

Uradni list Republike Slovenije



Internet: www.uradni-list.si

e-pošta: info@uradni-list.si

Št. **123** Ljubljana, torek **27. 9. 2022**

ISSN 1318-0576 Leto XXXII

VLADA

2897. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki

Na podlagi 14. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P

o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki

I

Opre se Konzulat Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki, ki ga vodi častni konzul.

Konzularno območje konzulata obsega italijanske dežele Kampanija, Bazilikata in Kalabrija.

Konzulat spodbuja in pomaga pri razvijanju gospodarskih, kulturnih in znanstvenih odnosov Republike Slovenije z Italijansko republiko.

II

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

Št. 50100-4/2022

Ljubljana, dne 14. septembra 2022

EVA 2021-1811-0064

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

2898. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki

Na podlagi 23. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P

o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki

I

Jacopo Fronzoni se imenuje za častnega konzula Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki.

II

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

Št. 50101-37/2022

Ljubljana, dne 14. septembra 2022

EVA 2021-1811-0065

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

2899. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji

Na podlagi 14. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P

o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji

I

Opre se Konzulat Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji, ki ga vodi častni konzul.

Konzularno območje konzulata obsega zvezno državo Queensland.

Konzulat spodbuja in omogoča razvijanje gospodarskih, kulturnih in znanstvenih odnosov Republike Slovenije z Avstralijo.

II

Z dnem uveljavitve tega sklepa preneha veljati Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Caloundri, v Avstraliji (Uradni list RS, št. 81/14).

III

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

Št. 50100-11/2022
Ljubljana, dne 19. septembra 2022
EVA 2022-1811-0033

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

2900. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji

Na podlagi 23. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P

o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji

I

Dr. Jurij Karlovšek se imenuje za častnega konzula Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji.

II

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

Št. 50101-91/2022
Ljubljana, dne 14. septembra 2022
EVA 2022-1811-0034

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

2901. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji

Na podlagi 14. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P

o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji

I

Opre se Konzulat Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji, ki ga vodi častni konzul.

Konzularno območje konzulata obsega celotno ozemlje Republike Kolumbije.

Konzulat spodbuja in pomaga pri razvijanju gospodarskih, kulturnih in znanstvenih odnosov Republike Slovenije z Republiki Kolumbijo.

II

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

Št. 50100-2/2022
Ljubljana, dne 14. septembra 2022
EVA 2022-1811-0005

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

2902. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji

Na podlagi 23. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P

o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji

I.

Juan Carlos Yepes Alzate se imenuje za častnega konzula Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji.

II.

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

Št. 50101-35/2022
Ljubljana, dne 14. septembra 2022
EVA 2022-1811-0006

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

2903. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem

Na podlagi 14. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P

o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem

I

Opre se Konzulat Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem, ki ga vodi častni konzul.

Konzularno območje konzulata obsega območje prefekture Fukui.

Konzulat spodbuja in omogoča razvijanje gospodarskih, kulturnih in znanstvenih odnosov Republike Slovenije z Japonsko.

II

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

Št. 50100-13/2022
Ljubljana, dne 14. septembra 2022
EVA 2022-1811-0035

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

2904. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem

Na podlagi 23. člena Zakona o zunanjih zadevah (Uradni list RS, št. 113/03 – uradno prečiščeno besedilo, 20/06 – ZNOMCMO, 76/08, 108/09, 80/10 – ZUTD, 31/15 in 30/18 – ZKZaš) je na predlog ministrice za zunanje zadeve Vlada Republike Slovenije sprejela

S K L E P**o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem**

I

Tetsuji Shindo se imenuje za častnega konzula Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem.

II

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

Št. 50101-94/2022
Ljubljana, dne 13. septembra 2022
EVA 2022-1811-0036

Vlada Republike Slovenije
dr. Robert Golob
predsednik

MINISTRSTVA

2905. Pravilnik o spremembah Pravilnika o tehničnih in organizacijskih ukrepih za skladiščenje nevarnih kemikalij

Na podlagi tretjega odstavka 45. člena Zakona o kemikalijah (Uradni list RS, št. 110/03 – uradno prečiščeno besedilo, 47/04 – ZdZPZ, 61/06 – ZBioP, 16/08, 9/11 in 83/12 – ZFfS-1) minister za zdravje izdaja

P R A V I L N I K o spremembah Pravilnika o tehničnih in organizacijskih ukrepih za skladiščenje nevarnih kemikalij

1. člen

V Pravilniku o tehničnih in organizacijskih ukrepih za skladiščenje nevarnih kemikalij (Uradni list RS, št. 23/18) se v 7. členu v prvem odstavku:

- v 1., 2. in 3. točki besedilo »za nevarnost« nadomesti z besedilom »o nevarnosti«;
- 4. točka spremeni tako, da se glasi:
»4. Razred skladiščenja 3: Vnetljive tekočine, razvrščene in označene s stavki o nevarnosti H206, H207, H208, H224, H225, H226.«;
- v 5. točki beseda »Razreda« nadomesti z besedo »Razred«, besedilo »za nevarnost« pa z besedilom »o nevarnosti«;
- 6. točka spremeni tako, da se glasi:
»6. Razred skladiščenja 4.1 B: Vnetljive trdne kemikalije, razvrščene in označene s stavki o nevarnosti H206, H207, H208, H228.«;
- v 7., 8., 9., 10., 11. in 16. točki besedilo »za nevarnost« nadomesti z besedilom »o nevarnosti«.

2. člen

V 13. členu se v prvem, drugem in petem odstavku besedilo »za nevarnost« nadomesti z besedilom »o nevarnosti«.

3. člen

Priloga 1 se nadomesti z novo Prilogo 1, ki je kot Priloga sestavni del tega pravilnika.

4. člen

V Prilogi 2 se v Opombah k tabeli v 2. točki v prvi alineji ter v 3. točki v prvi in peti alineji za besedo »stavkom« doda beseda »o«.

KONČNA DOLOČBA

5. člen

Ta pravilnik začne veljati petnajsti dan po objavi v Uradnem listu Republike Slovenije.

Št. 0070-177/2022

Ljubljana, dne 20. septembra 2022

EVA 2022-2711-0091

Danijel Bešič Loredan
minister
za zdravje

Priloga

»Priloga 1: Razredi skladiščenja

Razred skladiščenja 1: Eksplozivi

V razred skladiščenja 1 spadajo eksplozivne kemikalije, ki so v skladu z Uredbo CLP razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H200, H201, H202, H203, H204, H205, ali uvrščene v razred 1 ADR/RID. Nekateri proizvodi tega razreda se obravnavajo tudi v skladu s predpisi o eksplozivih.

Razred skladiščenja 2A: Plini

V razred skladiščenja 2A spadajo plini, ki imajo pri 50 °C parni tlak višji od 300 kPa (3 bare) ali so pri 20 °C in pri standardnem tlaku 101,3 kPa popolnoma v plinastem stanju ter so v skladu z Uredbo CLP razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H220, H221, H270, H280, H281.

V razred skladiščenja 2A spadajo vsi proizvodi, ki so navedeni v razredu 2 ADR/RID, vključno s plini, ki so poimensko uvrščeni v druge razrede (na primer vodikov fluorid v razred 8). Niso pa vključeni stisnjeni plini, ki so navedeni v 5. točki poglavja 2.2.2.1.2. ADR/RID (razpršilniki).

Razred skladiščenja 2B: Aerosoli

V razred skladiščenja 2B spadajo kemikalije, ki so v aerosolnih razpršilnikih in so v skladu z Uredbo CLP razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H 222, H223, H229.

Vključeni so stisnjeni plini, ki so navedeni v 5. točki poglavja 2.2.2.1.2. ADR/RID (razpršilniki).

Razred skladiščenja 3: Vnetljive tekočine

V razred skladiščenja 3 spadajo tekoče kemikalije, pri katerih je parni tlak pri 50 °C največ 300 kPa (3 bare), če:

- imajo plamenišče do 60 °C; to so vnetljive tekoče kemikalije, ki ustrezajo merilom za plamenišče v skladu z Uredbo CLP;
- imajo plamenišče med 21 °C in 60 °C in se lahko mešajo z vodo;
- so tekoči desenzibilizirani eksplozivi, ki so v skladu s CLP Uredbo razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H206, H207, H208;
- so v skladu z Uredbo CLP razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H224, H225, H226;
- nimajo plamenišča, imajo pa razpon vžiga in so zato potrebni ukrepi za preprečitev eksplozije.

Opombi:

Viskozne gorljive tekoče kemikalije niso samoumevno uvrščene v razred skladiščenja 3 le na podlagi plamenišča. Razvrstitev v razred skladiščenja 3 ali v razred skladiščenja 10 se določi

za vsak primer posebej na podlagi viskoznosti ter ob upoštevanju kriterijev za širitev požara in nevarnosti ustvarjanja eksplozivne atmosfere.

Tekoče kemikalije z naslednjimi stavki o nevarnosti: H224, H225, H226 lahko na podlagi dodatnih nevarnih lastnosti uvrstimo tudi v razreda skladiščenja 4.2 ali 4.3.

Razreda skladiščenja 4.1 A: Kemikalije, ki lahko povzročijo eksplozijo

V razred skladiščenja 4.1 A spadajo eksplozivne kemikalije, ki niso namenjene za eksplozive ali pirotehnična sredstva ter so razvrščene in označene s stavkoma o nevarnosti: H240 in H241 (se uporabljajo npr. v laboratorijih, industriji, za medicinske in farmacevtske namene ...).

V razred skladiščenja 4.1 A spadajo tudi samoreaktivne snovi in zmesi, ki imajo pri 50 °C parni tlak največ 300 kPa (3 bare), se ne mešajo z vodo in imajo plamenište med 60 °C in 100 °C.

Organski peroksidi so uvrščeni v razred skladiščenja 5.2.

Razred skladiščenja 4.1 B: Vnetljive trdne kemikalije

V razred skladiščenja 4.1 B spadajo trdni desenzibilizirani eksplozivi, ki so v skladu s CLP Uredbo razvrščeni in označeni z naslednjimi stavki o nevarnosti: H206, H207, H208.

V razred skladiščenja 4.1 B spadajo kemikalije, ki so razvrščene in označene s stavkom o nevarnosti H228 in so (če so razvrščene v skladu s predpisi o prevozu nevarnega blaga) uvrščene v razred 4.1 ADR/RID. V ta razred niso vključene tiste eksplozivne snovi iz razreda 4.1 ADR/RID, ki se uvrščajo v razred skladiščenja 4.1 A.

Kemikalije, ki so uvrščene v razred 4.1. ADR/RID in niso razvrščene in označene s stavkom o nevarnosti H228, se obravnavajo posebej (na primer žveplo, naftalen, paraformaldehid).

Razred skladiščenja 4.2: Piroforne in samosegrevajoče kemikalije

V razred skladiščenja 4.2 spadajo kemikalije, ki se lahko pri normalni temperaturi v stiku z zrakom brez dovajanja energije segrejejo in končno vžgejo ter so razvrščene in označene s stavki o nevarnosti: H250, H251, H252, ali so na podlagi ADR/RID uvrščene v razred 4.2.

Ta razred vključuje kemikalije, ki se na zraku samodejno vžgejo, in tiste kemikalije, ki se v pogojih zastajanja toplote polagoma segrevajo in končno vžgejo.

Razred skladiščenja 4.3: Kemikalije, ki v stiku z vodo sproščajo vnetljive pline

V razred skladiščenja 4.3 spadajo kemikalije, ki pri stiku z vodo ali vlažnim zrakom tvorijo vnetljive pline v nevarnih količinah.

Ta razred skladiščenja vključuje kemikalije, ki so razvrščene in označene s stavkoma o nevarnosti: H260, H261, ali so na podlagi ADR/RID uvrščene v razred 4.3.

Razredi skladiščenja 5.1 A, 5.1 B in 5.1 C: Oksidativne tekočine in trdne kemikalije

V razred skladiščenja 5.1 A, 5.1 B in 5.1 C spadajo kemikalije, ki lahko zaradi svojih oksidacijskih lastnosti znatno pospešujejo gorenje vnetljivih in gorljivih proizvodov, oziroma jih vžgejo, ko pridejo v stik z njimi.

V razred skladiščenja 5.1 A spadajo močno oksidativne kemikalije, označene s stavkom o nevarnosti H271.

V razred skladiščenja 5.1 B spadajo oksidativne kemikalije, označene s stavkom o nevarnosti H272.

V razred skladiščenja 5.1 C spadajo amonijev nitrat in pripravki, ki vsebujejo amonijev nitrat.

Razred skladiščenja 5.2: Organski peroksidi

V razred skladiščenja 5.2 spadajo snovi s peroksidno vezanim kisikom in zmesmi, ki vsebujejo najmanj 5 % organskega peroksida. V ta razred so uvrščeni organski peroksidi, ki so razvrščeni in označeni s stavkom o nevarnosti H242. Kemikalije iz tega razreda skladiščenja so navedene v razredu 5.2 ADR/RID.

Nekateri proizvodi tega razreda se obravnavajo tudi v skladu s predpisi o eksplozivih.

Razreda skladiščenja 6.1 A in 6.1 B: Kemikalije z resnimi učinki na zdravje

Razreda skladiščenja 6.1 A in 6.1 B vključujeta kemikalije, ki so razvrščene in označene s stavki o nevarnosti: H300, H301, H310, H311, H330, H331, H340, H350, H350i, H360, H360F, H360D, H360FD, H360Fd, H360Df, H370, H372.

Razred skladiščenja 6.1 A: Gorljive kemikalije z resnimi učinki na zdravje

V razred skladiščenja 6.1 A spadajo naslednje kemikalije z resnimi učinki na zdravje:

- vnetljive tekoče kemikalije, ki se mešajo z vodo, s plameniščem višjim od 60 °C,
- vnetljive tekoče kemikalije, ki se ne mešajo z vodo, s plameniščem višjim od 100 °C,
- vodni pripravki z gorljivimi kemikalijami z resnimi učinki na zdravje,
- gorljive trdne kemikalije.

Razred skladiščenja 6.1 B: Negorljive kemikalije z resnimi učinki na zdravje

V razred skladiščenja 6.1 B spadajo naslednje kemikalije z resnimi učinki na zdravje:

- negorljive tekoče kemikalije, razen vodnih pripravkov z gorljivimi kemikalijami z resnimi učinki na zdravje,
- negorljive trdne kemikalije.

Razred skladiščenja 6.2: Infektivne snovi

Infektivne snovi vsebujejo obstojne mikroorganizme, ki pri ljudeh ali živalih dokazano ali domnevno povzročajo bolezni. Med takšne mikroorganizme spadajo bakterije, virusi, zajedavci, glive in rekombinirani, hibridni ali mutirani mikroorganizmi.

V razred skladiščenja 6.2 spadajo proizvodi iz razreda 6.2 ADR/RID. Te snovi opredeljujejo tudi predpisi o nalezljivih boleznih in predpisi o bioloških dejavnikih na delovnih mestih.

Razred skladiščenja 7: Radioaktivne snovi

V razred skladiščenja 7 spadajo tisti proizvodi, s katerimi lahko ravnamo v skladu z dovoljenjem za izvajanje sevalne dejavnosti in predpisi, ki urejajo varstvo pred ionizirajočimi sevanji in jedrsko varnost.

Razreda skladiščenja 8A in 8B: Jedke kemikalije

V razreda skladiščenja 8A in 8B spadajo kemikalije, ki so razvrščene in označene s stavki o nevarnosti: H290, H314, H318.

Vključeni so tudi proizvodi, ki so na podlagi ADR/RID uvrščeni v razred 8.

Proizvod, ki je na podlagi predpisov o prevozu nevarnega blaga uvrščen v razred 8, se ne uvrsti nujno tudi v razred skladiščenja 8, ker njegovo plamenišče lahko narekuje uvrstitev v razred skladiščenja 3.

Razred skladiščenja 8 se deli na dva podrazreda: na gorljive in negorljive jedke kemikalije.

Razred skladiščenja 8A: Gorljive jedke kemikalije

V razred skladiščenja 8A spadajo naslednje kemikalije:

- jedke gorljive tekoče kemikalije, ki se mešajo z vodo, s plameniščem višjim od 60 °C,
- jedke gorljive tekoče kemikalije, ki se ne mešajo z vodo, s plameniščem višjim od 100 °C,
- jedke gorljive trdne kemikalije.

Razred skladiščenja 8B: Negorljive jedke kemikalije

V razred skladiščenja 8B spadajo naslednje kemikalije:

- jedke negorljive tekoče kemikalije,
- jedke negorljive trdne kemikalije.

Razred skladiščenja 9 (ni v uporabi)

Razred skladiščenja 9 ni opredeljen, ker so proizvodi, ki na podlagi ADR/RID spadajo v skupino 9 (drugo), zajeti v enega od razredov skladiščenja v skladu s tem pravilnikom.

