($i = 5$), daljinsko vodena stikala ($i = 6$), sistem za pošiljanje referenc delovne in jalove moči uporabnikom omrežja ($i = 7$).

$$KPI_{P-V} = \frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 w_{V,i} \cdot KI_{V,i}$$

$$KI_{V,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja, ki so sposobni sprejeti reference od operaterja in se nanje odzvati}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$$

$w_{V,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$\sum_{i=1}^7 w_{V,i} = 1$$

3) **Ključni kazalnik za aktivno upravljanje omrežja** KPI_{P-A} vrednoti raven pripravljenosti distribucijskega operaterja za aktivno upravljanje omrežja in je sestavljen iz KI_{AN} , KI_{AC} , KI_{TAU} , in KI_{AI} .

$$KPI_{P-A} = w_{AN} \cdot KI_{AN} + w_{AC} \cdot KI_{AC} + w_{TAU} \cdot KI_{TAU} + w_{P-T} \cdot KI_{P-T} + w_{P-AUO} \cdot KPI_{P-AUO}$$

w_{AN} , w_{AC} , w_{TAU} , w_{AK} in w_{AI} so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$w_{AN} + w_{AC} + w_{TAU} + w_{P-T} + w_{P-AUO} = 1$$

KI_{AN} spremlja delež elementov omrežja, ki sodelujejo v aktivnem upravljanju omrežja glede na vse naprave v omrežju, s katerimi upravlja distribucijski operater:

$$KI_{AN} = \frac{\text{Število vodljivih elementov omrežja v lasti distribucijskega operaterja, ki sodelujejo v aktivnem upravljanju omrežja}}{\text{Število vseh vodljivih elementov omrežja v lasti operaterja}}$$

KI_{AC} spremlja delež časa trajanja aktivacij naprav, s katerimi upravlja operater in ki sodelujejo v aktivnem upravljanju omrežja glede na celoten časovni interval opazovanja:

$$KI_{AC} = \frac{\text{Število urnih intervalov z generirano aktivacijo naprav kjerkoli v omrežju}}{\text{Število vseh urnih intervalov v opazovanem obdobju}}$$

KI_{TAU} spremlja delež aktivacij naprav, s katerimi upravlja operater in ki sodelujejo v aktivnem upravljanju omrežja glede na celoten časovni interval opazovanja, pri čemer n označuje število aktiviranih naprav, i označuje posamezno napravo, t označuje celotni opazovan časovni interval [h].

$$KI_{TAU} = \begin{cases} \frac{1}{n} \frac{1}{t} \sum_{i=1}^n KI_{TAU,i}, & KI_{AC} > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

$$KI_{TAU,i} = \text{Čas trajanja aktivacije posamezne naprave, ki sodeluje v aktivnem upravljanju omrežja [h]}$$

Kazalnik za poznavanje topologije NN omrežja KI_{P-T} spremlja delež TP v omrežju, za katere je znana topologija NN omrežja med obratovanjem glede na število vseh TP v omrežju. Topologija mora biti modelno integrirana v ustrezni informacijski sistem v centralnem nadzornem sistemu distribucijskega operaterja.

$$KI_{P-T} = \frac{\text{Število transformatorskih postaj z znano topologijo na NN strani med obratovanjem}}{\text{Število vseh transformatorskih postaj}}$$

Kazalnik KI_{P-AUO} vrednoti pripravljenost operaterja izračunavati realne omejitve na ravni posameznega PPM na blizu realnega časa oziroma v časovnem oknu, ki še omogoča upravljanje portfelja ponudnika storitev prožnosti. Štejejo izključno posredovane omejitve moči, ki so določene na podlagi upoštevanja obratovalnega stanja omrežja in napovedi (ne štejejo administrativno določene omejitve).

$$KI_{P-AUO} = \frac{\text{Število omejitev moči pod mejo priključne moči}}{\text{Število vseh začasnih omejitev}}$$

- 4) **Ključni kazalnik pripravljenosti za uporabo prožnosti** KI_{P-P} spremlja raven pripravljenost distribucijskega operaterja za trgovanje s prožnostjo. Izračuna se na podlagi kazalnikov za uporabo prožnosti KI_{P-PP} , KI_{P-EP} , KI_{P-PPP} , KI_{P-IP} , pri čemer se vrednosti indikatorjev iz pogoja izračunajo na sledeč način.

$$KI_{P-P} = w_{P-PP} \cdot KI_{P-PP} + w_{P-EP} \cdot KI_{P-EP} + w_{P-PPP} \cdot KI_{P-PPP} + w_{P-IP} \cdot KI_{P-IP} + w_{AI} \cdot KI_{AI}$$

w_{P-PP} , w_{P-EP} , w_{P-PPP} in w_{P-IP} predstavljajo pripadajoče uteži, tako da je:

$$w_{P-PP} + w_{P-EP} + w_{P-PPP} + w_{P-IP} = 1$$

KI_{P-PP} vrednoti delež pogodb o priključitvi, v okviru katerih je distribucijski operater dogovoril vodenje ali omejevanje porabe oziroma proizvodnje:

$$KI_{P-PP} = \frac{\text{Število pogodb o priključitvi z vključeno prožnostjo odjemalca}}{\text{Število vseh pogodb o priključitvi}}$$

KI_{P-EP} vrednoti delež lokalnih trgov s prožnostjo, na katerih je aktiven distribucijski operater (trgi vključujejo tudi P2P trge, ki omogočajo sodelovanje distribucijskega operaterja):

$$KI_{P-EP} = \frac{\text{Število lokalnih trgov s povpraševanjem po prožnosti s strani operaterja}}{\text{Število vseh lokalnih trgov s prožnostjo za operaterja}}$$

KI_{P-PPP} vrednoti delež opredeljenih storitev prožnosti, za katere je distribucijski operater opredelil produkte prožnosti in ki so uporabljeni pri nabavi prožnosti na tržni način:

$$KI_{P-PPP} = \frac{\text{Število storitev prožnosti z aktivnimi produkti (na trgu)}}{\text{Število definiranih storitev prožnosti}}$$

KI_{P-IP} vrednoti delež odjemalcev, ki so prostovoljno pristopili k obračunu omrežnine na podlagi dinamičnih lokalnih omrežninskih tarif za energijo, ki se uporabijo dodatno k tarifnemu sistemu, veljavnemu za vse odjemalce:

$$KI_{P-IP} = \frac{\text{Število odjemalcev na lokalnih dinamičnih omrežninskih tarifah}}{\text{Število vseh odjemalcev}}$$

KI_{AI} spremlja raven B2B integracij s platformami za trgovanje s prožnostjo, preko katerih lahko izvajajo aktivacije za uporabo prožnosti. Štejejo platforme v upravljanju zadevnega operaterja kakor tudi platforme v upravljanju tretje strani, ki omogočajo trgovanje s produkti prožnosti zadevnega operaterja (po potrebi na agregiran način). Če so platforme povezane preko funkcije posredovanja povpraševanja, potem šteje le korenska platforma (vir in ne tudi ponor):

$$KI_{AI} = \frac{\text{Število B2B integracij s platformami za trgovanje s prožnostjo}}{\text{Število vseh platform za trgovanje s prožnostjo}}$$

- 5) **Ključni kazalnik ravni omogočanja inovativnih storitev** KPI_{P-I} vrednoti obseg omogočanja uporabe inovativnih storitev tretjih oseb.

$$KPI_{P-I} = w_{P-MO} \cdot KI_{P-MO} + w_{P-SM} \cdot KI_{P-SM}$$

w_{P-MO} in w_{P-SM} predstavljajo pripadajoče uteži, tako da je:

$$w_{P-MO} + w_{P-SM} = 1$$

Kazalnik KI_{P-MO} vrednoti raven integracije podrobnih merilnih podatkov tistih odjemalcev, ki so sistemsko obravnavani kot nemerjen odjem v obdelavo v okvir merjenega odjema na podlagi normativnih izjem na ravni merilnih točk. Pomeni delež merilnih točk zadevnih odjemalcev glede na skupno število merilnih točk vseh nemerjenih odjemalcev.

$$KI_{P-MO} = \frac{\text{Število merilnih točk odjemalcev z izjemo}}{\text{Število vseh merilnih točk v nemerjenemu odjemu}}$$

Kazalnik KI_{P-SM} vrednoti raven integracije podrednih meritev tako, da spremlja delež merilnih mest s podrednimi meritvami glede na skupno število merilnih mest na ravni prevzemno predajnih mest. Kazalnik vrednoti raven vzpostavljanja pogojev za obračun inovativnih storitev, pri čemer ima distribucijski operater ključno vlogo iz vidika omogočanja uporabe teh meritev.

$$KI_{P-SM} = \frac{\text{Število merilnih mest podrednih meritev}}{\text{Število vseh merilnih mest na prevzemno predajnih mestih}}$$

Med podredne meritve ne štejejo meritve na proizvodni enoti uporabnika, temveč le tista merilna mesta, vzpostavljena za potrebe deljene dobave in agregacije.

Podatki iz merilnih točk, povezanih s podrednimi meritvami, morajo biti upravljeni s strani distribucijskega operaterja in uporabljeni v procesih obračuna storitev (dobava energije, prožnost).

III. Ključni kazalniki učinkovitosti

A) **Ključni kazalnik za izkoriščanje prožnosti** KPI_F je sestavljen iz KI_{FEPavg} , KI_{FEW} , KI_{FIPavg} , KI_{FIW} in KI_{FLr} :

$$KPI_F = \begin{cases} w_{FEPavg} \cdot KI_{FEPavg} + w_{FEW} \cdot KI_{FEW} + w_{FIPavg} \cdot KI_{FIPavg} + w_{FIW} \cdot KI_{FIW} + w_{FLr} \cdot KI_{FLr}, & KPI_{P-P} > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

$w_{FEPavg}, w_{FEW}, w_{FIPavg}, w_{FIW}, w_{FLr}$ so pripadajoče uteži, tako da je njihova vsota enaka 1.