Razred skladiščenja 10: Gorljive tekoče kemikalije, razen tistih, ki so uvrščene v razred skladiščenja 3

V razred skladiščenja 10 spadajo gorljive tekoče kemikalije, ki imajo pri 50 °C parni tlak največ 300 kPa (3 bare), pri čemer:

- se mešajo z vodo in imajo plamenišče več kot 60 °C,
- se ne mešajo z vodo in imajo plamenišče več kot 100 °C.

Pri viskoznih gorljivih tekočih kemikalijah je treba upoštevati opombi pri razredu skladiščenja 3.

V ta razred so lahko vključene tudi kemikalije iz razreda 6.1 ADR/RID (embalažna skupina III – nekoliko strupene snovi), ki so:

- nevarne za zdravje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H302, H304, H312, H315, H317, H319, H335, H336, H341, H351, H361, H361f, H361d, H361fd, H362, H371, H373,
- nevarne za okolje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H400, H410, H411, H412, H413, H420,
- proizvodi, ki niso niti nevarno blago niti nevarne kemikalije.

Razred skladiščenja 11: Gorljivi trdni proizvodi

V ta razred so lahko vključene tudi kemikalije iz razreda 6.1 ADR/RID (embalažna skupina III – nekoliko strupene snovi), ki so:

- nevarne za zdravje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H302, H304, H312, H315, H317, H319, H335, H336, H341, H351, H361, H361f, H361d, H361fd, H362, H371, H373,
- nevarne za okolje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H400, H410, H411, H412, H413, H420,
- proizvodi, ki niso niti nevarno blago niti nevarne kemikalije, če so gorljive.

Razred skladiščenja 12: Negorljivi proizvodi

V razred skladiščenja 12 spadajo proizvodi, ki niso gorljivi, oziroma se tako težko vžgejo, da skupaj z embalažo, v kateri so pakirani, ne predstavljajo nevarnosti za požar.

V ta razred so lahko vključene tudi kemikalije iz razreda 6.1 ADR/RID (embalažna skupina III – nekoliko strupene snovi), ki so:

- nevarne za zdravje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H302, H304, H312, H315, H317, H319, H 335, H336 , H341, H351, H361, H361f, H361d, H361fd, H362, H371, H373,
- nevarne za okolje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H400, H410, H411, H412, H413, H420,
- proizvodi, ki niso niti nevarno blago niti nevarne kemikalije.

Razred skladiščenja 13: Negorljivi trdni proizvodi

V razred skladiščenja 13 spadajo proizvodi, ki niso gorljivi oziroma se tako težko vžgejo, da skupaj z embalažo, v kateri so pakirani, ne predstavljajo nevarnosti za požar.

V ta razred so lahko vključene tudi kemikalije iz razreda 6.1 ADR/RID (embalažna skupina III nekoliko strupene snovi), ki so:

- nevarne za zdravje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H302, H304, H312, H315, H317, H319, H 335, H336 , H341, H351, H361, H361f, H361d, H361fd, H362, H371, H373,
 - nevarne za okolje ter razvrščene in označene z naslednjimi stavki o nevarnosti: H400, H410, H411, H412, H413, H420,
 - proizvodi, ki niso niti nevarno blago niti nevarne kemikalije.«.
-

**2906. Odredba o spremembi Odredbe o dopolnitvah
Odredbe o višini stroškov strokovnega
izpita zdravstvenih delavcev in zdravstvenih
sodelavcev na področju zdravstvene
dejavnosti**

Na podlagi drugega odstavka 17. člena Pravilnika o pripravi in strokovnih izpitih zdravstvenih delavcev in zdravstvenih sodelavcev na področju zdravstvene dejavnosti (Uradni list RS, št. 76/22) minister za zdravje izdaja

O D R E D B O

**o spremembi Odredbe o dopolnitvah Odredbe
o višini stroškov strokovnega izpita
zdravstvenih delavcev in zdravstvenih
sodelavcev na področju zdravstvene dejavnosti**

1. člen

V Odredbi o dopolnitvah Odredbe o višini stroškov strokovnega izpita zdravstvenih delavcev in zdravstvenih sodelavcev na področju zdravstvene dejavnosti (Uradni list RS, št. 113/22) se v 2. členu datum »30. septembra 2022« nadomesti z datumom »31. decembra 2022«.

Končna določba

2. člen

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

Št. 0070-207/2022
Ljubljana, dne 15. septembra 2022
EVA 2022-2711-0101

Danijel Bešič Loredan
minister
za zdravje

DRUGI DRŽAVNI ORGANI IN ORGANIZACIJE

2907. Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje

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)

S tem aktom se določa metodologija za določitev regulativnega okvira.

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

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 energetskih regulatorjev (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);
- sistemske storitve: so storitve potrebne za obratovanje prenosnega ali distribucijskega sistema in se delijo na frekvenčne (uporabnik je sistemski operater) in nefrekvenčne (uporabnika sta oba elektrooperaterja odvisno od posamezne vrste storitve);
- 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;
- storitve prožnosti: obsegajo sistemske (pomožne) storitve in storitve upravljanja prezasedenosti na zadevnem elektroenergetskem sistemu;
- stroški raziskav in inovacij: so stroški izvirnega in načrtovanega raziskovanja, ki vključujejo tudi stroške eksperimentalnega razvoja in se opravljajo 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 proizvodnjo oziroma opravljanje za prodajo;
- validiran podatek: je podatek, ki je bil obdelan v procesu za zagotavljanje točnosti in kakovosti. Za validiranega šteje tudi podatek, ki utemeljeno ne potrebuje procesa validacije, saj je točnost in kakovost že zagotovljena sistemsko na izvoru in se podatek izključno od tam tudi zajema;
- 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 reguliranimi donosi, 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. zagotavljanje obratovanja, 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 kamovost 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 seštevek 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 116. 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 distri-

bucijski 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 določitve 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 pravilnih, popolnih in nezavajajočih 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 institucij 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 (*leto t-1*);

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 so neposreden pogoj in posledica opravljanja dejavnosti elektrooperaterja, ki nimajo značaja privatnosti ter so v skladu z običajno poslovno prakso. Značaj privatnosti in skladnost z običajno poslovno prakso se presoja skladno s predpisi, ki urejajo davek od dohodka pravnih oseb.

(2) Upravičeni stroški iz prejšnjega odstavka so določeni na način, da spodbujajo stroškovno učinkovitosti poslovanja ter uporabo sistema. Pri določitvi upravičenih stroškov se upoštevajo naslednji kriteriji:

- namenska raba sredstev;
- gospodarna in učinkovita raba sredstev in
- zagotavljanje kakovosti oskrbe.

(3) 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 delovanja in vzdrževanja, 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 delovanja in vzdrževanja, ki nastanejo kot posledica vračila brezplačno prevzetih sredstev vključno z denarnimi sredstvi ter prejete spodbude za brezplačno prevzeta sredstva;

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.

(4) Za potrebe tega akta se stroški iz 7. točke prejšnjega odstavka presojuje 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, 172/21 in 105/22 – ZZNŠPP).

(5) Stroški, ki se nanašajo na plače in druge vrste plačil delavcem in članom organov vodenja in nadzora iz 1. in 2. točke tretjega 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.

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

$$US_t = SDV_t + SEEL_t + AM_t + RDS_t + SS_t + SSP_t + \Delta S(Q)_t + \Delta S(E)_t + RI_t + S_t \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

US_t	upravičeni stroški;
SDV_t	stroški delovanja in vzdrževanja;
$SEEL_t$	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.

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

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

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

(10) 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 124. 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_t) 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 sistemkega operaterja)

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

$$NSDV_t = NSDV_{vzd_t} + NSDV_{md_t} \text{ [EUR]},$$

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 ($\Delta NSVvodi_t$) iz prejšnjega odstavka se v posameznem letu regulativnega obdobja izračuna tako, da se $NSDVvzd_t$ korigirani z načrtovano inflacijo in zahtevano učinkovitostjo, pomnožijo z deležem $NSDVvzd_t$, ki je namenjen vzdrževanju vodov ($dvodi$) 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 $NSDVvzd_t$ 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 sistemskega 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 sistemskega operaterja se izračunajo na naslednji način:

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

kjer oznake pomenijo:

$NSDVmd_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova mednarodnega poslovanja;
dmd	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;
pt	predhodno leto;
t	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:

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

kjer oznake pomenijo:

$NSDV_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja;
$NSDVvzd_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema;
$NSDVstr_t$	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova storitev za uporabnike;
t	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,
- srednjenaletnih (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 ($\Delta NSDVstr_t$) za posamezno leto regulativnega obdobja za distribucijskega operaterja se izračunajo na naslednji način:

$$NSDVstr_t = (dstr \cdot NSDV_{pt} \cdot (1 + NI_t) \cdot (1 - U_t)) + ((\Delta NSDVuporabniki_t \cdot 0,3) \text{ [EUR]},$$

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 soproizvodnjo z visokim izkoristkom, in

– prevzemno-predajnih mest, na katerih so direktno na omrežje priključene proizvodne naprave za proizvodnjo električne energije na obnovljive vire in soproizvodnjo 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 ($iuporabniki$).

(9) Odstotek spremembe števila uporabnikov ($iuporabniki$) 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 četrti 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) sistema operatorja 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 upoštevajo 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 ($NSDV_{vzd}$) 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 ($NSDV_{str}$) 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 sistemkega operaterja iz naslova mednarodnega delovanja ($NSDV_{md}$) 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 sistemkega operaterja (dm) in

– delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture ter obratovanja sistema ($NSDV_{vzd}$), 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 sistemkega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije;

2. vplačila v mehanizem 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 postavitev 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);

– 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:

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

kjer oznake pomenijo:

$NNSDV_t$ nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja za posamezno leto regulativnega obdobja;

$NSDV_{pt}$ 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 veljavnega finančnega načrta agencije, 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:

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

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 (medsosedske) 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:

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

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 določijo 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.

$$W_{načrt_izg_dis_t} = \bar{w}_{dis_p} \cdot W_{ko_dis_t} \text{ [kWh]},$$

$$\bar{w}_{dis_p} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \frac{W_{izg_dis_i}}{W_{odd_i}} \text{ [%]},$$

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 p ;
 t leto regulativnega obdobja;
 $W_{ko_dis_t}$ 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 ;
 W_{odd_i} iz distribucijskega sistema oddane skupne letne količine električne energije, ki zajemajo:
 – 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.

(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:

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

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.

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

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

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 energetski 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 sistemkega 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 sistemskemu operaterju priznajo v mehanizmu ITC.

3.2.4. Stroški sistemskih storitev

33. člen

(določitev stroškov sistemskih storitev za sistemkega operaterja)

(1) Stroški sistemskih storitev za sistemkega operaterja (SS) se izračunajo kot vsota stroškov posameznih sistemskih storitev. Frekvenčne sistemske 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 jalo ve moči ter zagotavljanje zagona brez zunanjega napajanja.

(2) Stroški posamezne sistemske storitve se glede na način obračuna posamezne sistemske storitve (količina, pavšal) izračunajo na naslednji način:

1. Za frekvenčne sistemske storitve:

$$S_SSn_t = KOL_SSn_t \cdot CenaSSn_t \quad [EUR],$$

2. Za nefrekvenčne sistemske storitve:

$$S_SSn_t = CenaSSn_t \cdot m_{\Delta t} \quad [EUR],$$

kjer oznake pomenijo:

S_SSn_t	stroški sistemske storitve n ;
KOL_SSn_t	količine sistemske storitve n ;
$CenaSSn_t$	cena sistemske storitve n ;
n	vrsta sistemske storitve;
$m_{\Delta t}$	število enakih obdobji leta t regulativnega obdobja, na katere se nanaša pavšalna cena;
t	leto regulativnega obdobja.

(3) Skupni stroški sistemskih storitev se izračunajo kot seštevek vseh:

$$SS_t = \sum_{i=1}^{i=n} S_{SSn_t} \text{ [EUR]}.$$

34. člen

(zakup sistemskih storitev)

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

(2) Ponudnike frekvenčnih sistemskih storitev sistemski operater izbere na podlagi določb veljavne verzije Pravil in pogojev za ponudnike storitev izravnave na izravnalnem trgu ELES, objavljene na spletni strani sistema 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 določilih 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 1. marca 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

sega 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 za distribucijskega operaterja)

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

- regulacijo napetosti;
- upravljanje prezasedenosti;
- upravljanje z zmogljivostmi omrežja in
- vodeno otočno obratovanje.

(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 storitve prožnosti se glede na način obračuna posamezne storitve prožnosti (količina, pavšal) izračunajo na naslednji način:

$$S_{SPn_t} = \sum_i KOL_{SPn_t} \cdot Cena_{SPn_t} \text{ [EUR]},$$

$$\text{oziroma } S_{SPn_t} = Cena_{SPn_t} \cdot m_{\Delta t} \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

S_{SPn_t}	stroški storitve prožnosti n ;
KOL_{SPn_t}	količine storitve prožnosti n ;
$Cena_{SPn_t}$	cena storitve prožnosti n ;
i	produkt prožnosti;
$m_{\Delta t}$	število enakih obdobj leta t regulativnega obdobja, na katere se nanaša pavšalna cena;
t	leto regulativnega obdobja.

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

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

kjer oznake pomenijo:

SSP_t	stroški storitev prožnosti;
S_{SPn_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) Podrobnejšo opredelitev produktov prožnosti, ki so predmet zakupa, kakor tudi pogoje za morebitno kvalifikacijo ponudnikov in izvajanje storitev prožnosti določajo specifikacije, ki jih pripravi distribucijski operater na podlagi sistemskih obratovalnih navodil.

(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)

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 sistema operatorja 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:

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

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 priznana amortizacijska stopnja, voditi posebne računovodske evidence.

(3) Strošek amortizacije sredstev, ki so uporabljena pri izdelavi usredstvenih lastnih proizvodov in storitev ter je vključiliran 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. decembra 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 ($PPOSred_t$).

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

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

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;
$TPSK_t$	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 s 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:

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

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, javna razsvetljava in elektrarne za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov in v soproizvodnji z visokim izkoristkom, ki niso namenjene lastni rabi 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:

$$ZVS_t = OVS_t + NN_t - AM_t - IS_t - BPS_t \text{ [EUR]},$$

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:

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

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;
- DDK** delež dolžniškega kapitala, ki je enak razmerju: (vrednost dolžniškega kapitala) / (vrednost lastniškega kapitala + vrednost dolžniškega kapitala), v odstotku;
- SDK** 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:

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

kjer oznake pomenijo:

- TPSK_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;
- TPSK** tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo (WACC – Weighted Average Cost of Capital), v odstotku;
- ISU** 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 prioritetnem 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. zagamčiti 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 veljavni mi tehničnimi standardi iz 5. točke 56. člena tega akta.

(3) Reguliranje s kakovostjo oskrbe na območju sistemskega 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 prekinitev 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 prekinitev 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 srednenapetostne (SN) izvode in ruralno območje, kot so podeželski srednenapetostni (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 želenimi (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 preneso izvajanje nalog, povezanih s spremljanjem kakovosti oskrbe, na tretjo osebo. V tem primeru morajo v pogodbi, s katero preneso 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 (prekinitev 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 prekinitev zaradi lastnih vzrokov;
- maksimalnim trajanjem posamezne načrtovane dolgotrajne prekinitev.

(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 prekinitev)

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

- normalna situacija (brez izrednih dogodkov): devet ur za nenačrtovane prekinitev zaradi lastnih vzrokov in za načrtovane prekinitev;
- izredni dogodki: 18 ur za nenačrtovane prekinitev 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 prekinitev preseže mejne vrednosti osnovne omejitve trajanja dolgotrajne prekinitev napajanja. Pogoji za zahtevo je vgrajena merilna naprava pri uporabniku, ki zagotavlja registracijo in hranjenje podatkov o prekinitvah.

(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 prekinitev 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 ciljnim vrednostim, 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 okrepi 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. Višina 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 izvetja 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 ravni
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:

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

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_K , ki je določen kot funkcija odstopanja 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:

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

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 sistemkega 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. povečanje prenosne zmogljivosti;
4. zmogljivost gostovanja in raven integracije razpršenih elementov;
5. kakovost napetosti;
6. izgube;
7. življenjska doba sredstev;
8. zatančnost napovedi;
9. zagotavljanje informacij zainteresiranim deležnikom v realnem času;
10. odprtost do inovacij tretje strani in
11. okoljski vplivi.