$KI_{FEPmax,i}$ spremlja največji delež realizirane moči eksplicitne prožnosti na posameznem omrežnem elementu (npr. TP ali RTP) v eni uri glede na nazivno moč tega elementa. Pri tem n označuje število istovrstnih elementov, i pa označuje posamezni element. Privzeto se spremlja na ravni TP (če se spremlja na ravni RTP potem so pri vsakem RTP vključene količine vseh podrednih TP).

$$KI_{FEPmax,i} = \begin{cases} \frac{\text{Največja skupna moč realizirane prožnosti na podlagi aktivacij v eni uri}}{\text{Nazivna moč elementa}}, & KPI_{P-PP} > 0 \vee (KPI_{P-EP} > 0 \wedge KPI_{P-PPP} > 0), \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

Kazalnik KI_{FEPavg} je povprečen indeks predhodnega in vključuje vse elemente omrežja, kjer so bile izvedene aktivacije ne glede na čas aktivacij (ne rabijo biti istočasne). Kazalnik kot tak nima fizikalnega ozadja, je zgolj indikativna vrednost za uporabo prožnosti.

$$KI_{FEPavg} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n KI_{FEPmax,i}$$

KI_{FEW} spremlja delež realizirane energije eksplicitne prožnosti v času aktivacij prožnosti znotraj enega leta na posameznem omrežnem elementu (npr. TP ali RTP) po posameznih aktivacijah. Privzeto se spremlja na ravni TP (če se spremlja na ravni RTP, potem so pri vsakem RTP vključene količine vseh podrednih TP). Pri tem n označuje število elementov, i označuje posamezni element, m označuje število aktivacij, a pa posamezno aktivacijo. Prenesena energija je agregat pretokov v obeh smereh čez element ne glede na dejstvo, da se pri takem spremljanju lahko ista količina energije šteje večkrat (na različnih elementih).

$$KI_{FEW,i,a} = \begin{cases} \frac{\text{Realizirana količina energije prožnosti na} \\ \text{podlagi aktivacije}}{\text{Prenesena energija na} \\ \text{posameznem elementu}}, & KI_{P-PP} > 0 \vee (KI_{P-EP} > 0 \wedge KI_{P-PPP} > 0), \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

$$KI_{FEW} = \frac{1}{n} \frac{1}{m} \sum_{i=1}^n \sum_{a=1}^m KI_{FEW,i,a}$$

$KI_{FIPmax,i}$ spremlja največji delež realizirane moči implicitne prožnosti na posameznem omrežnem elementu (npr. TP ali RTP) v eni uri glede na nazivno moč tega elementa. Pri tem n označuje število elementov, i pa označuje posamezni element.

$$KI_{FIPmax,i} = \begin{cases} \frac{\text{Največja skupna moč realizirane prožnosti na} \\ \text{podlagi cenovnih signalov v eni uri}}{\text{Nazivna moč elementa}}, & KI_{P-IP} > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

Kazalnik KI_{FIPavg} je povprečen indeks predhodnega in vključuje vse elemente omrežja kjer so bile aktivne lokalne dinamične omrežninske tarife. Kazalnik kot tak nima fizikalnega ozadja, je zgolj indikativna vrednost za uporabo prožnosti.

$$KI_{FIPavg} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n KI_{FIPmax,i}$$

KI_{FIW} spremlja delež realizirane energije implicitne prožnosti na podlagi cenovnih signalov znotraj enega leta na posameznem omrežnem elementu (npr. TP ali RTP). Privzeto se spremlja na ravni TP (če se spremlja na ravni RTP potem so pri vsakem RTP vključene količine vseh podrednih TP). Pri tem n označuje število elementov, i označuje posamezni element. Prenesena energija je agregat pretokov v obeh smereh čez element ne glede na dejstvo, da se pri takem spremljanju lahko ista količina energije šteje večkrat (na različnih elementih).

$$KI_{FIW,i} = \begin{cases} \frac{\text{Realizirana količina energije prožnosti na} \\ \text{podlagi cenovnih signalov}}{\text{Prenesena energija na} \\ \text{posameznem elementu}}, & KI_{P-IP} > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

$$KI_{FIW} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n KI_{FIW,i}$$

Kazalnik KI_{FLr} vrednoti likvidnost lokalnega trga s prožnostjo, kjer je obseg lahko definiran na podlagi posameznih produktov (moč, energija). Operater mora povpraševati po prožnosti na podlagi potrebe in analize potenciala. Izračuna se za vsak posamezen lokalni trg s prožnostjo, na katerem sodeluje operater. Pri tem n označuje število trgov, i označuje posamezni trg, kjer se trguje z zadevnim produktom.

$$KI_{FL,j,i} = \begin{cases} \frac{\text{Obseg trgovanja s prožnostjo}}{\text{Obseg povpraševanja po prožnosti}}, & KI_{P-EP} > 0 \wedge KI_{P-PPP} > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

Za vsak posamezni produkt j se izračuna povprečna likvidnost produkta na vseh trgih $KI_{FL,j}$ kot:

$$KI_{FL,j} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n KI_{FL,j,i}, j \in \{1, 2, \dots, m\}$$

Rezultat pretvorimo glede na območja vrednosti $KI_{FL,j}$

$$KI_{FLr,j} = \begin{cases} 0,1; & KI_{FL,j} \leq 10 \\ 0,5; & 10 < KI_{FL,j} \leq 50 \\ 1,0; & KI_{FL,j} > 50 \end{cases}$$

Kazalnik KI_{FLr} se izračuna kot tehtan kompozit povprečnih likvidnosti posameznih produktov.

$$KI_{FLr} = \sum_{j=1}^m w_{FLr,j} \cdot KI_{FLr,j}$$

$$\sum_{j=1}^m w_{FLr,j} = 1$$

B) Ključni kazalnik učinkovitosti za izkoriščenost zmogljivosti omrežja

KPI_{II} spremlja povprečno obremenitev omrežnih elementov glede na njihovo največje dovoljeno obremenitev.

Kazalnik se spremlja za transformatorje ($i = 1$) in vode ($i = 2$).

$$KPI_{II} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^2 w_{IIi} \cdot KI_{IIi}$$

w_{IIi} so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$\sum_{i=1}^2 w_{IIi} = 1$$

Za vsak posamezni element j se kazalnik določi na sledeč način, pri čemer m označuje število vseh istovrstnih elementov.

$$KI_{IIi} = \frac{1}{m} \frac{1}{3} \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^3 w_{IIi,j,k} \cdot KI_{IIi,j,k}$$

Kazalnika $KI_{IIi,j,1}$ in $KI_{IIi,j,2}$ vključujeta vse elemente ne glede na to, ali uporabljajo dinamično določanje termičnih zmogljivosti DTR (Dynamic Thermal Rating) ali ne.

$$KI_{III,j,1} = \frac{\text{Povprečna obremenitev omrežnega elementa v časovnem intervalu}}{\text{Nazivna obremenitev omrežnega elementa}}$$

$$KI_{III,j,2} = \frac{\text{Povprečje 96 največjih 15 minutnih koničnih obremenitev omrežnega elementa}}{\text{Nazivna obremenitev omrežnega elementa}}$$

Kazalnik $KI_{III,j,3}$ spremlja skrajne meje izkoriščenosti elementov z uporabo DTR, saj vključuje zgolj elemente, ki uporabljajo DTR, s pomočjo katerega je omogočeno dinamično obremenjevanje omrežnega elementa do dinamične termične meje.

$$KI_{III,j,3} = \frac{\text{Povprečje 96 največjih 15 minutnih koničnih obremenitev omrežnega elementa}}{\text{Dopustna termična obremenitev v časovnem intervalu določena z DTR}}$$

$w_{III,j,1}$, $w_{III,j,2}$ in $w_{III,j,3}$ so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$\sum_{k=1}^3 w_{III,j,k} = 1$$

- C) **Ključni kazalnik učinkovitosti za zmogljivost gostovanja**⁴ KPI_G preko kazalnika proizvodnje KI_{GP} in kazalnika odjema KI_{GO} spremlja razmerje dodatne skupne delovne moči, ki jo lahko gosti omrežje z aktivnimi elementi (pametno omrežje) glede na skupno delovno moč, ki jo gosti omrežje s pasivnimi elementi (brez pametnih rešitev). Dodatna delovna moč je vrednost moči nad skupno delovno močjo, ki jo gosti omrežje s pasivnimi elementi. Obe vrednosti moči za proizvodnjo in odjem, ki ju gosti omrežje s pasivnimi elementi, se določita iz podatkov, ki sledijo iz soglasij za priključitev, dodatni moči pa iz soglasij za priključitev tistih uporabnikov, ki so se v soglasju ali ekvivalentnem dokumentu zavezali za aktivno sodelovanje pri obratovanju omrežja.

$$KI_{GP} = \frac{\text{Skupna dodatna moč proizvodnje, ki jo lahko sprejme omrežje z aktivnimi elementi}}{\text{Skupna moč proizvodnje, ki jo lahko sprejme omrežje brez aktivnih elementov}}$$

$$KI_{GO} = \frac{\text{Skupna dodatna moč odjema, ki jo lahko sprejme omrežje z aktivnimi elementi}}{\text{Skupna moč odjema, ki jo lahko sprejme omrežje brez aktivnih elementov}}$$

$$KPI_G = w_{GP} \cdot KI_{GP} + w_{GO} \cdot KI_{GO} + w_{NHC_NN} \cdot KI_{NHC_NN}$$

w_{GP} , w_{GO} in w_{NHC_NN} predstavljajo pripadajoči uteži, tako da je:

$$w_{GP} + w_{GO} + w_{NHC_NN} = 1$$

⁴ Zmogljivost gostovanja se nanaša na sposobnost omrežja sprejeti elemente.

Kazalnik priključne zmogljivosti distribucijskega NN omrežja KPI_{NHC_NN} izračunava povprečno priključno zmogljivost za vire (priključevanje sončnih elektrarn ...) in za bremena (priključevanje toplotnih črpalk, električnih vozil ...). Upošteva se faktor istočasnosti 1.

$$KI_{NHC_NN} = w_{vir} \cdot \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n KI_{NHC_{NN},1,i} + w_{breme} \cdot \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n KI_{NHC_{NN},2,i}$$

i ... posamezno referenčno NN omrežje

Kazalnik $KI_{NHC_NN,j}$ vrednoti priključno zmogljivost za vire ($j = 1$) oziroma bremena ($j = 2$) na ravni posameznega referenčnega omrežja i

$$KI_{NHC_NN,j} = \frac{\text{priključna zmogljivost omrežja}}{\text{nazivna moč TR}}$$

Uporabi se vrednost NHC, ki opredeljuje skupno zmogljivost virov, ki jo je mogoče razpršeno priključiti kamor koli v omrežje glede na obratovalne razmere.

Izračun se lahko izvede z uporabo orodij za digitalne simulacije (DigSilent Power Factory, Neplan, PSS Sincal ...) oziroma v sistemih ADMS. Metode izračuna NHC so predstavljene v strokovni podlagi agencije⁵.

Opomba: pogoj za izračun kazalnika so zagotovljeni referenčni modeli vseh vrst obstoječih NN omrežij na področju posameznega distribucijskega podjetja oziroma distribucijskega operaterja.

D) Ključni kazalnik učinkovitosti za raven integracije razpršenih elementov v omrežje KPI_{IR} spremlja delež razpršenih elementov, ki so vključeni v omrežje. Posamezni kazalniki se spremljajo ločeno za posamezne vrste elementov: obnovljive vire energije ($i = 1$), druge razpršene vire energije ($i = 2$), hranilnike električne energije ($i = 3$), kompenzatorje jalove moči ($i = 4$), polnilna mesta za električna vozila ($i = 5$), toplotne črpalke ($i = 6$).

$$KPI_{IR} = \frac{1}{6} \sum_{i=1}^6 w_{IR,i} \cdot KI_{IR,i}$$

$$KI_{IR,i} = \frac{\text{Skupna priključna moč istovrstnih razpršenih elementov omrežja}}{\text{Skupna priključna moč vseh elementov v omrežju}}$$

$w_{IR,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{n=1}^6 w_{IR,i} = 1$

- E) **Ključni kazalnik učinkovitosti za raven integracije⁶ aktivnih razpršenih elementov v omrežje** KPI_{IAR} spremlja delež elementov, ki so vključeni kot aktivni elementi pri obratovanju distribucijskega omrežja. Pri tem se ločeno spremlja kazalnik za elemente, ki so v neposrednem upravljanju operaterja (indeks o) in v upravljanju drugih entitet, ki so bili predhodno kvalificirani pri operaterju (indeks d).

$$KPI_{IAR} = w_{IARo} \cdot KPI_{IARo} + w_{IARd} \cdot KPI_{IARd}$$

w_{IARo} in w_{IARd} pomenita pripadajoči uteži, tako da je:

$$w_{IARo} + w_{IARd} = 1$$

Posamezni kazalniki se spremljajo ločeno za posamezne vrste elementov: obnovljivi viri energije ($i = 1$), drugi razpršeni viri energije ($i = 2$), hranilnike električne energije ($i = 3$), kompenzatorje jalove moči ($i = 4$), polnilna mesta za električna vozila ($i = 5$).

$$KPI_{IARo} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 w_{IARo,i} \cdot KI_{IARo,i}$$

$$KPI_{IARd} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 w_{IARd,i} \cdot KI_{IARd,i}$$

$KPI_{IARo,i}$ zajema zgolj tiste elemente, ki so v neposrednem upravljanju operaterja.

$$KI_{IARo,i} = \frac{\text{Skupna moč istovrstnih aktivnih elementov v upravljanju operaterja, ki sodelujejo v obratovanju omrežja}}{\text{Skupna priključna moč vseh elementov v omrežju}}$$

$KPI_{IARd,i}$ zajema zgolj tiste elemente, ki so v neposrednem upravljanju drugih entitet in so bili predhodno kvalificirani pri operaterju.

$$KI_{IARd,i} = \frac{\text{Skupna moč istovrstnih aktivnih elementov v upravljanju drugih entitet, ki sodelujejo v obratovanju omrežja}}{\text{Skupna priključna moč vseh elementov v omrežju}}$$

w_{IARon} in w_{IARdn} so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$\sum_{i=1}^5 w_{IARo,i} = 1 \text{ in } \sum_{i=1}^5 w_{IARd,i} = 1$$

- F) **Ključni kazalnik učinkovitosti za izgube na distribucijskem sistemu**
 KPI_{izgD}

⁶ Integracija virov se nanaša na vključitev elementov v aktivno vodenje omrežja.

Ključni kazalnik učinkovitosti za izgube na distribucijskem sistemu se izračunava na podlagi razlike med povprečno vrednostjo izgub v letih $t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja ter povprečno vrednostjo izgub v letih $t-7$, $t-6$ in $t-5$ pred začetkom regulativnega obdobja.

$$KI_{izg} = \bar{w}_{T1} - \bar{w}_{T2} [\%],$$

$$\bar{w}_{T1} = \frac{1}{3} \sum_{i=t-2}^{i=t-4} \frac{W_{izg_dis_i}}{W_{odd_i}} [\%],$$

$$\bar{w}_{T2} = \frac{1}{3} \sum_{i=t-5}^{i=t-7} \frac{W_{izg_dis_i}}{W_{odd_i}} [\%],$$

$$KPI_{izgD} = \begin{cases} 1,0; & KI_{izg} \leq 0 \\ 0,5; & 0 < KI_{izg} \leq 0,02 \\ 0,0; & KI_{izg} > 0,02 \end{cases}$$

kjer oznake pomenijo:

KI_{izg}	kazalnik povprečnih izgub;
KPI_{izgD}	ključni kazalnik izgub;
$W_{izg_dis_i}$	količine izgub električne energije na distribucijskem sistemu v letu i ;
W_{odd_i}	iz distribucijskega sistema oddane skupne letne količine električne energije;
\bar{w}_{T1}	povprečje izgub v letih $t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja;
\bar{w}_{T2}	povprečje izgub v letih $t-7$, $t-6$ in $t-5$ pred začetkom regulativnega obdobja;

Kazalnik agencija spremlja indikativno, saj so izgube vključene v drugo shemo spodbud predvsem s ciljem identificirati, ali naložbe v pametna omrežja (npr. za povečanje izkoriščenosti omrežja ipd.) morebiti negativno vplivajo na izgube.

- G) **Ključni kazalnik učinkovitosti za okoljske vplive** KPI_{OV} se določi kot normirana in utežena vsota izbranih parametrov. V okviru okoljskih vplivov se spremljajo in vrednotijo dimenzijski in normirani brezdimenzijski parametri ločeno po posameznih vrstah OVE: elektrarne na biomaso ($i = 1$), elektrarne na bioplin in druge OVE ($i = 2$), hidroelektrarne ($i = 3$), sončne elektrarne ($i = 4$), vetrne elektrarne ($i = 5$). Nato se ključni kazalnik učinkovitosti za okoljske vplive KPI_{OV} določi kot njihova normirana in utežena vsota, pri čemer štejemo vse vire, ki so priključeni na distribucijsko omrežje tudi posredno preko samooskrbe (za PPM).

- Zmanjšanje izpustov CO2 [t]:

$KI_{CO2,i}$
 = (Izpusti za obstoječo mešanico virov energije
 – Izpusti določenega tipa OVE) · Količina proizvedene energije določenega tipa OVE

$$KI_{CO2} = \sum_{i=1}^5 KI_{CO2,i}$$

- Prevezeta energija OVE [MWh]:

$KI_{OVEE,i}$ = Skupna prevzeta energija določene vrste OVE

$$KI_{OVEE} = \sum_{v=1}^5 KI_{OVEE,i}$$

- Instalirana moč OVE [MW]:

$KI_{OVEP,i}$ = Skupna instalirana moč določene vrste OVE

$$KI_{OVEP} = \sum_{i=1}^5 KI_{OVEP,i}$$

Ključni kazalnik učinkovitosti za okoljske vplive KPI_{OV} se določi kot normirana in utežena vsota prej omenjenih vplivov:

$$KPI_{OV} = (w_{OVwc} \cdot KI_{OVwc} + w_{OVwe} \cdot KI_{OVwe} + w_{OVwp} \cdot KI_{OVwp})$$

w_{OVwc} , w_{OVwe} in w_{OVwp} so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$w_{OVwc} + w_{OVwe} + w_{OVwp} = 1$$

$$\frac{KI_{OVwc}}{1} = \frac{KI_{CO2}}{5 \text{ Izpusti za obstoječo mešanico virov energije} \cdot \text{Količina proizvedene energije določenega tipa OVE}}$$

$$KI_{OVwe} = \frac{1}{5} \cdot \frac{KI_{OVEE}}{\text{Celotna prevzeta energija}}$$

$$KI_{OVwp} = \frac{1}{5} \cdot \frac{KI_{OVEP}}{\text{Celotna instalirana moč vseh proizvodnih virov}}$$

H) **Ključni kazalnik učinkovitosti za življenjsko dobo sredstev** KPI_L spremlja podaljšanje življenjske dobe elementov z aktivnim spremljanjem. Za posamezno vrsto elementa se določi kot razmerje življenjske dobe elementa omrežja z aktivnim spremljanjem glede na življenjsko dobo elementa omrežja brez aktivnega spremljanja⁷ po posameznih elementih

⁷ Določi se na podlagi tehnične dokumentacije proizvajalca.

omrežja: transformatorje ($i = 1$), vodi ($i = 2$), stikala ($i = 3$). Pri tem se izloči elemente, ki so jim okvare in/ali napake skrajšale življenjsko dobo.

$$KPI_L = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 w_{L,i} \cdot KI_{L,i}, KPI_{P-L} > 0$$

$$KI_{L,i} = \frac{\text{Povprečna življenjska doba istovrstnih elementov z aktivnim spremljanjem}}{\text{Povprečna življenjska doba vseh istovrstnih elementov}}$$

$w_{LS,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^3 w_{L,i} = 1$.

Aktivno spremljanje življenjske dobe elementov mora zajemati:

- za transformatorje: povprečno obremenitev in obremenitev nad nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR) in trajanje obremenitve nad nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR), velikost prenapetosti in število dogodkov prenapetosti;
- za vode: povprečno obremenitev in obremenitev čez nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR) in trajanje obremenitve čez nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR), velikost prenapetosti in število dogodkov prenapetosti;
- za stikala: število stikalnih manipulacij pri toku manjšem ali enakem nazivnemu, število izklopov okvare in velikost toka okvare.

I) **Ključni kazalnik učinkovitosti za kakovost napetosti na distribucijskem sistemu** KPI_{VQ} se izračunava kot tehtan kompozit kazalnikov KI_{VQ_SM} in KI_{VQ_NN} .

$$KPI_{VQ} = w_{VQ_SM} \cdot KI_{VQ_SM} + w_{VQ_NN} \cdot KI_{VQ_NN}$$

w_{IVo} in w_{IVd} predstavljata pripadajoči uteži, tako da je:

$$w_{VQ_SM} + w_{VQ_NN} = 1$$

Kazalnik KI_{VQ_SM} se izračunava na podlagi stalnega monitoringa kakovosti napetosti v skladu s SIST EN 50160:2011 v vseh merilnih točkah na VN in SN v okviru stalnega monitoringa kakovosti napetosti in se odraža kot skupni povprečni parameter, ki zajema karakteristike velikosti napajalne napetosti (V), flikerja (F) in harmonskih napetosti (H) v letih $t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja:

$$KI_{VQ_SM_{t-j}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (nT_V + nT_F + nT_H)}{\sum_{i=1}^n (T_V + T_F + T_H)}, \quad j = 2 \dots 4,$$

$$KI_{VQ_SM} = \frac{1}{3} \sum_{j=2}^4 KI_{VQ_{t-j}}$$

kjer oznake pomenijo:

$KI_{VQ_{t-j}}$	kazalnik kakovosti napetosti v letu $t-j$;
KI_{VQ_SM}	kazalnik kakovosti napetosti;
nT_V, nT_F, nT_H	število tednov v koledarskem letu, v katerih posamezna karakteristika kakovosti napetosti ni v skladu z zahtevami standarda;
T_V, T_F, T_H	število tednov v koledarskem letu, za katere so posamezne karakteristike kakovosti napetosti odčitane in verodostojne;
$i=1 \dots n$	število merilnih točk.

Stalni monitoring na VN/SN je obveza na podlagi normativnega okvira, zato ni zahtev po pragu.

Kazalnik skladnosti napetosti na NN ravni KI_{VQ_NN} se izračuna kot razlika indeksov v letih t in $t-1$ in je lahko negativen.

$$KI_{VQ_NN} = \begin{cases} \text{Indeks skladnosti } SM_{NN,t} - \text{Indeks skladnosti } SM_{NN,t-1}, & \frac{\text{Število TR opremljenih s sumarnimi števci}}{\text{Število vseh TR sicer.}} > 0,5, \\ 0, & \end{cases}$$

Za NN se pri izračunu indeksa za leto t se upošteva obseg meritev iz leta $t-1$ (izločamo vse dodatne meritve vzpostavljene v letu t v okviru stalnega monitoringa kakovosti napetosti).

Indeks skladnosti se po napetostnih nivojih lahko izračunavajo za vsak parameter kakovosti napetosti skladno standardom 50160 posebej. Prioritetno opazujemo velikost napajalne napetosti na NN ravni vozlišča, ki je vključen v stalni monitoring napetosti.

$$\text{Indeks skladnosti } SM_{NN} = 1 - \frac{nT_V}{T_V}$$

Za NN se lahko uporabijo meritve PQ analizatorja ali meritve sumarnega števca s podporo 10-minutnim povprečnim napetostnim profilom, ki se preračuna z vidika skladnosti na raven tedna.