(2) Spremljanje agencija implementira postopno, glede na razpoložljivost podatkov, učinkovitost izmenjave podatkov, povzročeno administrativno breme, stanje tehnike in upošteva je 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 so določeni v Prilogi 5, ki je sestavni del tega akta. Agencija določa vrednosti posameznih uteži (w), ki pripadajo posameznemu kazalniku ali vsakemu ključnemu kazalniku na podlagi analize razvojnih načrtov, izvedenih nadzornih postopkov ter nacionalnimi razvojnimi prioritetami, da aktivno usmerja investiranje k doseganju ciljev iz 81. člena tega akta. Spremembe uteži morajo biti zagotovljene vsaj 30 delovnih dni pred poročanjem podatkov skladno s prvim odstavkom 86. člena tega akta.

(6) Uteži se za vsak posamezni kazalnik določijo tako, da je njihova vsota enaka 1. Izhodiščna vrednost posamezne uteži w_i na ravni podrejenega kazalnika je določena kot sledi:

$$w_i = \frac{1}{n},$$

kjer oznake pomenijo:

- i indeks uteži posameznega i -tega podrejenega kazalnika;
- n skupno število podrejenih kazalnikov, ki nastopajo v izračunu določenega krovne kazalnika uspešnosti ali ključnega kazalnika uspešnosti.

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 ter ustrezno hrambo;
- vključevanje potrebnih informacij v procese poročanja na podlagi normativnih zahtev.

86. člen

(posredovanje podatkov, zagotavljanje kakovosti in hramba)

(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 najkasneje do 28. februarja za preteklo koledarsko leto.

(2) Če so podatki pred posredovanjem obdelani pri elektrooperaterju ali distribucijskem podjetju, 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 ali distribucijsko podjetje izvaja uveljavljene validacijske postopke, ki so v uporabi za druge namene uporabe zadevnih podatkov.

(4) 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 oziroma do 5 let glede na zahteve zasnovane posameznega kazalnika.

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, ter 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 svojih spletnih portalih, 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 systemskih kazalnikov pripravljenosti in opredeljujejo minimalno zahtevano pripravljenost.

(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:

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

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 sistemkega 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_i , $TOTEX_{E,t}$ posebej za sistemkega operaterja, distribucijskega operaterja oziroma distribucijsko podjetje i ter se določi na naslednji način:

$$\Delta S(E)_{t,i} = \sum q_{e,t,i} \cdot TOTEX_{E,t,i} \cdot (\Delta KPI_{E,t,i} + \Delta KPI_{p-MSP,i}) \text{ [EUR]},$$

kjer oznake pomenijo:

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

(2) Faktor upravičenosti določa Priloga 5.

3.2.10. Raziskave in inovacije

94. 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 nizkoogljicnih 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 učinkovitejšo naložbo v omrežje na podlagi rezultatov projektov.

95. 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 94. 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.

96. 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 nizkoogljčnimi in okoljskimi koristmi, tovrstne koristi projektov so lahko tudi posredne.

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

97. 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.

98. 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 94. člena tega akta se za kvalificirane projekte priznajo največ do višine, ki se izračuna na naslednji način:

$$\text{in} \quad RI_{Tro} = \sum_{t=1}^{Tro} RI_t \text{ [EUR]}$$

$$RI_t = 0,005 \cdot V_{pt} + \sum_{i=1}^N BPS_{RI} \text{ [EUR]},$$

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 94. 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.

99. 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 94. člena tega akta voditi posebne evidence stroškov teh projektov.

3.2.11. Spodbude

3.2.11.1. Učinkovitost poslovanja elektrooperaterja in brezplačno prevzeta sredstva

100. 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 s svojimi aktivnostmi znižuje obseg potrebnih sistemskih storitev tako, da je še vedno v skladu z zahtevami zanesljivega delovanja elektroenergetskega sistema, 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.

101. 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. Stroški delovanja in vzdrževanja nastali iz naslova vračila brezplačno prevzetih sredstev, ter že pridobljene spodbude na podlagi metodologij, ki urejajo določitev regulativnega okvira, niso upravičeni stroški elektrooperaterja.

3.2.11.2. Spodbujanje naložbenih projektov
v pametna omrežja

102. 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 proizvodnje električne energije iz obnovljivih ali distribuiranih virov energije, hrambe 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 103. členu tega akta.

103. 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 razpršenih virov v omrežje;
5. postavitev 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 in drugih ustreznih mehanizmov v smislu zagotavljanja aktivnega sodelovanja uporabnikov v ukrepih elektrooperaterja kot na primer v programih prilagajanja odjema na področju uporabe prožnosti;
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;
10. optimizacija in koordinacija meddomenskega povezovanja (daljinsko ogrevanje, plin) s ciljem boljšega izkoriščanja obstoječe elektroenergetske infrastrukture in obnovljivih virov energije kot tudi nizkoogljivih in energijsko učinkovitih rešitev ali
11. 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.

104. 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 102. 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 102. 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 naštetе 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 naštetе kriterije. Učinke oziroma uspešnost uvajanja projekta mora prikazati na podlagi koristi oziroma s 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 naložbenih projektih, za katere so elektrooperaterji pridobili spodbudo iz tega člena.

105. 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 102. 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 prioritarnih 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.

106. člen

(kvalifikacija projekta za finančno spodbudo na podlagi uspešnosti projekta)

(1) Elektrooperater mora agenciji posredovati skupaj z vlogo iz tretjega odstavka 104. 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_{začetno stanje}*);
 - b) predviden *KPI* za obe vrsti ukrepov, klasičnega (*KPI_{klasičen ukrep}*) in pametnih omrežij (*KPI_{ukrep pametnih omrežij}*), če alternativni ukrep obstaja;
 - c) izračun faktorja razmerja *KPI* (*f_{KPIpredviden}*).

(2) Agencija na podlagi validacije informacij, pridobljenih na podlagi tretjega odstavka 104. člena tega akta ter prejšnjega odstavka, kvalificira projekt za odobritev spodbude, pri čemer je naložba v ukrep pametnih omrežij upravičena, če je vrednost $f_{KPIpredviden} > 1$. 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.

107. 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_{končno stanje}*);
- izračun dejanskega doseženega izboljšanja *KPI*

($\Delta KPI_{dejanski}$).

(2) V odvisnosti od vrednosti $\Delta KPI_{dejanski}$ agencija elektrooperaterju prizna dodatno finančno spodbudo iz 105. 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.

108. 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.

109. člen

(nadzor nad izvajanjem naložb v pametna omrežja)

(1) Agencija nadzira izvajanje kvalificiranih naložb v pametna omrežja v okviru sheme spodbud iz drugega odstavka 102. 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 104. 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.

110. 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 podjetja 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 105. 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}) izračunata brez upoštevanja kazalnikov uspešnosti, ki so neposredno povezljivi s ključnimi kazalniki uspešnosti, opredeljenimi v 105. 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 104. člena tega akta na podlagi opravljene kvalifikacije projekta ne glede na odobreno spodbudo iz 91. člena tega akta.

3.2.11.3. Pravila za določitev načrtovanih in priznanih spodbud

111. člen

(določitev načrtovanih spodbud)

V regulativnem okviru se načrtuje samo spodbuda za sistemske storitve v skladu s tretjim odstavkom 100. člena tega akta. Osnova za izračun spodbude pa sta količina in cena posamezne sistemske storitve, določeni v skladu s 36. členom tega akta.

112. 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 3.2.11. odseka II. poglavja tega akta.

3.3. Viri za pokrivanje upravičenih stroškov

3.3.1. Splošno

113. 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.

114. člen

(določitev reguliranega letnega prihodka)

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

$$RP_t = OMR_t + DP_t \text{ [EUR]},$$

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;
- DP_t drugi prihodki posameznega leta regulativnega obdobja;
- t leto regulativnega obdobja.

3.3.2. Omrežnina

115. 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 116. 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 116. členom tega akta.

116. 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:

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

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:

$$\Delta RO_t = \frac{\Delta RO}{Tro} \text{ [EUR]},$$

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

117. člen

(vrste drugih prihodkov)

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 terjativah, 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 123. 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.

118. člen

(določitev načrtovanih drugih prihodkov)

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

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

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.

119. člen

(osnova za določitev načrtovanih drugih prihodkov)

(1) Ne glede na določbe 118. 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 118. 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 118. člena tega akta se odškodnine od zavarovalnic ali tretjih oseb ter druga nepovratna sredstva za pokrivanje stroškov škod (11. točka prvega odstavka 117. člena tega akta), prihodki od prejetih državnih pomoči (13. točka prvega odstavka 117. člena tega akta) ter prihodki, povezani z brezplačno prevzetimi sredstvi, pridobljeni za sofinanciranje projektov raziskav in inovacij (9. točka prvega odstavka 117. 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 117. člena tega akta).

(4) Ne glede na določbe 118. 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.

120. 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 117. člena tega akta), ostali poslovni prihodki (16. točka prvega odstavka 117. člena tega akta) in ostali drugi prihodki (17. točka prvega odstavka 117. 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 117. 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

121. 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.

122. 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.

123. 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:

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

kjer oznake pomenijo:

OBR_t obresti;

$obr\Delta ro_t$ 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 116. členom tega akta.

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

124. 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:

$$NAJEM_t = AMds_t + RDSds_t \text{ [EUR]},$$

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:

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

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 123. členom tega akta.

5. Nepomemben del distribucijskega sistema

125. 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

126. 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

127. 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.

128. 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 peti odstavek 18. člena tega akta in deveti odstavek 19. člena tega akta se za regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023 izračuna odstotek spremembe dolžine vodov ($ivodi$), odstotek spremembe števila postaj ($ipostaje$) in odstotek spremembe števila uporabnikov ($iuporabnik$) s primerjavo stanja na dan 31. decembra 2023 glede na realizirano stanje na dan 31. december 2020.

(5) 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.

(6) 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.

(7) Za regulativno obdobje, ki traja od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023, se pri določitvi faktorja individualne stroškovne učinkovitosti (ISU) za sistemskega 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 sistemskega operaterja za regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023 znaša 0,997.

(8) Za regulativno obdobje, ki traja od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023, se načrtovana cena za preostale količine električne energije za izgube iz 31. člena tega akta določi na podlagi povprečja cen električne energije za produkta pasovne in vršne energije vseh dnevnih trgovanj za leto regulativnega obdobja od vključno 1. junija do vključno 31. avgusta leta pred začetkom regulativnega obdobja leta 2023, doseženih na madžarski energetski borzi.

129. 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 (Tro), za regulativni obdobji od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028 enako šestim letom.

(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 103. 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 šestega 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 103. člena tega akta, se za posamezno leto regulativnega obdobja načrtujejo na podlagi načrta, ki ga v postopku določitve regulativnega okvira elektrooperater predloži agenciji.

(7) Če elektrooperaterja ali distribucijska podjetja v regulativnih obdobjih od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028 predajo v uporabo elektrarno za proizvodnjo električne energije iz obnovljivih virov ali v soproizvodnji z visokim izkoristkom, ki jo uporabljajo za lastno rabo, in so v osnovo za izračun načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za regulativno obdobje od 1. januarja do 31. decembra 2023 vključeni stroški povezani z nabavo električne energije (za ogrevanje, hlajenje, razsvetljavo, e-polnilnice ...), se v letu, ko je ta elektrarna predana v uporabo, priznani nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja zmanjšajo za priznano amortizacijo in reguliran donos na sredstva te elektrarne.

(8) 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 sistemskega in distribucijskega operaterja.

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

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

(11) Če omrežnino za distribucijski in prenosni sistem zaračunava dobavitelj za račun sistemskega in distribucijskega operaterja, mora distribucijski operater za priznavanje teh stroškov ali znižanje zaračunane omrežnine pridobiti vso do-

kumentacijo, na podlagi katere bo preveril pravilnost zaračunane omrežnine in oblikovanih prevrednotovalnih poslovnih odhodkov v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnine.

(12) 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.

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

(14) Ne glede na 6. točko drugega odstavka 120. člena tega akta se priznani prevrednotovalni poslovni prihodki za terjatve do kupcev iz naslova omrežnine za regulativni obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028 izračunajo na podlagi realiziranih prihodkov iz poslovnih knjig elektrooperaterja.

(15) Ne glede na 116. 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.

(16) Uteži posameznih kazalnikov iz šestega odstavka 84. člena tega akta veljajo za regulativno obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2023. Uteži posameznih kazalnikov iz šestega odstavka 84. člena tega akta za naslednje regulativno obdobje od 1. januarja 2024 do 31. decembra 2028 agencija določi na podlagi kriterijev iz petega odstavka 84. člena tega akta najkasneje do 30. novembra 2023.

(17) 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.

130. člen

(rok za določitev nabora podatkov s strani agencije)

Nabor podatkov, ki jih potrebuje agencija in njihov format ter način izmenjave podatkov iz prvega odstavka 86. člena tega akta določi agencija najkasneje do 30. junija 2023.

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 omilititev 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:

priznan RDS 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

manko omrežnine

priznana PVRB

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 – ZOE), v nadaljnjem besedilu: akt 2022);

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);

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 razmer na veleprodajnih trgih in izjemno visokih 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 – ZOE), ki se nanašajo na določitev regulativnega okvira in se uporabljajo za ugotavljanje odstopanj od regulativnega okvira za obdobje od 1. januarja 2021 do 31. decembra 2021 ter 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. 211-8/2022/25

Maribor, dne 21. septembra 2022

EVA 2022-2430-0058

Predsednik sveta
Agencije za energijo
dr. Franc Žlahtič

PRILOGA 1**Parametri za določitev omrežnine za regulativni obdobje od 1. januarja 2023 do 31. decembra 2028****I. Faktor individualne stroškovne učinkovitosti (*ISU*) za regulativni obdobje 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:

$$ISU = w_1 \cdot KPI_{VQ} + w_2 \cdot KPI_{IZG} + w_3 \cdot KPI_{IPZ};$$

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1;$$

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

kjer oznake pomenijo:

<i>ISU</i>	faktor individualne stroškovne učinkovitosti
<i>KPI_{VQ}</i>	ključni kazalnik kakovosti napetosti;
<i>KPI_{IZG}</i>	ključni kazalnik za izgube;
<i>KI_{IPZ}</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 obdobje 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 NAPAJANJA****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 kablskega omrežja (upoštevano 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_{oo} 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 ravnijo 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

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

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

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

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

Shema 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. Zajamčeni 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 gospodinjstvi 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 gospodinjstve 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. Zajemčeni standardi komercialne kakovosti

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

Zap. št.	Zajemčeni 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 števec v enem letu s strani pooblaščenega podjetja (za končne odjemalce brez daljinskega odčitavanja)	en odčitek / leto
9	Število rednih odčitavanj števec v enem letu s strani pooblaščenega podjetja (za končne odjemalce z daljinskim odčitavanjem)	12 odčitkov / leto
10	Čas do vzpostavitev 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 osnovi 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 94. 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 posel 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 prijavne 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 94. 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: 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
Oprelitev TRL ob začetku	Okvirna vsebinska opredelitev stopnje zrelosti tehnologije (TRL) ob začetku projekta v skladu z II. poglavjem te priloge (Tabela 4).	1.000	✓	✓	✗
Oprelitev 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 energetskih 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. Poročajo naj se kvantitativni podatki, če so na voljo. Opiše naj se	4.000	✓

Zahtevana informacija	Opis	Največja količina besedila (znakov s presledki brez slik in tabel)	Vmesno poročanje
	vsako izboljšanje ali napredek v navezavi s projektom. Poroča naj se o vsaki spremembi stopnje tehnološke zrelosti (TRL) kot rezultata projekta v skladu z II. poglavjem (Tabela 4) te priloge. Izpostavi naj se vsaka priložnost za prihodnje projekte, s katerimi bi bilo mogoče nadgraditi znanje. Izpostavijo naj se tudi širše koristi za vse zaznane in teoretično mogoče deležnike oziroma širše družbene koristi.		
Število vključenih uporabnikov	Opredeli se: - 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. Zgoraj navedene podatke je treba opredeliti po vrstah uporabnikov (odjemalci, aktivni odjemalci, proizvajalci, hranilniki energije, pametna polnilna infrastruktura za polnjenje EV itd.).	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	Največja 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	Opredelitev 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 gredo 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**

Večina kazalnikov je določenih na podlagi strokovne podlage »Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja«⁴, smiselno se uporabljajo tudi parametri kazalnikov.