J) **Ključni kazalnik učinkovitosti za odprtost do inovacij tretje strani**

KPI_{OI-TP} vrednoti raven podpore inovativnim rešitvam tretje strani oziroma izkoriščanje le-teh pri delovanju distribucijskega operaterja:

$$KPI_{OI-TP} = w_{OPSI} \cdot KI_{OPSI} + w_{PS-NS} \cdot KI_{PS-NS} + w_{TP-IS} \cdot KI_{TP-IS} + w_{LA-SM} \cdot KI_{LA-SM}$$

w_{OPSI} , w_{PS-NS} , w_{TP-IS} , w_{LA-SM} pomenijo pripadajoče uteži, tako da je:

$$w_{OPSI} + w_{PS-NS} + w_{TP-IS} + w_{LA-SM} = 1$$

Kazalnik uspešnosti KI_{OPSI} meri raven zagotavljanja nabora podatkovnih zbirk na portalu OPSI:

$$KI_{OPSI} = \left\{ \begin{array}{l} 0 \dots \text{ne zagotavlja podatkovnih zbirk OPSI} \\ 0,2 \dots \text{zagotavlja minimalni nabor podatkovnih zbirk OPSI} \\ 0,5 \dots \text{zagotavlja osnovni nabor podatkovnih zbirk OPSI} \\ 1,0 \dots \text{zagotavlja naprednejši nabor podatkovnih zbirk OPSI} \end{array} \right\}$$

Minimalni nabor	validirani agregirani podatki (porabljena in proizvedena energija, moč, kazalniki neprekinjenosti napajanja ipd.) na ravni posameznih vozlišč distribucijskega operaterja
Osnovni nabor	Minimalni nabor + validirani 15-minutni ali urni agregirani podatki na ravni posameznih vozlišč distribucijskega operaterja
Naprednejši nabor	Minimalni + osnovni nabor, dodatno pa še 15-minutni sintetični profili standardiziranih porabniških skupin, določenih vrst aktivnega odjema ipd.

Kazalnik uspešnosti KPI_{PS-NS} meri raven zagotavljanja nabora brezplačnih in plačljivih nadstandardnih storitev na nacionalnem podatkovnem vozlišču:

$$KI_{PS-NS} = \left\{ \begin{array}{l} 0 \dots \text{ne zagotavlja nadstandardnih storitev} \\ 0,4 \dots \text{zagotavlja minimalni nabor nadstandardnih storitev} \\ 0,7 \dots \text{zagotavlja napredni nabor nadstandardnih storitev} \\ 1,0 \dots \text{zagotavlja naprednejši nabor nadstandardnih storitev z brezplačnimi storitvami} \end{array} \right\}$$

Minimalni nabor	Podatkovne storitve B2C, ki olajšujejo aktivno sodelovanje odjemalcev (vključno z odjemalci znotraj ZDS).
-----------------	---

Napredni nabor	Minimalni nabor + podatkovne storitve B2C in B2B, ki omogočajo razvoj novih inovativnih poslovnih modelov (plačljive oziroma brezplačne).
----------------	---

Kazalnik uspešnosti KI_{TP-IS} meri raven uporabe storitev tretje strani (uporaba platform, registrov, ...) na podlagi ustrezne integracije informacijskih sistemov:

$$KI_{TP-IS} = \frac{\text{število storitev, ki jih operaterju zagotavlja tretja stran}}{\text{število vseh storitev}}$$

Uporaba storitev mora biti zagotovljena v celotnem časovnem oknu opazovanja. Storitve so opredeljene v registru upoštevanih storitev definiranih v nadaljevanju.

	Storitev	Opis
1	Trgovalna platforma	Platforma za trgovanje s prožnostjo
2	Meritve	Podredne meritve (npr. IoT ipd.)
3	Register prožnosti	Register prožnosti
4	Umetna inteligenca kot storitev	Storitve na podlagi tehnologij strojnega učenja, programska oprema kot storitev (SaaS), infrastruktura kot storitev (IaaS) ipd.

Operater dokazuje uporabo storitev s pogodbami.

Kazalnik uspešnosti KI_{LA-SM} meri raven zagotavljanja standarda na ravni lokalnega dostopa do podatkov o porabi v realnem času (I1 vmesnik na pametnem števcu)

$$KI_{LA-SM} = \frac{\text{Število merilnih mest na PPM s skladnim lokalnim dostopom do merilnih podatkov v realnem času}}{\text{število vseh merilnih mest na PPM}}$$

Pogoji za skladnost lokalnega dostopa so:

	Zahteva	Opis
1	Zagotovljeno ustrezno napajanje za priključitev integracijske naprave (OSM)	Nazivna moč vmesnika I1 za napajanje mora znašati vsaj 1,25W oziroma enakovredno ali boljše specifikacijam DSMR5 P1 ⁸ .
2	Uporaba uveljavljenih odprtih standardov za povezljivost OSM z I1 vmesnikom	Enosmerni komunikacijski kanal mora biti skladen s SIST EN62056-7-5 oziroma enakovreden ali boljši specifikacijam DSMR5 P1.

⁸ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Slimme_meter_15_a727fce1f1.pdf

	Zahteva	Opis
3	Osveževanje merilnih podatkov na vmesniku I1	Napredni števec mora posredovati podatke zunanji napravi OSM vsako sekundo oziroma jih mora na vmesniku I1 osveževati v realnem času oziroma v skladu s specifikacijami DSMR5 P1.
4	Varovanje podatkov na I1	Za posredovanje podatkov na vmesniku I1 mora biti omogočena njihova zaščita z uporabo ustreznih kriptografskih metod za šifriranje v skladu s priporočili SGTF EG2 ⁹ . Uporaba kriptografskih metod ne sme vplivati na zahteve iz predhodne točke.

DISTRIBUCIJSKI IN SISTEMSKI OPERATER

V nadaljevanju so opredeljeni kazalniki, ki se vrednotijo tako za distribucijskega operaterja kot tudi za sistemkega operaterja.

I. Ključni kazalniki pripravljenosti

- 1) **Ključni kazalnik pripravljenosti za aktivno spremljanje življenjske dobe elementov omrežja** KPI_{P-L} spremlja delež elementov omrežja, za katere je omogočeno aktivno spremljanje življenjske dobe. Kazalnik se določi po posameznih elementih omrežja: transformatorji ($i = 1$), vodi ($i = 2$), stikala ($i = 3$).

$$KPI_{P-L} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 w_{P-LS,i} \cdot KI_{P-LS,i}$$

$w_{P-LS,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^3 w_{P-LS,i} = 1$.

$$KI_{P-LS,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja z aktivnim spremljanjem življenjske dobe}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$$

2) **Koordinacija med elektrooperaterjema**

Kazalnik uspešnosti $KPI_{TSO-DSO}$ meri raven skladnosti implementacije koordinacije med elektrooperaterjema s standardi in koncepti, ki omogočajo učinkovito izvajanje koordinacije:

⁹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bat_wp4_bref_smart-metering_systems_final_deliverable.pdf

$$KI_{IDE-Interop} = \begin{cases} 0 \dots \text{izmenjava podatkov ne temelji na odprtih standardih} \\ 1 \dots \text{izmenjava podatkov temelji na odprtih standardih} \end{cases}$$

Standardi obsegajo IEC Common Information Model (CIM), IEC Common Grid Model Exchange Standard (CGMES) in druge uveljavljene odprte standarde na ravni EU, ki urejajo področje izmenjave podatkov in interoperabilnosti.

$$KI_{CP-Forecast} = \begin{cases} 0 \dots \text{brez skupne platforme za koordinacijo omrežja} \\ 1 \dots \text{skupna platforma za koordinacijo omrežja} \end{cases}$$

Platforma za koordinacijo omrežja uporablja skupni model omrežja in koncepte podatkovnega okolja za načrtovanje obratovanja, ki podpira izmenjavo zadevnih podatkov med elektrooperaterjema. Na podlagi izmenjave podatkov o načrtovanju obratovanja TSO-DSO elektrooperaterja določita področja zamašitev. Platforma omogoča izvajanje skupnih kalkulacij omrežja za vsak posamezni vir prožnosti v zadevnem področju z uporabo merilnih točk kvalificiranih priključkov virov. Rezultati so poslani v Register prožnosti, upravičeni ponudniki storitev prožnosti v področju so ustrezno informirani.

$$KI_{CP-Other} = \begin{cases} 0 \dots \text{brez uporabe registra prožnosti} \\ 1 \dots \text{uporaba skupnega registra prožnosti} \end{cases}$$

Cilj registra prožnosti je zbiranje in izmenjava ustreznih informacij o potencialnih virih prožnosti kot podpora pri reševanju omejitev omrežja, naj bo to upravljanje prezasedenosti, izravnava sistema ali reševanje drugih problemov (npr. kakovost napetosti oziroma regulacija napetosti). Elektrooperaterjema omogoča vpogled v vire prožnosti, priključene na njihovo lastno omrežje in na povezana omrežja, tako da vedo, kateri viri so jim na voljo na vseh napetostnih nivojih v procesu upravljanja omejitev. Uporaba navedenega koncepta izboljšuje konkurenco in izkoriščenost virov prožnosti. Register prožnosti mora podpirati proces aktivnega upravljanja omrežja na nacionalnem nivoju.

Kazalnik uspešnosti se izračuna kot sledi:

$$KPI_{TSO-DSO} = w_{IDE} * KI_{IDE-Interop} + w_{CP-F} * KI_{CP-Forecast} + w_{CP-O} * KI_{CP-Other}$$

Če sta platforma za koordinacijo omrežja in register prožnosti implementirana kot enotna rešitev potem se kazalnik $KPI_{TSO-DSO}$ izračuna na način, da se upošteva:

$$w_{CP-F} = 0$$

Elektrooperater dokazuje skladnost implementacije z naložbenimi načrti ter s poročilom o izvedbi potrebnih naložb oziroma z drugo relevantno projektno dokumentacijo (PID ipd.).

3) Kibernetska varnost

KPI (S_{PS}^*) vrednoti raven kibernetske varnosti za distribucijskega operaterja in systemskega operaterja

Uporabljeni pojmi:

mera	metrika oz. mera se uporablja kot merilo za kvantitativno ocenjevanje, primerjanje in sledenje uspešnosti kazalnikov, hkrati pa definira različico kazalnika;
S_{PS}^*	identifikator ključnega kazalnika uspešnosti postopka, procesa, sistema, s katerim je mogoče spremljati in meriti doseganje cilja;
omrežje	brežžično ali ožičeno IKT omrežje;
perimeter omrežja	meja (internega) omrežja (podjetja) z zunanjim (javnim) omrežjem in obratno;
S_{mera}	identifikator strateškega kazalnika;
T_{mera}	identifikator taktičnega kazalnika;
O_{mera}	identifikator operativnega kazalnika.

Kot ključni kazalnik uspešnosti nadzorstev v kibernetiki varnosti pri varovanju distribucijskega omrežja oz. njegovega gradnika, ki je lahko pametno omrežje, se uporabi strateški kazalnik uspešnosti S_{PS}^* . S_{PS}^* pomeni metriko (v nadaljevanju mero), s katero se vrednoti učinkovitost nabora nadzorstev za kibernetiko zaščito v opazovanem sistemu oz. delu sistema. Določa ga naslednji izraz:

$$S_{PS}^* = \frac{1}{C} \cdot \frac{\sum(T_{mera}^* \cdot W_{mera}) + (Rezultat_{MTBI} \cdot W_{MTBI} \cdot C)}{\sum W_{mera} + W_{MTBI}};$$

$$W_{mera} = (W_{NPPS}, W_{EPS}, W_{HSS});$$

$$T_{mera}^* = (T_{NPPS}^*, T_{EPS}^*, T_{HSS}^*);$$

kjer je,

C	normalizacijska konstanta ($C = 10$);
W_{MTBI}	faktor utežitve vpliva kazalnika OI_{MTBI}^* ;
W_{mera}	faktor utežitve ključnega kazalnika ($W_{mera} = 1$);
W_{MBTI}	faktor utežitve OI_{MTBI}^* ($W_{MBTI} = 1$);
T_{mera}^*	mera taktičnega ključnega kazalnika.