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):

$$KPI_{klasičen\ ukrep} = \frac{FHC_{klasičen\ ukrep} [kW]}{Vrednost\ naložbe_{klasičen\ ukrep} [EUR]}$$

$$KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij} = \frac{FHC_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [kW]}{Vrednost\ naložbe_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [EUR]}$$

$$f_{KPI_{predviden}} = \frac{KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij}}{KPI_{klasičen\ ukrep}}$$

$$\Delta KPI_{dejanski} = FHC_{končno\ stanje} - FHC_{začetno\ stanje} [kW]$$

⁴ Študija EIMV št. 2345: <https://www.agen-rs.si/documents/10926/37376/Reguliranje-na-podro%C4%8Dju-pametnih-omre%C5%BEij---analiza-stanja-in-priprava-izhodi%C5%A1%C4%8D/4ecca0fc-c236-4c58-a1f2-a2ba3900ffce>

II. Mejna vrednost za odobritev spodbude: $\Delta KPI_{dejanski} > 0$ 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 ($f_{KPI_{predviden}}$):

$$KPI_{klasičen\ ukrep} = \frac{\text{Dosežena najvišja letna konica delovne moči v delu omrežja [kW]}}{\text{Vrednost naložbe}_{klasičen\ ukrep} [EUR]}$$

$$KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij} = \frac{\text{Dosežena najvišja letna konica delovne moči v delu omrežja [kW]}}{\text{Vrednost naložbe}_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [EUR]}$$

$$f_{KPI_{predviden}} = \frac{KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij}}{KPI_{klasičen\ ukrep}}$$

Izračunamo **razliko normalizirane konice (NK)** za določen *del omrežja* (RTP, SN-izvod ali TP) **pred** in **po** izvedbo ukrepov ter doseženo izboljšanje KPI (ΔKPI):

$$NK_{del\ omrežja}^{začetno\ stanje} (pu) = \frac{\text{Dosežena najvišja letna konica v delu omrežja}_{pred}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v delu omrežja}}$$

$$NK_{del\ omrežja}^{končno\ stanje} (pu) = \frac{\text{Dosežena najvišja letna konica v delu omrežja}_{po}}{\text{Inštalirana moč vseh uporabnikov v delu omrežja}}$$

$$\Delta KPI_{dejanski} = NK_{del\ omrežja}^{končno\ stanje} - NK_{del\ omrežja}^{začetno\ stanje}$$

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 ($\Delta KPI_{dejanski}$):

$$KPI_{PPZ,klasičen\ ukrep} = \frac{Dosežena\ prenosna\ zmogljivost\ voda_{klasičen\ ukrep} [MW]}{Vrednost\ naložbe_{klasičen\ ukrep} [EUR]}$$

$$KPI_{PPZ,ukrep\ pametnih\ omrežij} = \frac{Dosežena\ prenosna\ zmogljivost\ voda_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [MW]}{Vrednost\ naložbe_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [EUR]}$$

$$f_{KPI_{predviden}} = \frac{KPI_{PPZ,ukrep\ pametnih\ omrežij}}{KPI_{PPZ,klasičen\ ukrep}}$$

$$\Delta KPI_{dejanski} = Prenosna\ zmogljivost_{končno\ stanje} - Prenosna\ zmogljivost_{začetno\ stanje} [MW]$$

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 odjemalcev specifičnega pomena, 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;
- podatki merilne točke morajo biti integrirani z ADMS;
- izmenjava podatkov mora biti zagotovljena v realnem času glede na zahteve naprednih funkcij ADMS;
- napredne funkcije ADMS morajo biti uvedene v uporabo;
- 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: $\Delta KPI_{dejanski} > 0,2$

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. posamezen 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.

Če pride v enačbah za izračun posameznega kazalnika do deljenja z ničlo, po tem se zadevnemu kazalniku pripiše vrednost nič.

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 merilnih točk (MT) na prevzemno predajnem mestu (PPM) s pravočasno validiranimi 15-minutnimi merilnimi podatki v merilnem centru za pretekli mesec (M-1) pripravljenih za mesečni obračun odjema oziroma oddaje. 15-minutni podatki obsegajo podatke o odjemu (register A+) in oddaji (A-). Postopki validiranja so opredeljeni v ustreznih podzakonskih aktih, vključujejo tudi postopke nadomeščanja manjkajočih vrednosti ter se izvajajo skladno z dobro prakso obdelave zadevnih podatkov.

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.

$$KI_{VMP} = \frac{1}{m} \sum_m \frac{\text{število MT s pravočasno validiranimi 15-min podatki}}{\text{število vseh MT s 15-min meritvami}}$$

$$\Delta KI_{VMP} = KI_{VMP} - KI_{VMPref} \leq 0$$

KI_{PSU} spremlja delež števila PPM, za katera elektrooperater uporabnikom zagotavlja 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. Število vseh MT oziroma PPM s 15 minutnimi meritvami vključuje vse uporabnike distribucijskega sistema.

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	Dosežen oziroma pričakovan delež naprednih merilnih naprav integriranih v Napredni merilni sistem na nacionalni ravni (NMS) [%]	KI_{VMPref}	KI_{PSUref}
2020	83 (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

* zahteva iz Direktive (EU) 2019/944 Evropskega parlamenta in Sveta z dne 5. junija 2019 o skupnih pravilih notranjega trga električne energije in spremembi Direktive 2012/27/EU

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 v smislu števila naprav ločeno spremljata kazalnika za naprave, ki omogočajo daljinsko odčitavanje v realnem času (KI_{Srt}) in daljšem časovnem intervalu (KI_{Snrt}), kot tudi spoznavnost za systemskega operaterja v realnem času za distribuirane vire ($KI_{DER-Mon}$), ki so priključeni na distribucijsko omrežje.

$$KPI_{p-s} = w_{Srt} \cdot KI_{Srt} + w_{Snrt} \cdot KI_{Snrt} + w_{DER-Mon} \cdot KI_{DER-Mon}$$

w_{Srt} , w_{Snrt} in $w_{DER-Mon}$ so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$w_{Srt} + w_{Snrt} + w_{DER-Mon} = 1$$

Kazalnika KI_{Srt} in KI_{Snrt} se spremljata za posamezne vrste elementov omrežja, ki omogočajo daljinsko odčitavanje: merilna mesta pri odjemalcih⁵ ($i =$

⁵ obračunski števeci na ravni PPM pri odjemalcih

1), transformatorske postaje (TP)⁶ ($i = 2$), SN izvodi razdelilnih transformatorskih postaj (RTP) ($i = 3$), VN RTP⁷ ($i = 4$), vremenske postaje (podatki za neelektrične veličine - temperaturo, hitrost vetra, ipd.) ($i = 5$), kompenzatorji jalove moči ($i = 6$)⁸, daljinsko vodena stikala ($i = 7$), segmenti vodov⁹ ($i = 8$), lokalni sistemi vodenja¹⁰ ($i = 9$).

$$KI_{Srt} = \sum_{i=1}^9 w_{Srt,i} \cdot KI_{Srt,i}$$

$$KI_{Snrt} = \sum_{i=1}^9 w_{Snrt,i} \cdot KI_{Snrt,i}$$

$KI_{Srt,i}$

Število istovrstnih elementov omrežja dostopnih operaterju z daljinskim odčitavanjem v realnem času za vrednotenje obratovalnega stanja omrežja

= $\frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$

$KI_{Snrt,i}$

Število istovrstnih elementov omrežja dostopnih operaterju z daljinskim odčitavanjem izven realnega časa za vrednotenje obratovalnega stanja omrežja

= $\frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$

$w_{Srt,i}$ in $w_{Snrt,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$\sum_{i=1}^9 w_{Srt,i} = 1 \text{ in } \sum_{i=1}^9 w_{Snrt,i} = 1.$$

Za spoznavnost določenega elementa omrežja morajo biti na tem elementu znane oz. merjene vse bistvene veličine za obratovanje omrežja glede na vrsto elementa omrežja. Za vode pomenita to trenutni tok in maksimalni tok. Za stikala pomeni to njihovo stanje. Za vse ostale elemente to pomeni nazivno moč ter trenutno napetost po posameznih fazah, tok, delovno in jalovo moč. Za transformatorje še dodatno minimalno, maksimalno in trenutno nastavitev odcepa. Za hranilnike dodatno še 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.

Kazalnik $KI_{DER-Mon}$ vrednoti delež distribuiranih virov, tj. proizvodnje ($i = 1$), hranilnikov ($i = 2$) in polnilnic za električna vozila ($i = 3$), za katere distribucijski operater oziroma distribucijsko podjetje zagotavlja spoznavnost za systemskega operaterja v realnem času (direktno na distribucijsko omrežje priključeni razpršeni viri električne energije, hranilniki oziroma polnilnice za električna vozila). Implementacija zahteva učinkovito izmenjavo podatkov o proizvodnji med

⁶ sumarni števci na sekundarni (NN) strani SN/NN

⁷ merilniki na primarni (VN) strani RTP

⁸ Izključno kompenzatorji integrirani v omrežje

⁹ merilniki neposredno na določenih segmentih vodov

¹⁰ lokalni sistemi vodenja npr. na nivoju TP ali dela omrežja

elektrooperaterjema. V monitoring se vključijo vsi razpršeni elementi, direktno priključeni na zadevno distribucijsko omrežje (s svojim lastnim prevzemno-predajnim mestom).

$$KI_{DER-Mon} = \sum_{i=1}^3 w_{DER-Mon,i} \cdot KI_{DER-Mon,i}$$

$$KI_{DER-Mon,i} = \frac{\text{instalirana moč istovrstnih distribuiranih virov vključenih v monitoring v realnem času}}{\text{skupna instalirana moč vseh istovrstnih virov priključenih na distribucijsko omrežje}}$$

$w_{DER-Mon,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja: $\sum_{i=1}^3 w_{DER-Mon,i} = 1$.

- 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 direktno na distribucijsko omrežje priključeni v omrežje ($i = 3$), nastavljanje delovne in jalove moči s strani operaterja za hranilnike električne energije, ki so direktno na distribucijsko omrežje 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 ($i = 7$).

$$KPI_{P-V} = \sum_{i=1}^7 w_{V,i} \cdot KI_{V,i}$$

$$KI_{V,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja, ki so sposobni sprejeti reference od operaterja in se nanje odzvati}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$$

$w_{V,i}$ 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} , KI_{P-T} in KI_{P-AUO} .

$$KPI_{P-A} = w_{AN} \cdot KI_{AN} + w_{AC} \cdot KI_{AC} + w_{TAU} \cdot KI_{TAU} + w_{P-T} \cdot KI_{P-T} + w_{P-AUO} \cdot KI_{P-AUO}$$

w_{AN} , w_{AC} , w_{TAU} , w_{P-T} in w_{P-AUO} 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 v lasti operaterja, ki sodelujejo v aktivnem upravljanju omrežja¹¹ glede na vse vodljive naprave v omrežju, s katerimi upravlja distribucijski operater¹². Pri tem se štejejo naslednje 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 direktno na distribucijsko omrežje priključeni v omrežje ($i = 3$), nastavljanje delovne in jalove moči s strani operaterja za hranilnike električne energije, ki so direktno na distribucijsko omrežje 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 ($i = 7$).

$$KI_{AN} = \sum_{i=1}^7 w_{AN,i} \cdot KI_{AN,i}$$

$$KI_{AN,i} = \frac{\text{Število vodljivih elementov omrežja v lasti distribucijskega operaterja, ki sodelujejo v aktivnem upravljanju omrežja}}{\text{Število vseh vodljivih elementov omrežja v lasti operaterja}}$$

$w_{AN,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^7 w_{AN,i} = 1$.

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].

$$KI_{TAU} = \begin{cases} \frac{1}{n} \frac{1}{t} \sum_{i=1}^n KI_{TAU,i}, & KI_{AC} > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

$$KI_{TAU,i} = \text{Čas trajanja aktivacije posamezne naprave, ki sodeluje v aktivnem upravljanju omrežja [h]}$$

¹¹ Sodelovanje v aktivnem upravljanju omrežja pomeni, da se elementi omrežja in uporabniki omrežja v ustreznih časovnih intervalih odzivajo na posredovane krmilne signale in referenčne vrednosti s strani operaterja.

¹² Primer je nameščen transformator OLTC, ki je daljinsko vodena naprava pa ni vključena v procese aktivnega upravljanja, ki večinoma temeljijo na odločanju blizu ali v realnem času. Razlog je lahko nezmožnost odzivanja naprave v ustreznih časovnih intervalih ali (trenutna) ne-uporaba naprave v aktivnem upravljanju omrežja.

Kazalnik za poznavanje topologije NN omrežja KI_{P-T} spremlja delež TP v omrežju, za katere je topologija podrednega NN omrežja učinkovito informacijsko upravljana¹³ 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 blizu realnega časa.

Štejejo izključno posredovane omejitve moči, ki so določene blizu realnega časa na podlagi upoštevanja obratovalnega stanja omrežja in sprotnega napovedovanja.

$$KI_{P-AUO} = \frac{\text{Število omejitev moči pod mejo priključne moči}}{\text{Število vseh začasnih omejitev}}$$

Število vseh začasnih omejitev vključuje vse določene tovrstne omejitve, ki nastopajo v izmenjavi podatkov s ponudnikom storitev oziroma drugimi upravičenci na podlagi sistemskih obratovalnih navodil torej tudi tiste, ki niso bile določene na podlagi obratovalnega stanja blizu realnega časa oziroma sprotnega napovedovanja temveč v naprej, na podlagi dolgoročnejshe ocene obratovalnega stanja.

- 4) **Ključni kazalnik pripravljenosti za uporabo prožnosti** KPI_{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} in KI_{AI} pri čemer se vrednosti indikatorjev iz pogoja izračunajo na sledeč način.

$$KPI_{P-P} = w_{P-PP} \cdot KI_{P-PP} + w_{P-EP} \cdot KI_{P-EP} + w_{P-PPP} \cdot KI_{P-PPP} + w_{P-IP} \cdot KI_{P-IP} + w_{AI} \cdot KI_{AI}$$

w_{P-PP} , w_{P-EP} , w_{P-PPP} , w_{P-IP} in w_{AI} predstavljajo pripadajoče uteži, tako da je:

$$w_{P-PP} + w_{P-EP} + w_{P-PPP} + w_{P-IP} + w_{AI} = 1$$

KI_{P-PP} vrednoti delež pogodb, v okviru katerih je distribucijski operater dogovoril vodenje ali omejevanje porabe oziroma proizvodnje (npr. pogodba o priključitvi, pogodba o uporabi sistema ali dodatna nestandardna pogodba):

¹³ Učinkovito upravljanje topologije NN omrežja pomeni, da so realni modeli NN omrežja integrirani v sisteme upravljanja kot so SCADA, ADMS, GIS in da se na podlagi modelov izvaja odločanje v procesih aktivnega upravljanja omrežja.

$$KI_{P-PP} = \frac{\text{Število pogodb z vključeno prožnostjo odjemalca}}{\text{Število vseh pogodb o uporabi sistema}},$$

število vseh pogodb o uporabi sistema ≤ število uporabnikov sistema

Pri normalizaciji kazalnika KI_{P-PP} se upoštevajo pogodbe o priključitvi oziroma pogodbe o uporabi sistema, če so že zamenjale prvo navedene.

KI_{P-EP} vrednoti delež trgov s prožnostjo, na katerih je aktiven distribucijski operater (trgi vključujejo tudi lokalne trge s prožnostjo, vključno s »peer-to-peer« trgi, ki omogočajo sodelovanje distribucijskega operaterja):

$$KI_{P-EP} = \frac{\text{Število trgov s povpraševanjem po prožnosti s strani operaterja}}{\text{Število vseh trgov s prožnostjo za operaterja}}$$

KI_{P-PPP} vrednoti delež storitev prožnosti, za katere je distribucijski operater opredelil produkte prožnosti in k so uporabljeni pri nabavi prožnosti na tržni način (aktivni produkti¹⁴):

$$KI_{P-PPP} = \frac{\text{Število storitev prožnosti z aktivnimi produkti (na trgu)}}{\text{Število definiranih storitev prožnosti}}$$

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, ki te možnosti nudijo¹⁵. Štejejo platforme v upravljanju zadevnega operaterja in 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):

$$KI_{AI} = \frac{\text{število B2B integracij s platformami za trgovanje s prožnostjo}}{\text{število vseh platform za trgovanje s prožnostjo}}$$

Agencija na svojih spletnih straneh do 28. februarja tekočega leta objavi seznam platform, ki jih na podlagi razpoložljivih informacij opredeli kot primerne za sodelovanje distribucijskega operaterja in omogočajo B2B podatkovno integracijo. Agencija lahko prilagodi seznam na podlagi utemeljene zahteve distribucijskega operaterja.

¹⁴ Šteje vsako povpraševanje na podlagi določenega produkta na tržni način (ni nujno, da je na podlagi povpraševanja tudi sklenjen posel).

¹⁵ Zagotovljena mora biti vsaj minimalna raven B2B integracije, ki jo opredeli upravljavec platforme.

- 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 ravni merilnih točk¹⁶. Pomeni delež merilnih točk zadevnih odjemalcev glede na skupno število merilnih točk vseh nemerjenih odjemalcev.

$$KI_{P-MO} = \frac{\text{Število merilnih točk sistemsko nemerjenih odjemalcev v merjenem odjemu}}{\text{Število vseh merilnih točk v nemerjenemu odjemu}}$$

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 z vidika omogočanja uporabe teh meritev.

$$KI_{P-SM} = \begin{cases} 1, & \frac{\text{Število merilnih mest podrednih meritev za napredne storitve}}{\text{Število vseh merilnih mest na prevzemno predajnih mestih}} > 0 \\ 0, & \frac{\text{Število merilnih mest podrednih meritev za napredne storitve}}{\text{Število vseh merilnih mest na prevzemno predajnih mestih}} \leq 0 \end{cases}$$

Med podredne meritve ne štejejo meritve na proizvodni enoti uporabnika, temveč le merilna mesta, vzpostavljena za potrebe deljene dobave in agregacije.

Podatki iz merilnih točk, povezanih s podrednimi meritvami, morajo biti upravljani s strani distribucijskega operaterja in uporabljeni v procesih obračuna storitev (dobava energije, prožnost) na standardiziran način (zagotovljena mora biti standardizirana identifikacija itd.).

¹⁶ na podlagi normativov v upravljanju distribucijskega operaterja (npr. SONDSEE) ali na podlagi določil drugih podzakonskih aktov

III. Ključni kazalniki učinkovitosti

A) **Ključni kazalnik za izkoriščanje prožnosti** KPI_F meri realizirano uporabo prožnosti in 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 moč¹⁷ 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).

$$KI_{FEPmax,i} = \begin{cases} \frac{\text{Največja skupna moč realizirane prožnosti na} \\ \text{podlagi aktivacij v eni uri}}{\text{Nazivna moč elementa}}, & KI_{P-PP} > 0 \vee (KI_{P-EP} > 0 \wedge KI_{P-PPP} > 0), \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

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 posamezen 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).

¹⁷ Nazivna (tudi naznačena, imenska, ...) moč elementa, na katerem je bila realizirana prožnost, pomeni nazivno navidežno moč podano s strani proizvajalca v VA. V kolikor je v TP (RTP) več transformatorjev vezanih vzporedno se upošteva projektirana moč takšne skupine transformatorjev za dotično TP (RTP).

$$KI_{FEW,i,a} = \begin{cases} \frac{\text{Realizirana količina energije prožnosti na} \\ \text{podlagi aktivacije}}{\text{Prenesena energija na} \\ \text{posameznem elementu}}, & KI_{P-PP} > 0 \vee (KI_{P-E} > 0 \wedge KI_{P-PP} > 0), \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

$$KI_{FEW} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n m_i} \sum_{i=1}^n \sum_{a=1}^{m_i} KI_{FEW,i,a}$$

$KI_{FIPmax,i}$ 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 posamezen 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 (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 trg s prožnostjo, na katerem sodeluje operater. Pri tem n

označuje število trgov, i označuje posamezen trg, kjer se trguje z zadevnim produktom.

$$KI_{FL,j,i} = \begin{cases} \frac{\text{Obseg trgovanja s prožnostjo}}{\text{Obseg povpraševanja po prožnosti}}, & KI_{P-EP} > 0 \wedge KI_{P-PP} > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

Obseg povpraševanja po prožnosti je količina moči oziroma energije po kateri povprašuje distribucijski operater v opazovanem obdobju. Vrednost kazalnika $KI_{FL,j,i}$ je omejena z vrednostjo 1, saj ne prihaja do sekundarnega trgovanja, kvečjemu do sproščanja s poslom rezerviranih količin.

Za vsak posamezen produkt j se izračuna povprečna likvidnost produkta na vseh trgih $KI_{FL,j}$ kot:

$$KI_{FL,j} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n KI_{FL,j,i}, j \in 1, 2, \dots, m$$

Kazalnik KI_{FLr} se izračuna kot tehtan kompozit povprečnih likvidnosti posameznih produktov.

$$KI_{FLr} = \sum_{j=1}^m w_{FL,j} \cdot KI_{FL,j}$$

$$\sum_{j=1}^m w_{FL,j} = 1$$

B) Ključni kazalnik učinkovitosti za izkoriščenost zmogljivosti omrežja

KPI_{II} spremlja povprečno obremenitev omrežnih elementov glede na njihovo največjo dovoljeno obremenitev. Kazalnik se spremlja ločeno za transformatorje VN/SN ($v = 1$) in transformatorje SN/NN ($v = 2$) z uporabljenim dinamičnim določanjem termičnih zmogljivosti DTR (Dynamic Thermal Rating) ($KI_{IIv,d}$) in tiste brez DTR ($KI_{IIv,n}$).

$$KPI_{II} = \sum_{v=1}^2 w_{IIv} \cdot KI_{IIv}$$

w_{IIv} sta pripadajoči uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^2 w_{IIv} = 1$

$$KI_{II1} = w_{II1,d} \cdot KI_{II1,d} + w_{II1,n} \cdot KI_{II1,n}$$

$$KI_{II2} = \begin{cases} w_{II2,d} \cdot KI_{II2,d} + w_{II2,n} \cdot KI_{II2,n}, & \frac{\text{Število TR opremljenih s sumarnimi števci}}{\text{Število vseh TR}} > 0,5, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

$w_{IIv,d}$ in $w_{IIv,n}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $w_{IIv,d} + w_{IIv,n} = 1$.

Za vsak posamezen transformator i se kazalnik določi na podlagi 96 največjih odbirkov 15-minutnih obremenitev v koledarskem letu, pri čemer m označuje število vseh transformatorjev.

$$KI_{Iv,n} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m KI_{Iv,n,i}$$

$$KI_{Iv,n,i} = \frac{1}{96} \frac{\sum_{k=1}^{96} P_k}{S_i}$$

Pri tem P_k predstavlja k -ti odbirek 15-minutne delovne moči transformatorja (tj. ena od 96 koničnih obremenitev v koledarskem letu) in S_i pa nazivno navidezno moč transformatorja.

$$KI_{Iv,d} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m KI_{Iv,d,i}$$

$$KI_{Iv,d,i} = \frac{1}{96} \sum_{k=1}^{96} \frac{P_k}{P_{dtr,k}}$$

Pri tem je P_k enako kot zgoraj, $P_{dtr,k}$ pa je dinamično določena termična zmogljivost transformatorja v času k -tega odbirka.

- C) **Ključni kazalnik učinkovitosti za zmogljivost gostovanja**¹⁸ 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.

$$KI_{GP} = \frac{\text{Skupna dodatna moč proizvodnje, ki jo lahko sprejme omrežje z aktivnimi elementi}}{\text{Skupna moč proizvodnje, ki jo lahko sprejme omrežje brez aktivnih elementov}}$$

$$KI_{GO} = \frac{\text{Skupna dodatna moč odjema, ki jo lahko sprejme omrežje z aktivnimi elementi}}{\text{Skupna moč odjema, ki jo lahko sprejme omrežje brez aktivnih elementov}}$$

$$KPI_G = w_{GP} \cdot KI_{GP} + w_{GO} \cdot KI_{GO} + w_{NHC_NN} \cdot KI_{NHC_NN}, KPI_{P-PP} > 0$$

¹⁸ Zmogljivost gostovanja se nanaša na sposobnost omrežja sprejeti elemente.

w_{GP} , w_{GO} in $w_{NHC_{NN}}$ so pripadajoče uteži, tako da je:

$$w_{GP} + w_{GO} + w_{NHC_{NN}} = 1$$

Kazalnik priključne zmogljivosti distribucijskega NN omrežja KI_{NH_NN} izračunava povprečno priključno zmogljivost za vire (priključevanje sončnih elektrarn ...) in za bremena (priključevanje toplotnih črpalk, električnih vozil, aktivnega odjema ...). 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 razpršene 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 oziroma bremen, 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 agencije¹⁹, predlagana metoda pa se npr. z določenimi modifikacijami lahko uporabi tudi za namene proučevanja zmožnosti priključevanja toplotnih črpalk in električnih avtomobilov v distribucijska omrežja, prav tako pa tudi aktivnih odjemalcev.

Opomba: pogoj za izračun kazalnika so dosežen skupen dogovor o uporabi najbolj ustrezne metode za izračun NHC na ravni distribucije, ki je usklajen z agencijo²⁰ in zagotovljeni referenčni modeli vseh vrst obstoječih NN omrežij na področju posameznega distribucijskega podjetja oziroma distribucijskega operaterja.

- D) Ključni kazalnik učinkovitosti za raven integracije razpršenih virov v omrežje** KPI_{IR} spremlja delež števila (KI_{IRn}) in delež priključne moči (KI_{IRp}) razpršenih elementov, ki so priključeni na omrežje v obdobju 25 mesecev²¹ od prejete zahteve za izdajo soglasja za priključitev (SZP), pri čemer se štejejo tudi viri, ki so priključeni za PPM (notranja inštalacija

¹⁹ <https://www.agen-rs.si/documents/10926/37376/Metodologija-in-primer-izra%C4%8Duna-KPI-Pove%C4%8Danje-dele%C5%BEa-razpr%C5%A1enih-virov-v-omre%C5%BEju/e1b42ed6-3947-4cbe-b783-1bdd5e6a7fcd>

²⁰ Izbrana metoda za izračun NHC se lahko po naročilu implementira v ADMS

²¹ Obdobje v katerem je zelo verjetno, da je naložba izvedena in je sklenjena pogodba o uporabi sistema

uporabnika, ne glede na način priključitve – samooskrba ipd.)²². Posamezni kazalniki se spremljajo ločeno za posamezne vrste elementov: obnovljive vire energije ($i = 1$), druge razpršene vire energije²³ ($i = 2$), hranilnike električne energije ($i = 3$), polnilnice za električna vozila ($i = 4$).

$$KPI_{IR} = w_{IRn} \cdot KI_{IRn} + w_{IRp} \cdot KI_{IRp}$$

w_{IRn} in w_{IRp} sta pripadajoči uteži, tako da velja $w_{IRn} + w_{IRp} = 1$

$$KPI_{IRn} = \sum_{i=1}^4 w_{IRn,i} \cdot KI_{IRn,i}$$

$$KPI_{IRp} = \sum_{i=1}^4 w_{IRp,i} \cdot KI_{IRp,i}$$

$$KI_{IRn,i} = \frac{\text{Število integriranih razpršenih virov}}{\text{Število vseh prejetih zahtev za izdajo SZP za razpršene vire}}$$

$$KI_{IRp,i} = \frac{\text{Skupna priključna moč istovrstnih razpršenih virov integriranih v omrežje}}{\text{Skupna priključna moč virov vseh prejetih zahtev za izdajo SZP}}$$

$w_{IRn,i}$ in $w_{IRp,i}$ so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$\sum_{i=1}^4 w_{IRn,i} = 1 \quad \text{in} \quad \sum_{i=1}^4 w_{IRp,i} = 1.$$

Zaradi upoštevanja časovnega okna se kazalnik izračunava na kumulativnih podatkih (štejejo vse prejete zahteve za izdajo SZP od začetka izdajanja soglasij do zadnjega dneva koledarskega leta na katerega se nanaša izračun kazalnika, prav tako štejejo vsi integrirani razpršeni viri od začetka priključevanja le-teh).

E) Ključni kazalnik učinkovitosti za izkoriščanje potenciala²⁴ razpršenih elementov pri aktivnem vodenju omrežja 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).

$$KPI_{IAR} = w_{IARo} \cdot KI_{IARo} + w_{IARd} \cdot KI_{IARd}$$

w_{IARo} in w_{IARd} pomenita pripadajoči uteži, tako da je:

²² Podatki iz evidenc na podlagi podatkov zahtevanih v standardiziranih obrazcih kot so »Enotna vloga« oziroma za priključene vire iz ustreznih pogodb o uporabi sistema ipd.

²³ Če vira ni mogoče uvrstiti med OVE skladno s 14. točko prvega odstavka 3. člena ZSROVE, se slednji obravnava kot drug vir.

²⁴ Integracija virov se nanaša na vključitev elementov v aktivno vodenje omrežja.

$$w_{IARo} + w_{IARd} = 1$$

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 ($i = 4$), polnilnice za električna vozila ($i = 5$).

$$KI_{IARo} = \sum_{i=1}^5 w_{IARo,i} \cdot KI_{IARo,i}$$

$$KI_{IARd} = \sum_{i=1}^5 w_{IARd,i} \cdot KI_{IARd,i}$$

$KI_{IARo,i}$ zajema zgolj tiste elemente, ki so v neposrednem upravljanju operaterja.

$$KI_{IARo,i} = \frac{\text{Skupna priključna moč istovrstnih aktivnih elementov v upravljanju operaterja, ki sodelujejo v obratovanju omrežja}}{\text{Skupna priključna moč vseh istovrstnih elementov v omrežju}}$$

$KI_{IARd,i}$ zajema zgolj tiste elemente, ki so v neposrednem upravljanju drugih entitet in so bili predhodno kvalificirani pri operaterju.

$$KI_{IARd,i} = \frac{\text{Skupna priključna moč istovrstnih aktivnih elementov v upravljanju drugih entitet, ki sodelujejo v obratovanju omrežja}}{\text{Skupna priključna moč vseh istovrstnih elementov v omrežju}}$$

w_{IARo} in w_{IARd} 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}

Ključni kazalnik učinkovitosti za izgube na distribucijskem sistemu KPI_{izgD} se izračunava kot sprememba deleža izgub glede na predhodno leto.

$$KI_{izgt} = \frac{W_{izg_dist}}{W_{dist}}$$

$$KPI_{izgD} = - \frac{KI_{izgt} - KI_{izgt-1}}{KI_{izgt-1}}$$

kjer oznake pomenijo:

KI_{izgt} kazalnik spremembe izgub v letu t ;

KPI_{izgD} ključni kazalnik učinkovitosti za izgube;

$W_{izg_dis_t}$	količine izgub električne energije na distribucijskem sistemu v letu t ;
W_{dis_t}	količina izmerjene električne energije pri končnih odjemalcih in uporabnikih sistema, ki shranjujejo energijo in jo ponovno oddajajo v sistem, na distribucijskem sistemu v letu t ;
t	leto za katero se izračunava kazalnik.

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 aktivno spremljanje stanja operabilnosti sredstev** KPI_L utežen kompozit kazalnikov za razmerje števila (KI_{Ln}) in vrednosti (KI_{Lv}) elementov omrežja, ki so bili zamenjani na osnovi aktivnega spremljanja stanja elementa glede na število in vrednost vseh istovrstnih elementov. Kazalnik se določi za transformatorje ($i = 1$) in odklopnike ($i = 2$).

$$KPI_L = w_{Ln} \cdot KI_{Ln} + w_{Lv} \cdot KI_{Lv}$$

w_{Ln} in w_{Lv} sta pripadajoči uteži, tako da velja $w_{Ln} + w_{Lv} = 1$.

$$KI_{Ln} = \sum_{i=1}^2 w_{Ln,i} \cdot KI_{Ln,i}, \text{ kadar } KPI_{P-LS} > 0$$

$$KI_{Ln,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov, ki so bili zamenjani na osnovi aktivnega spremljanja stanja elementa}}{\text{Skupno število vseh zamenjanih istovrstnih elementov}}$$

$w_{Ln,i}$ predstavlja pripadajoči uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^2 w_{Ln,i} = 1$.

$$KI_{Lv} = \sum_{i=1}^2 w_{Lv,i} \cdot KI_{Lv,i}, \text{ kadar } KPI_{P-LS} > 0$$

$$KI_{Lv,i} = \frac{\text{Vrednost istovrstnih elementov, ki so bili zamenjani na osnovi aktivnega spremljanja stanja elementa}}{\text{Skupna vrednost vseh zamenjanih istovrstnih elementov}}$$

$w_{Lv,i}$ predstavlja pripadajoči uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^2 w_{Lv,i} = 1$.

- H) **Ključni kazalnik učinkovitosti za kakovost napetosti na distribucijskem sistemu** KPI_{VQD} se izračunava kot tehtan kompozit kazalnikov KI_{VQ_SN} in KI_{VQ_NN} .

$$KPI_{VQD} = w_{VQ_{SN}} \cdot KI_{VQ_{SN}} + w_{VQ_{NN}} \cdot KI_{VQ_{NN}}$$

$w_{VQ_{SN}}$ in $w_{VQ_{NN}}$ predstavljata pripadajoči uteži, tako da je:

$$w_{VQ_{SN}} + w_{VQ_{NN}} = 1$$

Kazalnik $KI_{VQ_{SN}}$ se izračunava na podlagi stalnega monitoringa kakovosti napetosti v skladu s SIST EN 50160 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 $t-2$, $t-1$, in t .

$$KI_{VQ_{SN}t-j} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (NT_{Vi,t-j} + NT_{Fi,t-j} + NT_{Hi,t-j})}{\sum_{i=1}^n (T_{Vi,t-j} + T_{Fi,t-j} + T_{Hi,t-j})}, \quad j = 0, \dots, 2;$$

$$KI_{VQ_{SN}} = \frac{1}{3} \sum_{j=0}^2 \frac{(KI_{VQ_{SN}t-j} - KI_{VQ_{SN}t-j-1})}{KI_{VQ_{SN}t-j-1}},$$

kjer oznake pomenijo:

$KI_{VQ_{SN}t-j}$	kazalnik kakovosti napetosti v letu $t-j$;
$KPI_{VQ_{SN}}$	kazalnik kakovosti napetosti;
$NT_{Vi,t-j}, NT_{Fi,t-j}, NT_{Hi,t-j}$	število tednov v koledarskem letu $t-j$, v katerih posamezna karakteristika kakovosti napetosti v merilni točki i ni v skladu z zahtevami standarda;
$T_{Vi,t-j}, T_{Fi,t-j}, T_{Hi,t-j}$	število tednov v koledarskem letu $t-j$, za katere so posamezne karakteristike kakovosti napetosti v merilni točki i odčitane in verodostojne;
n	število merilnih točk;
t	leto regulativnega okvira za katerega se izračunava kazalnik parameter.