Povprečen čas med incidenti OI_{MTBI}^* se upošteva z naslednjim izrazom:

$$Rezultat_{MTBI} = NRezultat(OI_{MTBI}^*, Max_{MTBI}, Min_{MTBI}) = \frac{Max_{MTBI} - OI_{MTBI}^*}{Max_{MTBI} - Min_{MTBI}}; \quad Max_{MTBI} > Min_{MTBI}$$

pri čemer sta:

$$Min_{MTBI} = 0;$$

$$Max_{MTBI} = 100;$$

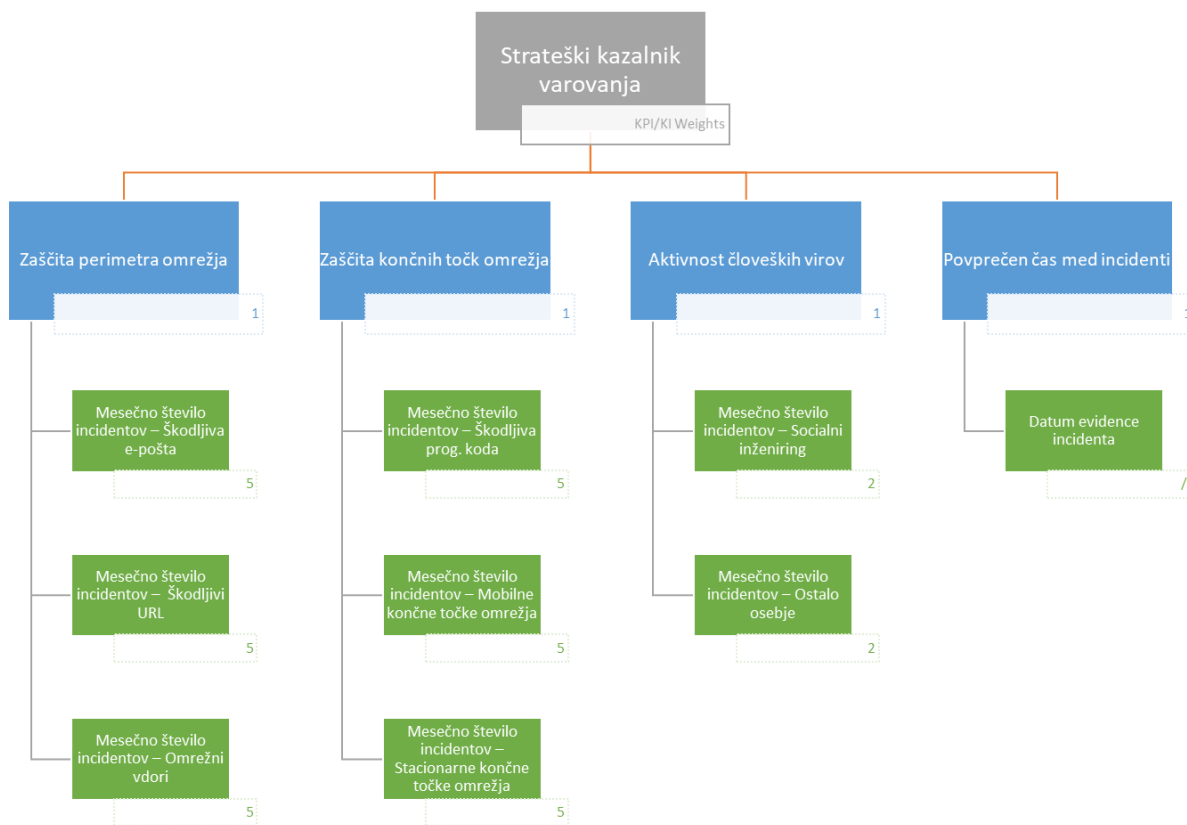
in kjer je,

OI_{MTBI}^* povprečen čas med incidenti;

Max_{MTBI}/Min_{MTBI} največja/najmanjša vrednost OI_{MTBI}^* .

Pri izračunu S_{PS}^* se vpliv posameznega ključnega kazalnika upošteva prek izračunane mere T_{mera}^* , ki se upošteva s pripadajočim faktorjem utežitve W_{mera} . Faktorji utežitve v izrazu S_{PS}^* imajo privzeto vrednost 1.

S_{PS}^* določajo naslednji taktični in operativni kazalniki (Slika 1):



Slika 1: Podrejeni kazalniki S_{PS}^*

➤ Zaščita perimetra omrežja (T_{NPPS}^*)

S taktičnim kazalnikom T_{NPPS}^* se vrednoti učinkovitost nadzora zaščite perimetra omrežja. Varnostna nadzorstva, ki so vzpostavljena za zaščito perimetra omrežja, se vrednotijo prek podrejenih kazalnikov vpliva glede na uspešnost zaznave incidentov. Podrejeni kazalniki se utežijo glede njihov vpliv. Incidenti se beležijo z vzpostavljenimi nadzorstvi na dostopnih točkah (ožičenega in brezžičnega) omrežja in na medmrežnem prometu skozi perimeter omrežja (požarni zidovi, http posredniški strežniki, e-poštni filtri na e-poštnih prehodih, itd.):

$$T_{NPFS}^* = \frac{\sum Rezultat_{mera} \cdot W_{mera}}{\sum W_{mera}} \cdot C;$$

T_{NPFS}^* določajo kazalniki $OI_{mera} = (OI_{MCME}, OI_{MCMU}, OI_{MCNP})$, ki se upoštevajo z naslednjim izrazom:

$$Rezultat_{mera} = NRezultat(OI_{mera}, Max_{mera}, Min_{mera}) = \frac{Max_{mera} - OI_{mera}}{Max_{mera} - Min_{mera}}; Max_{mera} > Min_{mera}$$

pri čemer so:

$$W_{mera} = (W_{MCME}, W_{MCMU}, W_{MCNP});$$

$$Min_{MCME} = Min_{MCMU} = Min_{MCNP} = 0;$$

$$Max_{MCME} = Max_{MCMU} = Max_{MCNP} = 30;$$

kjer je,

W_{mera} faktor utežitve ključnega kazalnika;

OI_{mera} mesečno število incidentov;

Max_{mera}/Min_{mera} največja/najmanjša vrednost mere;

OI_{MCME} OI_{mera} zaradi škodljive e-pošte ($W_{MCME} = 5$);

OI_{MCMU} OI_{mera} zaradi škodljivega URL ($W_{MCMU} = 5$);

OI_{MCNP} OI_{mera} zaradi omrežnih vdorov ($W_{MCNP} = 5$).

- Kazalnik OI_{MCME} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov zaradi škodljive pošte v koledarskem letu:

$$OI_{MCME} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MEŠtevec_m}{12};$$

$MEŠtevec_m = Štej(i.I11 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCMU} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov zaradi škodljivih URL v koledarskem letu:

$$OI_{MCMU} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MUŠtevec_m}{12};$$

$MUŠtevec_m = Štej(i.I12 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCNP} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov zaradi omrežnih vdorov v koledarskem letu:

$$OI_{MCNP} = \frac{\sum_{m=1}^{12} NPŠtevec_m}{12};$$

$NPŠtevec_m = Štej(i.I06 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

kjer je,

I število vnosov v tabeli incidentov (glede na taksonomijo);

$i.Išt$ različica incidenta glede na taksonomijo incidentov.

➤ **Zaščita končnih točk omrežja (T_{EPS}^*)**

S taktičnim kazalnikom T_{EPS}^* se vrednosti učinkovitost nadzorstev za zaščito končnih točk omrežja. Varnostna nadzorstva za zaščito končnih točk, tako za stacionarne kot mobilne končne točke, se vrednotijo prek podrejenih kazalnikov glede na uspešnost zaznave incidentov. Podrejeni kazalniki se utežijo glede njihov vpliv. Nadzorstva vključujejo konfiguracijo programske opreme proti zlonamerni programski kodi, upravljanje mobilnih naprav in upravljanje požarnega zidu;

$$T_{EPS}^* = \frac{\sum Rezultat_{mera} \cdot W_{mera}}{\sum W_{mera}} \cdot C;$$

T_{EPS}^* določajo kazalniki $OI_{mera} = (OI_{MCMW}, OI_{MCMD}, OI_{MCSD})$, ki se ovrednotijo z:

$$Rezultat_{mera} = NRezultat(OI_{mera}, Max_{mera}, Min_{mera}) = \frac{Max_{mera} - OI_{mera}}{Max_{mera} - Min_{mera}}; Max_{mera} > Min_{mera}$$

pri čemer so:

$$W_{mera} = (W_{MCMW}, W_{MCMD}, W_{MCSD});$$

$$Min_{MCMW} = Min_{MCMD} = Min_{MCSD} = 0;$$

$$Max_{MCMW} = Max_{MCMD} = Max_{MCSD} = 30;$$

in kjer so,

W_{mera} faktor utežitve ključnega kazalnika;

OI_{mera} mesečno število incidentov;

Max_{mera}/Min_{mera} največja/najmanjša vrednost mere;

OI_{MCMW} OI_{mera} zaradi škodljive prog. kode ($W_{MCMW} = 5$);

OI_{MCMD} OI_{mera} na mobilnih končnih točkah ($W_{MCMD} = 5$);

OI_{MCSD} OI_{mera} na stacionarnih končnih točkah ($W_{MCSD} = 5$).

- Kazalnik OI_{MCMW} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov zaradi škodljive programske kode v koledarskem letu:

$$OI_{MCMW} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MWŠtevec_m}{12};$$

$MWŠtevec_m = Štej(i.I09 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCMD} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov na mobilnih končnih točkah v koledarskem letu:

$$OI_{MCMD} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MDŠtevec_m}{12};$$

$MDŠtevec_m = Štej(i.I10 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCSD} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov na stacionarnih končnih točkah v koledarskem letu:

$$OI_{MCSD} = \frac{\sum_{m=1}^{12} SDŠtevec_m}{12};$$

$SDŠtevec_m = Štej(i.I14 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

kjer je,

I število vnosov v tabeli incidentov (glede na taksonomijo);

$i.Išt$ različica incidenta glede na taksonomijo incidentov.

➤ Aktivnost človeških virov (T_{HSS}^*)

S taktičnim kazalnikom T_{HSS}^* se vrednoti aktivnost človeških virov pri izvajanju kibernetске varnosti. Kazalnik definira število incidentov, ki so posledica socialnega inženiringa prek elektronskih komunikacij in število ostalih incidentov, ki jih prvi zaznajo in poročajo zaposleni ali drugo osebe;

$$T_{HSS}^* = \frac{\sum Rezultat_{mera} \cdot W_{mera}}{\sum W_{mera}} \cdot C;$$

$$W_{mera} = (W_{MCSE}, W_{MCHR});$$

T_{HSS}^* določata kazalnika OI_{MCSE} in OI_{MCHR} . Kazalnik OI_{MCSE} se ovrednoti z:

$$Rezultat_{mera} = NRezultat(OI_{mera}, Max_{mera}, Min_{mera}) = \frac{Max_{mera} - OI_{mera}}{Max_{mera} - Min_{mera}}; Max_{mera} > Min_{mera}$$

kazalnik OI_{MCHR} pa z:

$$Rezultat_{mera} = PRezultat(OH_{mera}, Max_{mera}, Min_{mera}) = \frac{OH_{mera} - Min_{mera}}{Max_{mera} - Min_{mera}}; Max_{mera} > Min_{mera}$$

pri čemer so:

$$Min_{MCSE} = Min_{MCHR} = 0;$$

$$Max_{MCSE} = 30;$$

$$Max_{MCHR} = 20;$$

in kjer je,

- W_{mera} faktor utežitve ključnega kazalnika;
- OI_{mera} mesečno število incidentov;
- Max_{mera}/Min_{mera} največja/najmanjša vrednost mere;
- OI_{MCSE} OI_{mera} – mobilne končne točke ($W_{MCSE} = 2$);
- OI_{MCHR} OI_{mera} – stacionarne končne točke ($W_{MCHR} = 2$).