Kazalnik skladnosti napetosti na NN ravni $KI_{VQ_{NN}}$ se izračuna kot razlika indeksov v letih t in $t-1$ in je lahko negativen.

$$KI_{VQ_{NN}} = \begin{cases} \text{Indeks skladnosti } SM_{NN,t} - \text{Indeks skladnosti } SM_{NN,t-1}, & \frac{\text{Število TR opremljenih s sumarnimi števci}}{\text{Število vseh TR sicer.}} > 0,5, \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

Za NN se pri izračunu indeksa za leto t 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.

I) 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:

$$KI_{OPSI} = \begin{cases} 0 & \dots \text{ne zagotavlja podatkovnih zbirk OPSI} \\ 0,2 & \dots \text{zagotavlja minimalni nabor podatkovnih zbirk OPSI} \\ 0,5 & \dots \text{zagotavlja osnovni nabor podatkovnih zbirk OPSI} \\ 1,0 & \dots \text{zagotavlja naprednejši nabor podatkovnih zbirk OPSI} \end{cases}$$

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 KI_{PS-N} meri raven zagotavljanja nabora brezplačnih in plačljivih nadstandardnih storitev na nacionalnem podatkovnem vozlišču:

$$KI_{PS-NS} = \begin{cases} 0 \dots \text{ne zagotavlja nadstandardnih storitev} \\ 0,4 \dots \text{zagotavlja minimalni nabor nadstandardnih storitev} \\ 0,7 \dots \text{zagotavlja napredni nabor nadstandardnih storitev} \\ 1,0 \dots \text{zagotavlja naprednejši nabor nadstandardnih storitev z brezplačnimi storitvami} \end{cases}$$

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 tehničnih, funkcionalnih zahtev in zahtev po interoperabilnosti na ravni lokalnega dostopa do podatkov o porabi v realnem času (I1 vmesnik na pametnem števcu) za aktivne odjemalce.

$$KI_{LA-SM} = \frac{\text{Število merilnih mest na PPM s skladnim lokalnim dostopom do merilnih podatkov v realnem času}}{\text{Število vseh merilnih mest na PPM aktivnih odjemalcev}}$$

MM na PPM aktivnih odjemalcev so tista MM (oziroma pripadajoče merilne naprave), ki so iz vidika meritev prevzema ali oddaje energije vključena v

zagotavljanje storitev prožnosti ne glede na uporabnika prožnosti in ne glede na uporabljen način dostopa do prožnosti.

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 ²⁵ .
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.
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 ²⁶ . 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 sistemskega operaterja.

I. Ključni kazalniki pripravljenosti

- 1) **Ključni kazalnik pripravljenosti za aktivno spremljanje stanja operabilnosti sredstev** KPI_{P-LS} spremlja delež elementov omrežja, za katere je omogočeno aktivno spremljanje njihovega stanja v smislu spremljanja življenjske dobe. Na osnovi zabeleženih podatkov se lahko presodi, ali je element potrebno zamenjati pred/ob/po potekom življenjske dobe, ki jo poda proizvajalec. Kazalnik se določi za transformatorje ($i = 1$) in odklopnike ($i = 2$).

²⁵ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Slimme_meter_15_a727fce1f1.pdf

²⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/bat_wp4_bref_smart-metering_systems_final_deliverable.pdf

$$KPI_{P-LS} = \sum_{i=1}^2 w_{P-LS,i} \cdot KI_{P-LS,i}$$

$w_{P-LS,i}$ sta pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^2 w_{P-LS,i} = 1$.

$$KI_{P-LS,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov omrežja z aktivnim spremljanjem stanja}}{\text{Število vseh istovrstnih elementov omrežja}}$$

Pogoj za izračun kazalnika je, da informacijski sistem elektrooperaterja ali distribucijskega podjetja, ki je namenjen za aktivno spremljanje stanja elementov omrežja, vključuje vse elemente omrežja, ki se štejejo v števec zgornje formule in da se tem elementom spremljajo parametri, ki so relevantni za življenjsko dobo elementa²⁷. Relevantne procese in vidike implementacije opisuje strokovna podlaga »ISO series 55000 standards: Implementation and information guidelines for utilities²⁸«.

2) Koordinacija med elektrooperaterjema na področju uporabe storitev prožnosti

Kazalnik uspešnosti KPI_{TSO-D} meri raven skladnosti implementacije koordinacije med elektrooperaterjema na področju uporabe prožnosti s standardi in koncepti, ki omogočajo učinkovito izvajanje koordinacije:

$$KI_{IDE-Interop} = \begin{cases} 0 & \dots \text{izmenjava podatkov ne temelji na odprtih standardih} \\ 1 & \dots \text{izmenjava podatkov temelji na odprtih standardih} \end{cases}$$

V okvir izmenjave podatkov štejejo vsi podatki potrebni za vzpostavitev učinkovitega aktivnega upravljanja sistemov na področju storitev prožnosti. Pristop, ki opredeljuje domeno podatkovne izmenjave je opredeljen v publikaciji konzorcija CEDEC, E.DSO, ENTSO-E, EURELECTRIC in GEODE, »TSO-DSO Report: An integrated approach to active system management«²⁹. Pri implementaciji morajo biti upoštevane tudi zahteve veljavnih izvedbenih aktov in kodeksov na ravni EU (po preteku prehodnih obdobja za implementacijo). Operater mora izračun kazalnika utemeljiti z opisom načina implementacije. Agencija priznava maksimalno vrednost kazalnika, če so izpolnjeni zahtevani kriteriji vsaj za ključne podatkovne izmenjave v zadevnem procesu in implementacija kot celota zagotavlja učinkovito izvajanje koordinacije (vidiki kakovosti podatkov, zagotavljanja pravočasne razpoložljivosti podatkov za nadaljnjo obdelavo in odločanje itd.).

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.

²⁷ npr. za odklopnik se ob stikalni manipulaciji beleži tok v trenutku manipulacije

²⁸ <https://e-cigre.org/publication/787-iso-series-55000-standards-implementation-and-information-guidelines-for-utilities>

²⁹ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf

$$KI_{CP-Forecas} = \begin{cases} 0 & \dots \text{brez skupne platforme za koordinacijo omrežja} \\ 1 & \dots \text{skupna platforma za koordinacijo omrežja} \end{cases}$$

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 posamezen 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:

$$KPI_{TSO-D} = w_{IDE} \cdot KI_{IDE-Interop} + w_{CP-F} \cdot KI_{CP-Forecast} + w_{CP-} \cdot KI_{CP-Other}$$

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) Kibernetika varnost

KPI (S_{PS}^*) vrednoti pripravljenost na kibernetiko varnost za distribucijskega operaterja in sistemkega operaterja.

Uporabljeni pojmi³⁰:

³⁰ Taksonomija NOKI (Nacionalni načrt odzivanja na kibernetike incidente) in EPRI (Electric Power Research Institute)

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 in ožičeno omrežje IKT poslovne oziroma procesne informatike;
perimeter omrežja	meja (internega) omrežja z drugim (internim) omrežjem (podjetja) oziroma zunanjim (javnim) omrežjem in obratno;
varnostni incident	je vsak dogodek, ki ima dejanski negativen učinek na varnost omrežij in informacijskih sistemov;
varnostni dogodek	zaznane kibernetске aktivnosti, ki nimajo vpliva na omrežja in informacijske sisteme oziroma informacijske storitve zavezancev za katere je verjetno, da se lahko stopnjujejo v incidente oz. preidejo v višjo stopnjo (kibernetске grožnje), npr. DoS in DDoS;
končna točka	je vsaka naprava, povezana v omrežje IKT. To je naprava s katero se omrežje IKT zaključi, npr. namizni računalniki, delovne postaje, strežniki, prenosne oziroma mobilne naprave in internet stvari (IoT). Končne točke niso npr. omrežni usmerjevalniki, omrežna stikala, omrežni prehodi, požarni zidovi in omrežni razdelilniki obremenitve;
dostopna točka	je točka javnega oziroma zasebnega omrežja, kjer se stikajo omrežja posameznih ponudnikov internetnih storitev v kateri vzpostavlja pogodbeno razmerje ponudnik internetnih storitev (ISP) in naročnik, da se zagotovi internetno povezljivost;
kibernetška grožnja	možnost zlonamernega poskusa poškodovanja ali prekinitve računalniškega omrežja, sistema, storitev in podatkov;
S_{mera}	identifikator strateškega kazalnika;
T_{mera}	identifikator taktičnega kazalnika;
O_{mera}	identifikator operativnega kazalnika.

Kot ključni kazalnik uspešnosti nadzorstev v kibernetški varnosti pri varovanju prenosnega in distribucijskega omrežja oz. njegovega dela, ki je lahko pametno omrežje, se uporabi strateški kazalnik uspešnosti S_{PS}^* . S_{PS}^* predstavlja metriko (v nadaljevanju mero), s katero se vrednoti uspešnost nabora nadzorstev za kibernetško 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}^* ($W_{MTBI} = 1$);

W_{mera} faktor utežitve ključnega kazalnika;

T_{mera}^* mera taktičnega ključnega kazalnika.

Povprečen čas med incidenti OI_{MTBI}^* se upošteva z naslednjim izrazom:

$$Rezultat_{MTBI} = PRezultat(OI_{MTBI}^*, Max_{MTBI}, Min_{MTBI}) = \frac{OI_{MTBI}^* - Min_{MTBI}}{Max_{MTBI} - Min_{MTBI}}; \quad Max_{MTBI} > Min_{MTBI}$$

pri čemer sta:

$$Min_{MTBI} = 0;$$

$$Max_{MTBI} = 100;$$

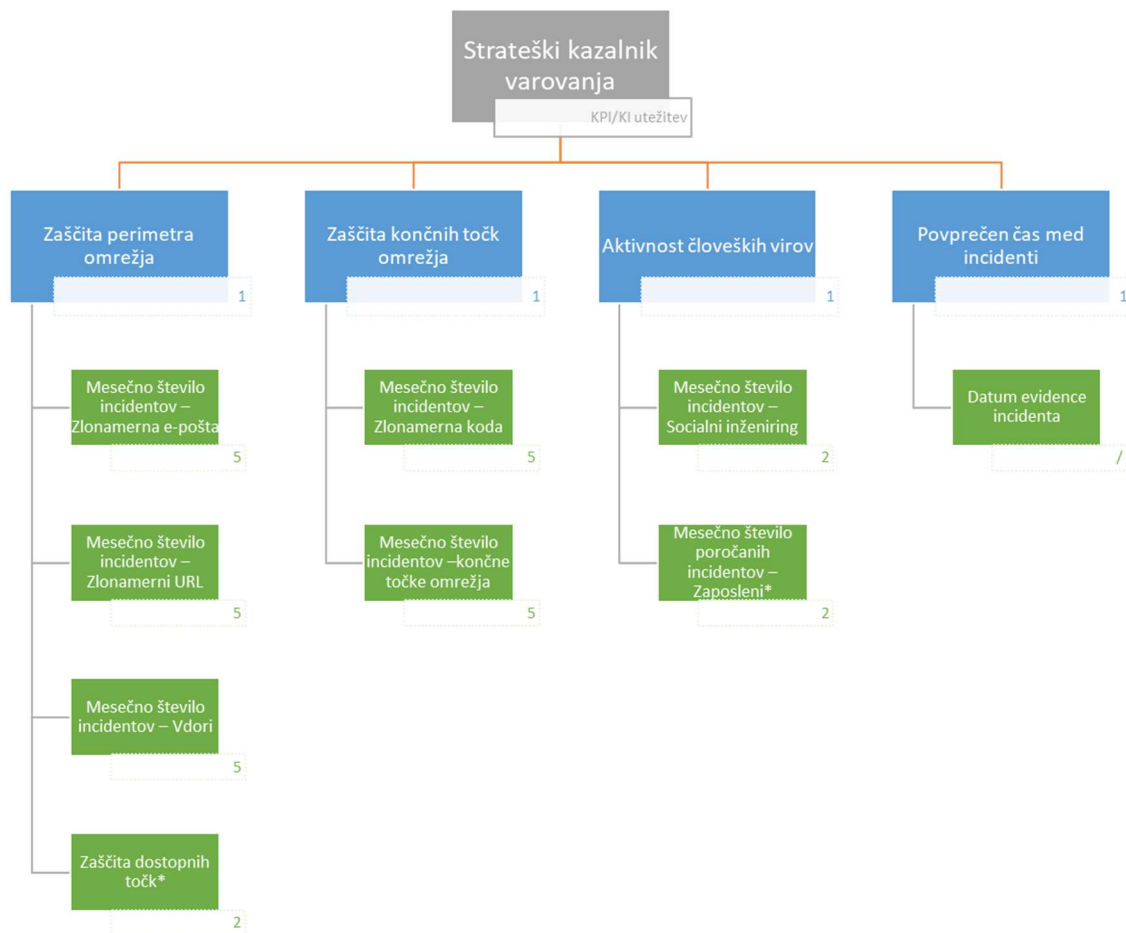
in kjer je,

OI_{MTBI}^* povprečen čas med incidenti (v dnevih);

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 utežitev 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 uspešnost nadzora zaščite perimetra omrežja. Varnostna nadzorstva, ki so vzpostavljena za zaščito perimetra omrežja, se vrednotijo prek podrejenih kazalnikov vpliva glede na uspešnost zaznave dogodkov oz. incidentov. Podrejeni kazalniki se utežijo glede na njihov vpliv. Incidenti oz. dogodki 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.):

$$T_{NPPS}^* = \frac{\sum Rezultat_{mera} \cdot W_{mera}}{\sum W_{mera}} \cdot C;$$

T_{NPPS}^* določajo kazalniki $OI_{mera} = (OI_{MCME}, OI_{MCMU}, OI_{MCNP})$ in $ON_{mera} = (ON_{MAPS}^*)$, ki se upoštevajo z naslednjima izrazoma:

$$Rezultat_{mera} = NRezultat(OI_{mera}, Max_{mera}, Min_{mera}) = \frac{Max_{mera} - OI_{mera}}{Max_{mera} - Min_{mera}}; Max_{mera} > Min_{mera}$$

$$Rezultat_{mera} = PRezultat(ON_{mera}, Max_{mera}, Min_{mera}) = \frac{ON_{mera} - Min_{mera}}{Max_{mera} - Min_{mera}}; Max_{mera} > Min_{mera}$$

pri čemer so:

$$W_{mera} = (W_{MCME}, W_{MCMU}, W_{MCNP}, W_{MAPS});$$

$$Min_{MCME} = Min_{MCMU} = Min_{MCNP} = Min_{MAPS} = 0;$$

$$Max_{MCME} = Max_{MCMU} = Max_{MCNP} = 30;$$

$$Max_{MAPS} = 10;$$

kjer je,

W_{mera} faktor utežitve ključnega kazalnika;

OI_{mera} mesečno število incidentov;

ON_{mera} mesečno število dogodkov oz. incidentov;

Max_{mera}/Min_{mera} največja/najmanjša vrednost mere;

OI_{MCME} OI_{mera} zaradi zlonamerne e-pošte ($W_{MCME} = 5$);

OI_{MCMU} OI_{mera} zaradi zlonamernega URL ($W_{MCMU} = 5$);

OI_{MCNP} OI_{mera} zaradi omrežnih vdorov ($W_{MCNP} = 5$);

ON_{MAPS}^* ON_{mera} zaradi omrežnih napadov z onemogočanjem – DoS/DDoS ($W_{MAPS} = 2$).

- Kazalnik OI_{MCME} se izračuna iz poprečja incidentov zaradi zlonamerne pošte v koledarskem letu:

$$OI_{MCME} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MEŠtevec_m}{12};$$

$MEŠtevec_m = Štej(i.I11 = True)$, pri čemer nastopi .I01 v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCMU} se izračuna iz poprečja incidentov zaradi zlonamernih URL v koledarskem letu:

$$OI_{MCMU} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MUŠtevec_m}{12};$$

$MUŠtevec_m = Štej(i.I12 = True)$, pri čemer nastopi .I01 v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCNP} se izračuna iz 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 .I01 v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

kjer je,

I število vnosov v tabeli incidentov (glede na taksonomijo);

i. Išt kategorija incidenta glede na taksonomijo incidentov.

- Kazalnik ON_{MAPS}^* se izračuna iz poprečnega števila incidentov oz. dogodkov na mesec zaradi omrežnih napadov z onemogočanjem na dostopnih točkah omrežja v opazovanem letu.

$$ON_{MAPS}^* = \frac{\sum_{n \in N} APRezultat_{dos}(n)}{|N|} \cdot C;$$

$$APRezultat_{dos}(n) = NRezultat_{dos}(n, N07, Max_{dos}, Min_{dos}) = \frac{Max_{dos} - n \cdot N07}{Max_{dos} - Min_{dos}}; Max_{dos} > Min_{dos}$$

pri čemer so:

$$Min_{dos} = 0;$$

$$Max_{dos} = 10;$$

kjer je,

N število vnosov iz razvida dostopnih točk (brez brezžičnih dostopnih točk);

$N07$ povprečno število evidentiranih napadov z onemogočanjem na mesec.

➤ Zaščita končnih točk omrežja (T_{EPS}^*)

S taktičnim kazalnikom T_{EPS}^* se vrednosti uspešnost 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 na njihov vpliv. Nadzorstva vključujejo konfiguracijo programske opreme proti zlonamerni 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 $OI_{mera} = (OI_{MCMW}, OI_{MC(MD+SD)})$, 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:

$$W_{mera} = (W_{MCMW}, W_{MC(MD+SD)});$$

$$Min_{MCMW} = Min_{MC(MD+SD)} = 0;$$

$$Max_{MCMW} = 30;$$

$$Max_{MC(MD+SD)} = 60;$$

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 zlonamerne kode ($W_{MCMW} = 5$);

$OI_{MC(MD+SD)}$ OI_{mera} na mobilnih in stacionarnih končnih točkah ($W_{MC(MD+SD)} = 5$).

- Kazalnik OI_{MCMW} se izračuna iz poprečja incidentov zaradi zlonamerne kode v koledarskem letu:

$$OI_{MCMW} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MW\text{Števec}_m}{12};$$

$MW\text{Števec}_m = \text{Štej}(i.I09 = True)$, pri čemer nastopi $.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik $OI_{MC(MD+SD)}$ se izračuna iz poprečja incidentov na končnih točkah v koledarskem letu:

$$OI_{MC(MD+SD)} = \frac{\sum_{m=1}^{12} MCDS \text{Števec}_m}{12};$$

$MCDS\text{Števec}_m = \text{Štej}(i.[I10 \vee I14] = True)$, pri čemer nastopi $.I01$ v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

kjer je,

I število vnosov v tabeli incidentov (glede na taksonomijo);

$i.I\text{št}$ kategorija incidenta glede na taksonomijo incidentov.

➤ Aktivnost človeških virov (T_{HSS}^*)

S taktičnim kazalnikom T_{HSS}^* se vrednoti uspešnost 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 (ki ni varnostno osebje);

$$T_{HSS}^* = \frac{\sum Rezultat_{mera} \cdot W_{mera}}{\sum W_{mera}} \cdot C;$$

$$W_{mera} = (W_{MCSE}, W_{MCHR});$$

T_{HSS}^* določata kazalnika OI_{MCSE} in OI_{MCHR} . Kazalnik OI_{MCSE} se ovrednoti z:

$$Rezultat_{MCSE} = NRezultat(OI_{MCSE}, Max_{MCSE}, Min_{MCSE}) = \frac{Max_{MCSE} - OI_{MCSE}}{Max_{MCSE} - Min_{MCSE}}; Max_{MCSE} > Min_{MCSE}$$

kazalnik OI_{MCHR} pa z:

$$Rezultat_{MCHR} = PRezultat(OI_{MCHR}, Max_{MCHR}, Min_{MCHR}) = \frac{OI_{MCHR} - Min_{MCHR}}{Max_{MCHR} - Min_{MCHR}}; Max_{MCHR} > Min_{MCHR}$$

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} - socialni inženiring ($W_{MCSE} = 2$);

OI_{MCHR} OI_{mera} - poročajo ostali zaposleni (osebje, ki ni zadolženo za informacijsko varnost) ($W_{MCHR} = 2$).

- Kazalnik OI_{MCSE} se izračuna iz 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 .I01 v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

- Kazalnik OI_{MCHR} se izračuna iz povprečja incidentov, zaznanih z aktivnostjo človeških virov (osebje, ki ni zadolženo 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 .I01 v mesecu m tekočega leta za $\forall i \in I$;

kjer je,

I število vnosov v tabeli incidentov (glede na taksonomijo);

$i.Išt$ kategorija 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;

$$OI_{MTBI}^* = \frac{\sum_{j=1}^{|I|-1} TBI(i_j)}{|I|-1};$$

$$TBI(i_j) = i_{n+1} \cdot I01 - i_n \cdot I01, \text{ kjer so } i_1, i_2, \dots \in I, \quad i_{n+1} \cdot I01 \geq i_n \cdot I01, \quad \forall n, \text{ tako da } 0 < n < |I|;$$

kjer je,

I razvid incidentov (glede na taksonomijo);

i_n incident n ;

i_{n+1} incident $n+1$;

Taksonomija notacije incidentov:

$I01$ datum evidentiranja oziroma zaznave incidenta (mesec koledarskega leta);

$I06$ evidentirani incidenti, pogojeni z vdori;

$I08$ evidentirani incidenti, pogojeni zbiranjem informacij s socialnim inženiringom;

$I09$ evidentirani incidenti, pogojeni z zlonamerno kodo;

$N07$ poprečno število verificiranih dogodkov DoS/DDoS na mesec;

$I10 + I14$ evidentirani incidenti na končnih točkah;

$I11$ evidentirani incidenti, pogojeni z zlonamerno elektronsko pošto;

$I12$ evidentirani incidenti, pogojeni z zlonamernim enoličnim identifikatorjem (URL);

$I18$ incidenti, evidentirani s človeškimi viri (izven obsega osebja, zadolženega za informacijsko varnost);

Pojasnilo:

Če za izračun podrejenih kazalnikov ni vhodnih podatkov (pripadajoči incidenti/dogodki se ne evidentirajo), se pri izračunu uspešnosti ključnih kazalnikov $NRezultat_{mera}(T_{NPPS}^*, T_{EPS}^*, T_{HSS}^*)$ uporabi postavljena maksimalna vrednost $OI_{mera} = Max_{mera}$. Obratno se postopa pri kazalnikih OI_{MTBI}^* , OH_{mera} in ON_{MAPS}^* . Za ta kazalnika se pri izračunu $PRezultat_{mera}$ upoštevajo minimalne vrednosti ($OI_{MTBI}^* = ON_{MAPS}^* = Min_{mera}$).

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 merilnikov fazorjev napetosti, in obsega uporabe dinamičnega termičnega ocenjevanja.

$$KPI_{P-SP} = w_{PMU} \cdot KI_{PMU} + w_{DTR} \cdot KI_{DTR}$$

w_{PMU} in w_{DTR} so pripadajoče uteži, tako da velja:

$$w_{PMU} + w_{DTR} = 1.$$

Delež merilnikov fazorjev napetosti PMU

Kazalnik uspešnosti KI_{MU} vrednoti delež nameščenih merilnikov fazorjev napetosti (PMU) glede na število vseh VN polj (VN omrežje zajema 400 kV, 220 kV in 110 kV).

$$KI_{PMU} = \frac{\text{število nameščenih PMU}}{\text{število vseh VN polj}}$$

Cilj kazalnika je spremljanje učinka izvajanja internih strategij za izboljšanje spoznavnosti na področju pametnih omrežij, ki se nujno ne odraža s kontinuiranim izboljševanjem kazalnika, saj zadevne merilnike ni nujno potrebno nameščati v vsa merilna mesta.

Štejejo stalno nameščene merilne naprave na merilnih mestih, ki so v uporabi in systemsko upravljane in identificirane z standardiziranimi identifikatorji GS1 ali EIC. Systemski operater dokazuje obstoj merilnih naprav v povezavi z evidenco regulatorne baze sredstev³¹.

Obseg dinamičnega termičnega ocenjevanja

Ključni kazalnik uspešnosti KI_{P-DTR} je namenjen spremljanju deleža omrežnih elementov, ki obratujejo na podlagi DTR. Cilj kazalnika je spremljanje učinka izvajanja internih strategij za izboljšanje spoznavnosti na področju pametnih omrežij, ki se nujno ne odraža s kontinuiranim izboljševanjem kazalnika, saj se DTR uporabi na elementih na podlagi analize (npr. analiza stroškov in koristi ipd.).

Izračuna se kot tehtano povprečje podrejenih kazalnikov uspešnosti $KI_{DTR,V}$ za posamezni napetostni nivo (400/220/110 kV).

³¹ Kazalnik je navzgor zamejen z vrednostjo 1.

$$KI_{P-DTR} = \sum_{V=1}^3 w_{DTR,V} \cdot KI_{DTR,V}$$

$w_{DTR,V}$ 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 $KI_{DTR,V}$ se izračuna za vsak posamezen napetosti nivo V :

$$KI_{DTR,V} = \sum_{n=1}^2 w_{DTRn} \cdot KI_{DTRn,V}$$

w_{DTRn} so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{n=1}^2 w_{DTRn} = 1$.

Kazalnik uspešnosti $KI_{DTRn,V}$ meri delež na ravni posameznih omrežnih elementov, ki obratujejo na podlagi DTR.

$$KI_{DTRn,V} = \frac{\text{število istovrstnih elementov, ki obratujejo pod DTR}}{\text{število vseh istovrstnih elementov v omrežju}}$$

Elementi obsegajo vode ($n = 1$) in prenosne transformatorje ($n = 2$) brez transformatorjev lastne rabe.

2) Vodljivost

Kazalnik uspešnosti KPI_{P-VOD} za systemskega operaterja vrednoti delež merilnikov fazorjev napetosti (PMU), optimiziranih za uporabo v ocenjevalnika stanj, adaptivne zaščite in razbremenjevanja omrežja (WAMPAC), ki so integrirani v sistem WAMPAC. 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.

$$KI_{P-VOD} = \frac{\text{število PMU integriranih v WAMPAC}}{\text{število vseh nameščenih PMU}}$$

$$KPI_{P-VOD} = \begin{cases} KI_{P-VOD}, & KI_{P-VOD} \leq WAMPAC_{MAX}, \\ WAMPAC_{MAX}, & \text{sicer.} \end{cases}$$

II. Ključni kazalniki učinkovitosti

A) Izkoriščenost zmogljivosti omrežja

Ključni kazalnik izkoriščenosti omrežja podaja povprečno vrednost spremembe kazalnika količine prenesene električne energije na enoto vrednosti opredmetenih osnovnih sredstev v letih od $(t-5)$ do $(t-2)$ pred začetkom regulativnega obdobja.

$$KI_{IPZ_{t-j}} = \frac{W_{pren_{t-j}}}{V_{opr_{t-j}}}, \quad j = 2 \dots 5$$

$$KPI_{IPZ} = 1 + \frac{a}{4} \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{IPZ_{t-j}} - KI_{IPZ_{t-j-1}})}{KI_{IPZ_{t-j-1}}}$$

$$a = \begin{cases} 1, & \text{če je } \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{IPZ_{t-j}} - KI_{IPZ_{t-j-1}})}{KI_{IPZ_{t-j-1}}} \leq 0 \\ 0, & \text{če je } \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{IPZ_{t-j}} - KI_{IPZ_{t-j-1}})}{KI_{IPZ_{t-j-1}}} > 0 \end{cases}$$

kjer oznake pomenijo:

$KI_{IPZ_{t-j}}$	kazalnik količine prenesene električne energije na enoto vrednosti opredmetenih osnovnih sredstev;
KPI_{IPZ}	ključni kazalnik izkoriščenosti omrežja;
$W_{pren_{t-j}}$	količine prenesene električne energije na prenosnem sistemu v letu $t-j$;
$V_{opr_{t-j}}$	sedanja vrednost opredmetenih osnovnih sredstev elektroenergetske infrastrukture na dan 31. 12. v letu $t-j$;
a	parameter s pomočjo katerega se zameji vrednost ključnega kazalnika na največjo vrednost 1;
t	prvo leto regulativnega okvira.

KPI_{IPZ} se uporabi za določitev individualne učinkovitosti systemskega operaterja in ne prispeva k skupnemu kazalniku uspešnosti naložb v pametna omrežja.

B) Izkoriščanje povečane prenosne zmogljivosti

Kazalnik učinkovitosti KPI_{PPZ} za systemskega operaterja vrednoti izkoriščanje povečanje systemske prenosne zmogljivosti zaradi obratovanja omrežja v režimu DTR na podlagi podrejenih kazalnikov uspešnosti $KI_{PPZ-DTRn}$.

Pogoj za vrednotenje je realizirano povečanje obremenitve elementov na podlagi dinamičnega termičnega ocenjevanja (DTR).

$$KPI_{PPZ} = \sum_{n=1}^2 w_{PPZ-DTRn} \cdot KI_{PPZ-DTRn}, \text{ kadar } KPI_{P-SP} > 0$$

$w_{PPZ-DTRn}$ so pripadajoče uteži, tako da velja $\sum_{n=1}^2 w_{PPZ-DTRn} = 1$.

$$KI_{PPZ-DTRn} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m KI_{PPZ-DTRn,i}$$

$$KI_{PPZ-DTRn,i} = \frac{1}{r} \sum_{k=1}^r \frac{P_k}{P_{dtr,k}}$$

Pri tem P_k predstavlja k -ti odbirek 15-minutne delovne moči elementa omrežja tj. ena od r -koničnih obremenitev v koledarskem letu, ki presega prenosno zmogljivost določeno brez DTR v istem časovnem oknu (normalna prenosna zmogljivost elementa), $P_{dtr,k}$ je dinamično določena termična zmogljivost elementa omrežja v času k -tega odbirka, m označuje število vseh istovrstnih elementov omrežja.

Zagotovljena mora biti sledljivost povezavi napovedi in realizacije na podlagi napovedi.

$KI_{PPZ-DTRn}$ se izračuna posebej za prenosne transformatorje ($n = 1$) in vode ($n = 2$) z uporabo metode RMS (Root Mean Square).

C) Kakovost napetosti

Ključni kazalnik učinkovitosti za kakovost napetosti na prenosnem sistemu se izračunava na podlagi stalnega monitoringa kakovosti napetosti v skladu s SIST EN 50160 v stičnih točkah med prenosnim sistemom in uporabniki prenosnega sistema (distribucijski sistem, proizvodnja, neposredni odjemalci) in se odraža kot povprečna sprememba parametra, ki zajema karakteristike velikosti napajalne napetosti, flikerja in harmonskih napetosti v obdobju od $(t-5)$ do $(t-2)$ pred začetkom regulativnega obdobja:

$$KI_{VQ_{t-j}} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (nT_{V_{i,t-j}} + nT_{F_{i,t-j}} + nT_{H_{i,t-j}})}{\sum_{i=1}^n (nT_{V_{i,t-j}} + nT_{F_{i,t-j}} + nT_{H_{i,t-j}})}, \quad j = 2 \dots 5$$

$$KPI_{VQ} = 1 + \frac{a}{4} \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{VQ_{t-j}} - KI_{VQ_{t-j-1}})}{KI_{VQ_{t-j-1}}}$$

$$a = \begin{cases} 1, & \text{če je } \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{VQ_{t-j}} - KI_{VQ_{t-j-1}})}{KI_{VQ_{t-j-1}}} \leq 0 \\ 0, & \text{če je } \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{VQ_{t-j}} - KI_{VQ_{t-j-1}})}{KI_{VQ_{t-j-1}}} > 0 \end{cases}$$

kjer oznake pomenijo:

$KI_{VQ_{t-j}}$	kazalnik kakovosti napetosti v letu $t-j$;
KPI_{VQ}	ključni kazalnik kakovosti napetosti;
$nT_{V_{i,t-j}}, nT_{F_{i,t-j}}, nT_{H_{i,t-j}}$	število tednov v koledarskem letu $t-j$, v katerih posamezna karakteristika kakovosti napetosti v merilni točki i ni v skladu z zahtevami standarda;
$T_{V_{i,t-j}}, T_{F_{i,t-j}}, T_{H_{i,t-j}}$	število tednov v koledarskem letu $t-j$, za katere so posamezne karakteristike kakovosti napetosti v merilni točki i odčitane in verodostojne;
n	število merilnih točk;
a	parameter, s pomočjo katerega se zameji vrednost ključnega kazalnika na največjo vrednost 1;
t	prvo leto regulativnega okvira.