- Kazalnik OI_{MCSE} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov zaradi socialnega inženiringa v koledarskem letu:

$$OI_{MCSE} = \frac{\sum_{m=1}^{12} SEŠtevec_m}{12};$$

$SEŠtevec_m = Štej(i.I08 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCHR} se izračuna iz mesečnega poprečja incidentov, zaznanih z aktivnostjo človeških virov (izven obsega osebja zadolženega za informacijsko varnost) v koledarskem letu:

$$OI_{MCHR} = \frac{\sum_{m=1}^{12} HRŠtevec_m}{12};$$

$HRŠtevec_m = Štej(i.I18 = True)$, pri čemer nastopi $i.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

kjer je,

I število vnosov v tabeli incidentov (glede na taksonomijo);

$i.Išt$ različica incidenta glede na taksonomijo incidentov.

➤ Povprečen čas med incidenti (OI_{MTBI}^*)

Z operativnim kazalnikom OI_{MTBI}^* se vrednoti povprečen čas v dnevih, ki je pretekel od datuma evidentiranega incidenta i_n do datuma naslednjega evidentiranega incidenta i_{n+1} v opazovanem koledarskem letu;

$$OI_{MTBI}^* = \frac{\sum_{j=1}^{|I|-1} TBI(i_j)}{|I|-1};$$

$TBI(i_j) = i_{n+1}.I01 - i_n.I01$, kjer so $i_1, i_2, \dots \in I$, $i_{n+1}.I01 \geq i_n.I01$, $\forall n$, tako da $0 < n < |I|$;

kjer je,

I razvid incidentov (glede na taksonomijo);

i_n incident n ;

i_{n+1} incident $n+1$;

Taksonomija notacije incidentov:

- I01 datum prvega evidentiranja incidenta (mesec koledarskega leta);
- I06 evidentirani incidenti, pogojeni z omrežnim vdorom;
- I08 evidentirani incidenti, pogojeni s socialnim inženiringom;
- I09 evidentirani incidenti, pogojeni s škodljivo programsko kodo;
- I10 evidentirani incidenti na mobilnih končnih točkah;
- I11 evidentirani incidenti, pogojeni s škodljivo elektronsko pošto;
- I12 evidentirani incidenti, pogojeni s škodljivim enoličnim identifikatorjem – URL
- I14 evidentirani incidenti na stacionarnih končnih točkah;
- I18 incidenti, evidentirani s človeškimi viri (izven obsega osebja, zadolženega za informacijsko varnost);

Pojasnilo:

Če za izračun podrejenih kazalnikov ni vhodnih podatkov (pripadajoči incidenti se ne evidentirajo), se pri izračunu uspešnosti ključnih kazalnikov (T_{NPPS}^* , T_{EPS}^* , T_{HSS}^*) uporabi zanje pripadajoča Max_{mera} . Enako se postopa pri kazalniku OI_{MTBI}^* .

SISTEMSKI OPERATER

I. Ključni kazalniki pripravljenosti

1) **Spoznavnost omrežja**

Ključni kazalnik uspešnosti na področju spoznavnosti omrežja se za systemskega operaterja izračuna na podlagi deleža nameščenih fazorjev napetosti, spoznavnosti distribuirane proizvodnje iz OVE in obseg uporabe dinamičnega termičnega ocenjevanja.

$$KPI_{P-SP} = w_{PMU} * KI_{PMU} + w_{DER-Mon} * KI_{DER-Mon} + w_{DTR} * KI_{DTR}$$

w_{PMU} , $w_{DER-Mon}$ in w_{DLR} so pripadajoče uteži, tako da velja

$$w_{PMU} + w_{DER-Mon} + w_{DLR} = 1.$$

Delež merilnikov fazorjev napetosti PMU

Kazalnik uspešnosti KI_{PMU} vrednoti delež nameščenih fazorjev napetosti (PMU) glede na celotno število nameščenih merilnikov.

$$KI_{PMU} = \frac{\text{število nameščenih PMU}}{\text{število vseh nameščenih merilnih naprav}}$$

Spoznavnost distribuirane proizvodnje iz OVE

Kazalnik uspešnosti vrednoti delež distribuirane proizvodnje, za katero je sistemskemu operaterju zagotovljena spoznavnost v realnem času. Implementacija zahteva učinkovito izmenjavo podatkov o proizvodnji med elektrooperaterjema. V monitoring se vključi vsa razpršena proizvodnja iz OVE, direktno priključena na zadevno distribucijsko omrežje (s svojim lastnim prevzemno- predajnim mestom).

$$KI_{DER-Mon} = \frac{\text{instalirana moč distribuiranih virov vključenih v monitoring v realnem času}}{\text{skupna instalirana moč vseh proizvodnih virov priključenih na distribucijsko omrežje}}$$

Upošteva se razpršena proizvodnja s priključno močjo enako ali večje od 100 kW.

Obseg dinamičnega termičnega ocenjevanja

Ključni kazalnik uspešnosti KPI_{P-DTR} meri delež omrežnih elementov, ki obratujejo na podlagi DTR. Izračuna se kot tehtano povprečje podrejenih kazalnikov uspešnosti $KI_{DTRn,V}$ za posamezni napetostni nivo (400/220/110 kV).

$$KI_{DTR} = \frac{1}{3} \sum_{V=1}^3 w_{DTR,V} \cdot KI_{DTRn,V}$$

$w_{DTR,V}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{V=1}^3 w_{DTR,V} = 1$.

Napetostni nivoju obsegajo 400 kV ($V = 1$), 220 kV ($V = 2$) in 110 kV ($V = 3$)

Podrejeni kazalnik uspešnosti $KPI_{DTR,V}$ se izračuna za vsak posamezen napetosti nivo V :

$$KI_{DTR,V} = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^2 w_{DTRn} \cdot KI_{DTRn,V}$$

w_{DTRn} so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{n=1}^2 w_{DTRn} = 1$.

Kazalnik uspešnosti KI_{DTR} meri delež na ravni posameznih omrežnih elementov, ki obratujejo na podlagi DTR.

$$KI_{DTRn,V} = \frac{\text{število elementov, ki obratujejo pod DTR}}{\text{število vseh elementov v omrežju}}$$

Elementi obsegajo vode ($n = 1$) in transformatorje ($n = 2$).

2) Vodljivost

Kazalnik uspešnosti KI_{CTRL} za systemskega operaterja vrednoti delež merilnikov fazorjev napetosti (PMU) optimiziranih za uporabo v ocenjevalnika stanj, adaptive zaščite in razbremenjevanja omrežja (WAMPAC), ki so integrirani v sistem WAMPAC.

$$KI_{P-VO} = \frac{\text{število PMU integriranih v WAMPAC}}{\text{število vseh nameščenih PMU}}$$

Kazalnik je navzgor omejen s kapico $WAMPAC_{MAX}$, ki se prilagaja na podlagi potrjenih razvojnih načrtov elektrooperaterja, s čimer se zagotavlja učinkovitost naložb v sistem WAMPAC.

$$KI_{VOD} \leq WAMPAC_{MAX}$$

II. Ključni kazalniki učinkovitosti

A) **Izkoriščenost zmogljivosti omrežja**

Ključni kazalnik učinkovitosti za izkoriščenost omrežja KPI_{IPZ} za systemskega operaterja vrednoti izkoriščenost omrežja prek podrejenih kazalnikov KI_{IPZ_MAX} in KI_{IPZ_AVG} .

$$KPI_{IPZ} = w_{IPZ_MAX} * KI_{IPZ_MAX} + w_{IPZ_AVG} * KI_{IPZ_AVG}, KPI_{P-SP} > 0$$

w_{IPZ_MAX} in w_{IPZ_AVG} so pripadajoče uteži, tako da velja $w_{IPZ_MAX} + w_{IPZ_AVG} = 1$.

Pogoj za vrednotenje tega kazalnika je doseganje zahtevane ravni spoznavnosti omrežja.

Kazalnika učinkovitosti za izkoriščenost zmogljivosti omrežja KI_{IPZ_MAX} in KI_{IPZ_AVG} vrednotita skupno izkoriščenost prenosne zmogljivosti elementov na podlagi podrejenih kazalnikov uspešnosti $KI_{IPZ_MAX,n}$ in $KI_{IPZ_AVG,n}$.

$$KI_{IPZ_MAX} = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^2 w_{IPZ_MAX,n} * KI_{IPZ_MAX,n}, KPI_{P-SP} > 0$$

Pogoj za vrednotenje je doseganje zahtevane ravni spoznavnosti omrežja.

$$KI_{IPZ_AVG} = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^2 w_{IPZ_AVG,n} * KI_{IPZ_AVG,n}, KPI_{P-SP} > 0$$

$w_{IPZ,n}$ so pripadajoče uteži, tako, da velja

$$\sum_{n=1}^2 w_{IPZ_MAX,n} = 1 \text{ in } \sum_{n=1}^2 w_{IPZ_AVG,n} = 1$$

KPI_{IPZ_AVG} se uporabi za določitev individualne učinkovitosti systemskega operaterja in ne prispeva k skupnemu kazalniku uspešnosti naložb v pametna omrežja.

$KI_{IPZ_MAX,n}$ se izračuna na podlagi razpoložljivih 15-minutnih meritev obremenitve elementa (transformatorske postaje VN/SN ($n = 1$), vodi ($n = 2$)) in nazivnih moči teh elementov. Za potrebe izračuna kazalnika se upošteva agregat povprečij 96 največjih 15-minutnih konic z največjo obremenitvijo posameznega elementa. Skupna nazivna obremenitev vozlišč se izračuna kot agregat nazivnih moči zadevnih vozlišč (v primeru vodov se namesto nazivne moči upošteva termična moč).

$$KI_{IPZ_MAX,n} = \frac{\sum_i \text{Povprečje največjih 15 minutnih koničnih obremenitev elementa}}{\text{Skupna nazivna obremenitev vseh elementov v omrežju}}$$

i posamezen element (TR ali vod)

$KI_{IPZ_AVG,n}$ se izračuna na podlagi letne povprečne obremenitve elementa (transformatorske postaje VN/SN ($n = 1$), vodi ($n = 2$)) in nazivnih moči teh elementov. Skupna nazivna obremenitev vozlišč se izračuna kot agregat nazivnih moči zadevnih vozlišč (v primeru vodov se namesto nazivne moči upošteva termična moč).

$$KI_{IPZ_AVG,n} = \frac{\sum_i \text{Letno povprečje obremenitve elementa}}{\text{Skupna nazivna obremenitev vseh elementov v omrežju}}$$

i posamezen element (TR ali vod)

B) Povečanje prenosne zmogljivosti

Kazalnik učinkovitosti $KPI_{PPZ-DTR}$ za sistemskega operaterja vrednoti povečanje povečanje sistemske prenosne zmogljivosti zaradi obratovanja omrežja v režimu DTR na podlagi podrejenih kazalnikov uspešnosti $KI_{PPZ-DTRn}$. Pogoj za vrednotenje je doseganje zahtevane ravni obratovanja na podlagi dinamičnega termičnega ocenjevanja (DTR).

$$KPI_{PPZ} = \frac{1}{2} \sum_{n=1}^2 w_{PPZ_DTRn} \cdot KI_{PPZ_DTRn}, KPI_{P-SP} > 0$$

w_{PPZ_DTRn} so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{n=1}^2 w_{PPZ_DTRn} = 1$.

$$KI_{PPZ-DTRn} = \frac{\text{Dosežena sistemska prenosna zmogljivost z uporabo DTR}}{\text{Prenosna sistemska zmogljivost brez DTR}} - 1,$$

Dosežena sistemska prenosna zmogljivost z uporabo DTR je napovedana (izračunana) prenosna zmogljivost na podlagi uporabe DTR, prenosna sistemska zmogljivost brez DTR pa je normalna prenosna zmogljivost elementa (brez obratovanja z DTR).

$KI_{PPZ-DTRn}$ se izračuna posebej za transformatorske postaje VN/SN ($n = 1$) in vode ($n = 2$) z uporabo metode RMS (Root Mean Square).

C) Natančnost napovedi

Ključni kazalnik učinkovitosti KPI_{FA} za systemskega operaterja vrednoti natančnost napovedovanja, ki ga izvajata systemski operater. Izračuna se kot tehtan kompozit podrejenih kazalnikov učinkovitosti. Pogoji za vrednotenje je doseganje zahtevane ravni spoznavnosti omrežja.

$$KPI_{FA} = 1 - (w_{FA-OVE} * KI_{FA-OVE} + w_{FA-Zam} * KI_{FA-Zam} + w_{FA-OVE_{MAX}} * KI_{FA-OVE_{MAX}} + w_{FA-Zam_{MAX}} * KI_{FA-Zam_{MAX}}), KPI_{P-SP} > 0$$

w_{FA-OVE} , w_{FA-Zam} , $w_{FA-OVE_{MAX}}$ in $w_{FA-Zam_{MAX}}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $w_{FA-OVE} + w_{FA-Zam} + w_{FA-OVE_{MAX}} + w_{FA-Zam_{MAX}} = 1$.

Kazalnik učinkovitosti KI_{FA-OVE} meri natančnost dnevni napovedi proizvodnje iz OVE na 15-minutni ravni. Upošteva se proizvodnja OVE na prenosnem in distribucijskem omrežju. Izračuna se na podlagi metode MAPE (Mean Absolute Percent Error), ki določi napako pri napovedovanju na dnevni ravni.

$$KI_{FA-OVE} = \frac{1}{\text{Število dni v letu}} * \sum_i ERR_{MAPE,i}$$

Določi se tudi maksimalna napaka na 15-minutni ravni:

$$KI_{FA-OVE_{MAX}} = MAX(ERR_{MAPE,15min})$$

Kazalnik učinkovitosti KI_{FA-Zam} pa meri natančnost dnevni napovedi zamašitev na 15-minutni ravni. Izračuna se na podlagi metode MAPE, ki določi napako pri napovedovanju na dnevni ravni.

$$KI_{FA-Zam} = \frac{1}{\text{Število dni v letu}} * \sum_i ERR_{MAPE,i}$$

Določi se tudi maksimalna napaka na 15-minutni ravni:

$$KI_{FA-Zam_{MAX}} = MAX(ERR_{MAPE,15min})$$

i posamezen dan v letu

D) Kakovost napetosti

Ključni kazalnik učinkovitosti za kakovost napetosti na prenosnem sistemu KPI_{VQ} se izračunava na podlagi stalnega monitoringa kakovosti napetosti v skladu s SIST EN 50160:2011 v stičnih točkah med prenosnim sistemom in uporabniki prenosnega sistema (distribucijsko omrežje, proizvodnja, neposredni odjemalci) in se odraža kot skupni povprečni parameter, ki zajema karakteristike velikosti napajalne napetosti (V), flikerja (F) in harmonskih napetosti (H) v letih $t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja:

$$KI_{VQ_{t-j}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (nT_V + nT_F + nT_H)}{\sum_{i=1}^n (T_V + T_F + T_H)}, \quad j = 2 \dots 4,$$

$$KPI_{VQ} = \frac{1}{3} \sum_{j=2}^4 KI_{VQ_{t-j}}$$

kjer oznake pomenijo:

$KI_{VQ_{t-j}}$	kazalnik kakovosti napetosti v letu $t-j$;
KPI_{VQ}	ključni kazalnik kakovosti napetosti;
nT_V, nT_F, nT_H	število tednov v koledarskem letu, v katerih posamezna karakteristika kakovosti napetosti ni v skladu z zahtevami standarda;
T_V, T_F, T_H	število tednov v koledarskem letu, za katere so posamezne karakteristike kakovosti napetosti odčitane in verodostojne;
$i=1 \dots n$	je število merilnih točk v stičnih točkah med prenosnim sistemom in uporabniki prenosnega sistema;

KPI_{VQ} se uporabi za določitev individualne učinkovitosti systemskega operaterja in ne prispeva k skupnemu kazalniku uspešnosti naložb v pametna omrežja.

E) Izgube

Ključni kazalnik učinkovitosti za izgube na prenosnem sistemu se izračunava na podlagi razlike med povprečno vrednostjo izgub v letih $t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja ter povprečno vrednostjo izgub v letih $t-7$, $t-6$ in $t-5$ pred začetkom regulativnega obdobja.

$$KI_{izg} = \bar{w}_{T1} - \bar{w}_{T2} [\%],$$

$$\bar{w}_{T1} = \frac{1}{3} \sum_{i=t-2}^{i=t-4} \frac{W_{izg_pren_i}}{W_{ko_i}} [\%],$$

$$\bar{w}_{T2} = \frac{1}{3} \sum_{i=t-5}^{i=t-7} \frac{W_{izg_pren_i}}{W_{ko_i}} [\%],$$

$$KPI_{izg} = \begin{cases} 1,0; & KI_{izg} \leq 0 \\ 0,5; & KI_{izg} \leq 0,02 \\ 0,0; & KI_{izg} > 0,02 \end{cases}$$

kjer oznake pomenijo:

KI_{izg}	kazalnik povprečnih izgub;
KPI_{izg}	ključni kazalnik izgub;
$W_{izg_pren_i}$	količine izgub električne energije na prenosnem sistemu v letu i ;
W_{ko_i}	količina izmerjene električne energije pri končnih odjemalcih na prenosnem in distribucijskem sistemu in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem, na prenosnem sistemu v letu i ;
\bar{w}_{T1}	povprečje izgub v letih $t-4$, $t-3$ in $t-2$ pred začetkom regulativnega obdobja;
\bar{w}_{T2}	povprečje izgub v letih $t-7$, $t-6$ in $t-5$ pred začetkom regulativnega obdobja;

KPI_{izg} se uporabi za določitev individualne učinkovitosti systemskega operaterja in ne prispeva k skupnemu kazalniku uspešnosti naložb v pametna omrežja.

F) Izkoriščanje prožnosti

Ključni kazalnik učinkovitosti KPI_{FLEX} za systemskega operaterja vrednoti obseg izkoriščanja prožnosti virov priključenih na distribucijskem omrežju v okviru zagotavljanja systemskih storitev. Izračuna se kot tehtan kompozit podrejenih kazalnikov učinkovitosti.

$$KPI_{FLEX} = w_{SS-FS_Q} * KI_{SS-FS_Q} + w_{SS-FS_A} * KI_{SS-FS_A}, \quad KPI_{P-SP} > 0 \quad \wedge \quad KPI_{P-VO} > 0 \quad \wedge \quad KPI_{TSO-DSO}$$

w_{SS-FS} in w_{SS-FS_A} so pripadajoče uteži, tako da velja $w_{SS-FS_Q} + w_{SS-FS_A} = 1$.

Pogoj za vrednotenje tega kazalnika je doseganje zahtevane ravni spoznavnosti omrežja, vodljivosti omrežja in koordinacije med operaterjema.

Kazalnik $KI_{SS-FS_Q,i}$ meri raven vključitve virov prožnosti, priključenih na distribucijskem omrežju v nudenje systemskih storitev.

S tem kazalnikom merimo naravnost systemskega operaterja k omogočanju ustreznih pogojev za sodelovanje manjših ponudnikov prožnosti prek agregacije oziroma k proaktivnem delovanju v smislu spodbujanja interesa za sodelovanje pri ponudnikih z ozaveščanjem aktivnih odjemalcev:

$$KI_{SS-FS_Q,i} = \frac{\text{Kvalificirana moč virov, priključenih na distribucijsko omrežje}}{\text{Konična moč sistemske storitve}}$$

Kazalnik $KI_{SS-FS_A,i}$ meri raven aktivacije virov prožnosti, priključenih na distribucijskem omrežju v okviru nujenja sistemskih storitev. S tem kazalnikom merimo, v koliki meri sistemski operater izkorišča razpoložljivo prožnost teh virov.

$$KI_{SS-FS_A,i} = \frac{\text{Aktivirana moč virov priključenih na distribucijsko omrežje}}{\text{Skupna aktivirana moč}}$$

$$KI_{SS-FS_Q} = \frac{1}{3} \sum_i w_{SS-FS_i} * KI_{SS-FS_Qi}$$

$$KI_{SS-FS_A} = \frac{1}{3} \sum_i w_{SS-FS_i} * KI_{SS-FS_Ai}$$

- i posamezna sistemska storitev operaterja (rezerva za vzdrževanje frekvence (RVF; $i = 1$), rezerva za povrnitev frekvence z avtomatsko aktivacijo (aRPF; $i = 2$) in rezerva za povrnitev frekvence z ročno aktivacijo (rRPF; $i = 3$))

Opomba: raven vpliva sistemski operater je omejena, zato določitev ciljnih vrednosti ni smiselna.

G) **Ključni kazalnik učinkovitosti za življenjsko dobo sredstev** KPI_{LS} za sistemskega operaterja spremlja podaljšanje življenjske dobe elementov z aktivnim spremljanjem. Za posamezno vrsto elementa se določi kot razmerje življenjske dobe elementa omrežja z aktivnim spremljanjem glede na življenjsko dobo elementa omrežja brez aktivnega spremljanja¹⁰ po posameznih elementih omrežja: transformatorji ($i = 1$), vodi ($i = 2$), stikala ($i = 3$). Pri tem se izloči elemente, ki so jim okvare in/ali napake skrajšale življenjsko dobo.

$$KPI_{LS} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 w_{LS,i} \cdot KI_{LS,i}, KPI_{P-LS} > 0$$

$$KI_{LS,i} = \frac{\text{Povprečna življenjska doba istovrstnih elementov z aktivnim spremljanjem}}{\text{Povprečna življenjska doba vseh istovrstnih elementov}}$$

$w_{LS,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^3 w_{LS,i} = 1$.

¹⁰ Določi se na podlagi tehnične dokumentacije proizvajalca.

Aktivno spremljanje življenjske dobe elementov mora zajemati:

- za transformatorje: povprečno obremenitev in obremenitev nad nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR) in trajanje obremenitve nad nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR), velikost prenapetosti in število dogodkov prenapetosti;
- za vode: povprečno obremenitev in obremenitev čez nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR) in trajanje obremenitve čez nazivno (oziroma termično ob upoštevanju DTR), velikost prenapetosti in število dogodkov prenapetosti;
- za stikala: število stikalnih manipulacij pri toku manjšem ali enakem nazivnemu, število izklopov okvare in velikost toka okvare.

H) **Ključni kazalnik učinkovitosti za okoljske vplive** KPI_{OV} za systemskega operaterja se določi kot normirana in utežena vsota izbranih parametrov. V okviru okoljskih vplivov se spremljajo in vrednotijo dimenzijski in normirani brezdimenzijski parametri ločeno po posameznih vrstah OVE: elektrarne na biomaso ($i = 1$), elektrarne na bioplin in druge OVE ($i = 2$), hidroelektrarne ($i = 3$), sončne elektrarne ($i = 4$), vetrne elektrarne ($i = 5$). Nato se ključni kazalnik učinkovitosti za okoljske vplive KPI_{OV} določi kot njihova normirana in utežena vsota, pri čemer štejemo vse vire, ki so priključeni na prenosno omrežje.

- Zmanjšanje izpustov CO₂ [t]:

$KI_{CO_2,i}$
 = (Izpusti za obstoječo mešanico virov energije
 – Izpusti določenega tipa OVE) · Količina proizvedene energije določenega tipa OVE

$$KI_{CO_2} = \sum_{i=1}^5 KI_{CO_2,i}$$

- Prevezeta energija OVE [MWh]:

$KI_{OVEE,i}$ = Skupna prevzeta energija določene vrste OVE

$$KI_{OVEE} = \sum_{v=1}^5 KI_{OVEE,i}$$

- Instalirana moč OVE [MW]:

$KI_{OVEP,i}$ = Skupna instalirana moč določene vrste OVE

$$KI_{OVEP} = \sum_{i=1}^5 KI_{OVEP,i}$$

Ključni kazalnik učinkovitosti za okoljske vplive KPI_{OV} se določi kot normirana in utežena vsota prej omenjenih vplivov:

$$KPI_{OV} = (w_{OVwc} \cdot KI_{OVwc} + w_{OVve} \cdot KI_{OVve} + w_{OVwp} \cdot KI_{OVwp})$$

w_{OVwc} , w_{OVwe} in w_{OVwp} so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$w_{OVwc} + w_{OVwe} + w_{OVwp} = 1$$

$$KI_{OVwc} = \frac{1}{5} \frac{KI_{CO2}}{\text{Izpusti za obstoječo mešanico virov energije} \cdot \text{Količina proizvedene energije določenega tipa OVE}}$$

$$KI_{OVwe} = \frac{1}{5} \cdot \frac{KI_{OVEE}}{\text{Celotna prevzeta energija}}$$

$$KI_{OVwp} = \frac{1}{5} \cdot \frac{KI_{OVEP}}{\text{Celotna instalirana moč vseh proizvodnih virov}}$$

I) Zagotavljanje informacij zainteresiranim deležnikom v realnem času

Ključni kazalnik učinkovitosti KPI_{DA} vrednoti učinkovitost systemskega operaterja pri zagotavljanju informacij zainteresiranim deležnikom na podlagi definirane nabora podatkov, ki ga systemski operater zagotavlja sproti blizu realnega časa realnem času (zakasnitev maksimalno 15 minut) na ravni obračunskega intervala 15 min ali krajše na način, da so podatki javno objavljeni in da je omogočen B2C oziroma B2B dostop do teh podatkov.

Pogoj za vrednotenje tega kazalnika je doseganje zahtevane ravni spoznavnosti omrežja.

Izračuna se kot tehtan kompozit podrejenih kazalnikov učinkovitosti.

$$KPI_{DA} = w_{D_{RT}} * KI_{D_{RT}} + w_{DA_{B2C}} * KI_{DA_{B2C}} + w_{DA_{B2B}} * KI_{DA_{B2B}}, KPI_{P-SP} > 0$$

$w_{D_{RT}}$, $w_{DA_{B2C}}$ in $w_{DA_{B2B}}$ so pripadajoče uteži, tako da velja

$$w_{D_{RT}} + w_{DA_{B2C}} + w_{DA_{B2B}} = 1.$$

#	Kratek opis	Natančnejša opredelitev podatkovnega nabora
1	Osnovni nabor	<ul style="list-style-type: none"> - Tržni podatki: čezmejni pretoki (komercialni, fizični) na vseh mejah in salda (SI, uvoz, izvoz, proizvodnja, poraba) - Obratovalni podatki: pretoki med vozlišči vključno s čezmejnimi povezavami - Prezem in proizvodnja: predvidena, dejanska, struktura proizvodnje
2	Razširjeni nabor	- Skupni obseg odstopanj sistema

#	Kratek opis	Natančnejša opredelitev podatkovnega nabora
		<ul style="list-style-type: none"> - Količine aktivirane energije in cene, ki jih plača operater za posamezno vrsto (in smer) aktivirane energije za izravnavo. Prav tako skupno količino in povprečno ceno izravnalne energije za vsako smer. - Količine ponujene energije za posamezno vrsto in smer izravnave (aRPF, rRPF, RN), v primerjavi s količino pogodbenih rezerv. Npr. na urni ravni za aRPF+: v sistemu ponujene 85 MWh ob 60 MWh pogodbene rezerve.
3	Napredni nabor	<ul style="list-style-type: none"> - Cene odstopanj (do uveljavitve enotne cene ločeno za pozitivna in negativna odstopanja). Objavlja se kot najboljša ocena iz vseh podatkov o aktivacijah, brez kompenzacij ali poravnjav za nazaj. Po vsakem obračunskem obdobju (mesečno) se objavi, koliko je v obdobju ta ocena v povprečju odstopala od dejanskega obračuna.

Kazalnik $KI_{DATA-RT}$ vrednoti delež naborov podatkov, ki so zagotovljeni blizu realnega časa, objavljeni na spletnem portalu systemskega operaterja:

$$KI_{D_RT} = \frac{\text{število skladno objavljenih naborov podatkov}}{\text{število vseh zahtevanih naborov podatkov}}$$

Kazalnik KI_{DA_B2C} vrednoti delež naborov podatkov, za katere so zainteresirani javnosti omogočeni dostopi na način B2C:

$$KI_{DA_B2C} = \frac{\text{število naborov podatkov z skladnim dostopom}}{\text{število vseh zahtevanih naborov podatkov}}$$

Kazalnik KI_{DA_B2B} vrednoti delež naborov podatkov, za katere so zainteresirani javnosti omogočeni dostopi na način B2B:

$$KI_{DA_B2B} = \frac{\text{število naborov podatkov z skladnim dostopom}}{\text{število vseh zahtevanih naborov podatkov}}$$

KROVNI KAZALNIK UČINKOVITOSTI (KPI_E)

Učinkovanje ključnih kazalnikov učinkovitosti na spodbudo distribucijskega operaterja se začne, ko so ključni kazalniki pripravljenosti KPI_{P-S} , KPI_{P-V} , KPI_{P-A} , in S_{PS}^* večji od nič:

$$KPI_{P-SODO} = \begin{cases} 1, & KPI_{P-S} > 0 \wedge KPI_{P-V} > 0 \wedge KPI_{P-A} > 0 \wedge S_{PS}^* > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

Krovni ključni kazalnik učinkovitosti KPI_E se za posameznega elektrooperaterja izračuna kot tehtan kompozit vseh predhodno navedenih ključnih kazalnikov učinkovitosti.

Raven učinkovitosti naložb v pametna omrežja se za distribucijskega operaterja izračuna kot sledi:

$$KPI_{E_{SODO}} = KPI_{P-SODO} \cdot (w_F \cdot KPI_F + w_{II} \cdot KPI_{II} + w_G \cdot KPI_G + w_{IR} \cdot KPI_{IR} + w_{IAR} \cdot KPI_{IAR} + w_{OV} \cdot KPI_{OV} + w_L \cdot KPI_L + w_{VQ} \cdot KPI_{VQ} + w_{OI-TP} \cdot KPI_{OI-TP})$$

$$w_F + w_{II} + w_G + w_{IR} + w_{IAR} + w_{OV} + w_L + w_{VQ} + w_{OI-TP} = 1$$

Učinkovanje ključnih kazalnikov učinkovitosti na spodbudo systemskega operaterja se začne, ko so ključni kazalniki pripravljenosti KPI_{P-SP} , KPI_{P-VO} in S_{PS}^* večji od nič:

$$KPI_{P-SOPO} = \begin{cases} 1, & KPI_{P-SP} > 0 \wedge KPI_{P-VO} > 0 \wedge S_{PS}^* > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

Raven učinkovitosti naložb v pametna omrežja se za systemskega operaterja izračuna, kot sledi:

$$KPI_{E_{SOPO}} = KPI_{P-SOPO} \cdot (w_{IPZ} \cdot KPI_{IPZ} + w_{PPZ} \cdot KPI_{PPZ} + w_{FA} \cdot KPI_{FA} + w_{FLEX} \cdot KPI_{FLEX} + w_{LS} \cdot KPI_{LS} + w_{CO2} \cdot KPI_{CO2} + w_{DA} \cdot KPI_{DA})$$

$$w_{IPZ_MAX} + w_{PPZ} + w_{FA} + w_{FLEX} + w_{LS} + w_{CO2} + w_{DA} = 1$$

Pogoj za vrednotenje tega kazalnika je doseganje zahtevane ravni kibernetске varnosti.

Funkcijska povezava učinkovitosti naložb in upravičenih stroškov

I. Parametri funkcijske povezave učinkovitosti naložb in upravičenih stroškov

Odstopanje ključnega kazalnika učinkovitosti naložb v pametna omrežja od osnovnice:

$$\Delta KPI_{E,t} = KPI_{E,n,t} - KPI_{E,n,1},$$

kjer oznake pomenijo:

$\Delta KPI_{E,t}$ odstopanje krovnega ključnega kazalnika $KPI_{E,n}$ elektrooperaterja n od osnovnice v letu t , ki je lahko pozitivno ali negativno ($t \geq 2$);

$KPI_{E,n,t}$ ključni kazalnik učinkovitosti naložb za operaterja n , izračunan za leto t ;

$KPI_{E,n,1}$ osnovnica ključnega kazalnika učinkovitosti naložb za operaterja n , izračunana za leto $t = 1$;

n distribucijski sistem oziroma distribucijsko podjetje ali sistemski operater.

Faktor upravičenosti:

Zamejitev faktorja upravičenosti q_e se za sistemskega operaterja, distribucijskega operaterja oziroma distribucijsko podjetje izračuna na sledeč način:

$$q_{e-MAX} = TPSK * 0,25$$

Pri izračunu spodbud se v posameznih letih regulativnega okvira t uporabijo naslednji faktorji $q_{e,t}$

Leto RO (t)	q_e
1	0
2	q_{e-MAX}
3	q_{e-MAX}
4	q_{e-MAX}
5	q_{e-MAX}
6	q_{e-MAX}

II. Pravila za omejevanje učinkovanja kazalnikov uspešnosti na sistemski ravni

Kontekstno povezanost kazalnikov uspešnosti, uporabljenih na ravni projekta (Priloga 4) in na ravni sistema (Priloga 5), ter vrednosti kazalnikov uspešnosti pri izračunu krovnega kazalnika učinkovitosti (KPI_E), če je odobrena spodbuda iz 106. člena tega akta, določa naslednja tabela:

Upoštevani kazalnik uspešnosti na ravni projekta (106. člen tega akta)	Vrednost kazalnika uspešnosti na ravni sistema pri izračunu krovnega kazalnika učinkovitosti (KPI_E)	Učinkovanje na KPI_E
»Feeder Hosting Capacity« (KPI FHC)	Zmogljivost gostovanja $KPI_G = 0$	KPI_{ESODO}
Zmanjšanje konice v distribucijskem omrežju (KPI NK)	Izkoriščanje prožnosti $KPI_F = 0$	KPI_{ESODO}
Povečanje prenosne zmogljivosti v prenosnem omrežju (KPI PPZ)	Povečanje prenosne zmogljivosti $KPI_{PPZ} = 0$	KPI_{ESOP0}
Povečanje spoznavnosti distribucijskega omrežja (KPI PS)	-	-