KPI_{VQ} se uporabi za določitev individualne učinkovitosti systemskega operaterja in ne prispeva k skupnemu kazalniku uspešnosti naložb v pametna omrežja.

D) Izgube

Ključni kazalnik učinkovitosti za izgube na prenosnem sistemu se izračunava kot povprečna vrednost spremembe deleža izgub v letih od $(t-5)$ do $(t-2)$ pred začetkom regulativnega obdobja.

$$KI_{izg_{t-j}} = \frac{W_{izg_pren_{t-j}} - W_{izg_tran_{t-j}}}{W_{pren_{t-j}}}, \quad j = 2 \dots 5$$

$$KPI_{izg} = 1 - \frac{a}{4} \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{izg_{t-j}} - KI_{izg_{t-j-1}})}{KI_{izg_{t-j-1}}}$$

$$a = \begin{cases} 0, & \text{če je } \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{izg_{t-j}} - KI_{izg_{t-j-1}})}{KI_{izg_{t-j-1}}} \leq 0 \\ 1, & \text{če je } \sum_{j=2}^5 \frac{(KI_{izg_{t-j}} - KI_{izg_{t-j-1}})}{KI_{izg_{t-j-1}}} > 0 \end{cases}$$

kjer oznake pomenijo:

$KI_{izg_{t-j}}$	kazalnik spremembe izgub v letu $t-j$;
KPI_{izg}	ključni kazalnik učinkovitosti za izgube;
$W_{izg_pren_{t-j}}$	količine izgub električne energije na prenosnem sistemu v letu $t-j$;
$W_{izg_tran_{t-j}}$	količine izgub električne energije na prenosnem sistemu zaradi tranzitnih pretokov v letu $t-j$;
$W_{pren_{t-j}}$	količine prenesene električne energije na prenosnem sistemu v letu $t-j$;
a	parameter s pomočjo katerega se zameji vrednost ključnega kazalnika na največjo vrednost 1.
t	prvo leto regulativnega okvira.

KPI_{izg} se uporabi za določitev individualne učinkovitosti systemskega operaterja in ne prispeva k skupnemu kazalniku uspešnosti naložb v pametna omrežja.

E) 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.

$$KPI_{FLEX} = w_{SSFSQ} \cdot KI_{SS-FSQ} + w_{SS-FSA} \cdot KI_{SS-FSA}, \text{ kadar } (KPI_{P-SP} > 0 \wedge KPI_{P-VOD} > 0 \wedge KPI_{TSO-DSO})$$

w_{SSFS} in w_{SS-FSA} so pripadajoče uteži, tako da velja $w_{SSFSQ} + w_{SS-FSA} = 1$.

Pogoj za vrednotenje tega kazalnika je doseganje zahtevane ravni spoznavnosti omrežja, vodljivosti omrežja in koordinacije med operaterjema.

Kazalnik $KI_{SS-FQ,i}$ meri raven vključitve virov prožnosti, priključenih na distribucijskem omrežju, v nudenje systemskih storitev.

S tem kazalnikom merimo naravnost sistemskega 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:

$$KI_{SS-FSQ,i} = \frac{\text{Kvalificirana moč virov, priključenih na distribucijsko omrežje}}{\text{Konična moč sistemske storitve}}$$

Kazalnik $KI_{SS-FSA,i}$ meri raven aktivacije virov prožnosti, priključenih na distribucijskem omrežju v okviru nudenja sistemskih storitev. S tem kazalnikom merimo, v koliki meri sistemski operater izkorišča razpoložljivo prožnost teh virov.

$$KI_{SS-FSA,i} = \frac{\text{Aktivirana moč virov, priključenih na distribucijsko omrežje}}{\text{Skupna aktivirana moč}}$$

$$KI_{SS-FSQ} = \frac{1}{3} \sum_i w_{SS-FSi} * KI_{SS-FSQi}$$

$$KI_{SS-FSA} = \frac{1}{3} \sum_i w_{SS-} * KI_{SS-FSAi}$$

- 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.

- F) **Ključni kazalnik učinkovitosti za aktivno spremljanje stanja operabilnosti sredstev** KPI_{LS} utežen kompozit kazalnikov za razmerje števila (KI_{LSn}) in vrednosti (KI_{LSv}) elementov omrežja, ki so bili zamenjani na osnovi aktivnega spremljanja stanja elementa glede na število in vrednost vseh istovrstnih elementov. Kazalnik se določi za transformatorje ($i = 1$) in odklopnike ($i = 2$).

$$KPI_{LS} = w_{LSn} \cdot KI_{LSn} + w_{LSv} \cdot KI_{LSv}$$

w_{LSn} in w_{LSv} sta pripadajoči uteži, tako da velja $w_{LSn} + w_{LSv} = 1$.

$$KI_{LSn} = \sum_{i=1}^2 w_{LSn,i} \cdot KI_{LSn,i}, \text{ kadar } KPI_{P-LS} > 0$$

$$KI_{LSn,i} = \frac{\text{Število istovrstnih elementov, ki so bili zamenjani na osnovi aktivnega spremljanja stanja elementa}}{\text{Skupno število vseh zamenjanih istovrstnih elementov}}$$

$w_{LSn,i}$ predstavlja pripadajoči uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^2 w_{LSn,i} = 1$.

$$KI_{LSv} = \sum_{i=1}^2 w_{LSv,i} \cdot KI_{LSv,i}, \text{ kadar } KPI_{P-LS} > 0$$

$$KI_{LSv,i} = \frac{\text{Vrednost istovrstnih elementov, ki so bili zamenjani na osnovi aktivnega spremljanja stanja elementa}}{\text{Skupna vrednost vseh zamenjanih istovrstnih elementov}}$$

$w_{LSv,i}$ predstavlja pripadajoči uteži, tako da velja $\sum_{i=1}^2 w_{LSv,i} = 1$.

G) Zagotavljanje informacij zainteresiranim deležnikom v realnem času

Ključni kazalnik učinkovitosti KPI_{DA} vrednoti učinkovitost systemskega operaterja pri zagotavljanju informacij zainteresiranim deležnikom na podlagi definiranega nabora podatkov, ki ga systemski operater zagotavlja sproti blizu realnega časa ali v 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.

$$KPI_{DA} = w_{DRT} \cdot KI_{DRT} + w_{DAB2C} \cdot KI_{DAB2C} + w_{DAB2B} \cdot KI_{DAB2B}, \text{ kadar } KPI_{P-SP} > 0$$

w_{DRT} , w_{DAB2C} in w_{DAB2B} so pripadajoče uteži, tako da velja

$$w_{DRT} + w_{DAB2C} + w_{DAB2B} = 1.$$

#	Kratek opis	Natančnejša opredelitev podatkovnega nabora
1	Osnovni nabor	- 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 - Prevoz in proizvodnja: predvidena, dejanska, struktura proizvodnje
2	Razširjeni nabor	- Podrobna struktura proizvodnje glede na primarni vir (npr. jedrska, plin, ... , sonce, veter, ... , odpadki, ...) - Skupni obseg odstopanja sistema - Količine aktivirane energije in cene, ki jih plača operater za posamezno vrsto (in smer) aktivirane energije za izravnavo. Prav

#	Kratek opis	Natančnejša opredelitev podatkovnega nabora
		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	- 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 $KI_{D_{RT}}$ vrednoti delež naborov podatkov, ki so zagotovljeni blizu realnega časa, objavljeni na spletnem portalu sistemskega operaterja ali na portalu ENTSO-e EMFIP:

$$KI_{D_{RT}} = \frac{\text{število skladno objavljenih naborov podatkov}}{\text{število vseh zahtevanih naborov podatkov}}$$

Kazalnik $KI_{DA_{B2C}}$ vrednoti delež naborov podatkov, za katere so zainteresirani javnosti omogočeni dostopi na način B2C (preko ustreznega spletnega portala):

$$KI_{DA_{B2C}} = \frac{\text{število naborov podatkov z skladnim B2C dostopom}}{\text{število vseh zahtevanih naborov podatkov}}$$

Kazalnik $KI_{DA_{B2B}}$ vrednoti delež naborov podatkov, za katere so zainteresirani javnosti omogočeni dostopi na način B2B:

$$KI_{DA_{B2B}} = \frac{\text{število naborov podatkov z skladnim B2B dostopom}}{\text{število vseh zahtevanih naborov podatkov}}$$

KROVNI KAZALNIK UČINKOVITOSTI (KPI_E)

Učinkovanje ključnih kazalnikov učinkovitosti na spodbudo distribucijskega operaterja oziroma distribucijskega podjetja 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:

$$KPI_{ESODO} = KPI_{P-SOD} \cdot (w_F \cdot KPI_F + w_{II} \cdot KPI_{II} + w_G \cdot KPI_G + w_{IR} \cdot KPI_{IR} + w_{IAR} \cdot KPI_{IAR} + w_{izgD} \cdot KPI_{izgD} + w_L \cdot KPI_L + w_{VQD} \cdot KPI_{VQD} + w_{OI-TP} \cdot KPI_{OI-T})$$

$$w_F + w_{II} + w_G + w_{IR} + w_{IAR} + w_{izgD} + w_L + w_{VQD} + w_{OI-TP} = 1$$

Učinkovanje ključnih kazalnikov učinkovitosti na spodbudo systemskega operaterja se začne, ko so ključni kazalniki pripravljenosti KPI_{P-SP} , KPI_{P-VOD} in S_{PS}^* večji od nič:

$$KPI_{P-SOPO} = \begin{cases} 1, & KPI_{P-SP} > 0 \wedge KPI_{P-VOD} > 0 \wedge S_{PS}^* > 0, \\ 0, & \text{sicer.} \end{cases}$$

Raven učinkovitosti naložb v pametna omrežja se za systemskega operaterja izračuna, kot sledi:

$$KPI_{ESOP} = KPI_{P-SOP} \cdot (w_{PPZ} \cdot KPI_{PPZ} + w_{FLEX} \cdot KPI_{FLEX} + w_{LS} \cdot KPI_{LS} + w_{DA} \cdot KPI_{DA})$$

$$w_{PPZ} + w_{FLEX} + w_{LS} + w_{DA} = 1$$

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 krovne kazalnika učinkovitosti (KPI_E), če je odobrena spodbuda iz 105. člena tega akta, določa naslednja tabela:

Upoštevani kazalnik uspešnosti na ravni projekta (105. člen tega akta)	Vrednost kazalnika uspešnosti na ravni sistema pri izračunu krovne 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)	-	-

2908. Akt o določitvi metodologije za izračunavanje faktorjev primarne energije, izpustov ogljikovega dioksida in učinkovitosti za sisteme daljinskega ogrevanja in hlajenja ter vsebini in obliki zbirnega pregleda načrtovanih ukrepov in povezanih podatkov

Na podlagi tretjega odstavka 56. člena in četrtega odstavka 57. člena Zakona o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 121/21 in 189/21) Agencija za energijo izdaja

A K T

o določitvi metodologije za izračunavanje faktorjev primarne energije, izpustov ogljikovega dioksida in učinkovitosti za sisteme daljinskega ogrevanja in hlajenja ter vsebini in obliki zbirnega pregleda načrtovanih ukrepov in povezanih podatkov

I. SPLOŠNE DOLOČBE

1. člen

(vsebina)

(1) S tem aktom se določa metodologija za izračunavanje faktorjev primarne energije za sisteme daljinskega ogrevanja in hlajenja, izpustov ogljikovega dioksida na enoto dobavljene energije iz sistemov ter učinkovitosti sistemov daljinskega ogrevanja in hlajenja.

(2) S tem aktom se določa tudi vsebina in oblika zbirnega pregleda načrtovanih ukrepov in z njimi povezanih podatkov.

2. člen

(pomen izrazov)

Izrazi, uporabljeni v tem aktu, pomenijo:

- nOVE del: je delež, ki odraža količino toplote, proizvedene iz neobnovljivih virov energije, oziroma delež neobnovljivih virov energije v faktorju primarne energije;
- OVE del: je delež, ki odraža količino toplote, proizvedene iz obnovljivih virov energije, oziroma delež obnovljivih virov energije v faktorju primarne energije;
- sistem: je sistem daljinskega ogrevanja ali hlajenja;
- vir toplote: je proizvodna ali soproizvodna naprava ali drug vir energije, iz katerega se pridobiva toplota za oskrbo sistema daljinskega ogrevanja ali hlajenja.

II. METODOLOGIJA ZA IZRAČUNAVANJE FAKTORJEV PRIMARNE ENERGIJE

3. člen

(splošno)

(1) Z metodologijo iz tega poglavja se za vsak sistem daljinskega ogrevanja ali hlajenja določa način izračunavanja faktorja primarne energije, ki podaja razmerje med letno porabljeno primarno energijo za proizvodnjo toplote in letno dobavljeno toploto iz sistemov.

(2) Faktor primarne energije za preteklo leto za posamezen sistem izračuna Agencija za energijo (v nadaljnjem

besedilu: agencija) na podlagi vsaj naslednjih podatkov za preteklo leto:

1. porabe energentov za proizvodnjo toplote oziroma električne energije v procesu proizvodnje oziroma priprave toplote za prevzem v sistem;
2. skupne količine proizvedene toplote iz posameznega vira;
3. količine toplote, ki je bila prevzeta v sistem iz virov, pri katerih primarni namen ni proizvodnja toplote ali toplota prevzeta iz drugih sistemov;
4. dobavljene toplote odjemalcem;
5. porabljene električne energije za delovanje sistema in
6. v soproizvodnji proizvedene električne energije ali druge oblike koristne energije, ki ni bila porabljena v sistemu niti za delovanje sistema.

(3) Pri izračunu faktorja primarne energije za sistem se upoštevajo vrednosti faktorjev primarne energije za posamezne energente iz Tabele 1 Priloge 1, ki je sestavni del tega akta.

4. člen

(vhodni podatki)

(1) Podatke iz drugega odstavka 3. člena tega akta agencija pridobi od distributerjev toplote z obrazci v elektronski obliki.

(2) Distributerji toplote so dolžni poslati zahtevane podatke agenciji v skladu aktom, ki ureja način posredovanja podatkov in dokumentov izvajalcev energetske dejavnosti.

5. člen

(način izračuna faktorja primarne energije za sistem)

(1) Skupni faktor primarne energije za posamezen sistem odraža porabo obnovljivih virov energije in neobnovljivih virov energije pri proizvodnji toplote.

(2) Skupni faktor primarne energije za sistem se izračuna v naslednjih korakih:

1. izračuna se faktor primarne energije za posamezen vir toplote, iz katerega je bila v sistem prevzeta toplota. Faktor primarne energije za posamezen vir toplote vključuje tudi porabljeno električno energijo v procesu proizvodnje oziroma priprave toplote za prevzem v sistem, pri čemer se upošteva utežen faktor primarne energije za porabljeno količino električne energije;
2. izračunajo se deleži količin toplote iz posameznih virov toplote, ki so bili prevzeti v sistem;
3. na podlagi vrednosti faktorjev primarne energije iz 1. točke in njihovih deležev iz 2. točke tega odstavka se izračuna utežen skupni faktor primarne energije virov toplote, iz katerih je bila toplota prevzeta v sistem;
4. izračuna se utežen faktor primarne energije za količino električne energije, ki je bila porabljena za delovanje sistema;
5. izračuna se faktor primarne energije za celoten sistem na podlagi uteženega faktorja primarne energije virov toplote, deležev količin posamezne vrste toplote, ki je bila prevzeta v sistem, uteženega faktorja primarne energije za električno energijo in količine električne energije, ki je bila porabljena za delovanje proizvodnih virov in sistema, ob upoštevanju dobavljene količine toplote končnim odjemalcem.

6. člen

(izračun skupnega faktorja primarne energije za vire toplote)

(1) Pri izračunu skupnega faktorja primarne energije za sistem se upoštevajo faktorji primarne energije za posamezne vire toplote in deleži posameznih virov.

(2) Skupni faktor primarne energije za posamezen vir toplote se izračuna na naslednji način:

$$f_{PS,DTi} = \frac{\sum_j E_{VHj} \cdot f_{PSj} + E_{LLR,DTi} \cdot f_{PS,EL,DTi} - \sum_m E_{IZHi,m} \cdot f_{PS,EIZHi,m}}{DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PS,DTi}$	skupni faktor primarne energije posameznega vira toplote;
E_{VHi}	porabljena energija posameznega energenta za delovanje proizvodne ali soproizvodne naprave toplote [MWh], pri izračunu energije se upošteva spodnja kurilna vrednost energenta;
f_{PSj}	skupni faktor primarne energije posameznega energenta, porabljenega v proizvodni oziroma soproizvodni napravi ali faktor primarne energije toplote, pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote;
$EL_{LR,DTi}$	porabljena električna energija pri proizvodnji ali soproizvodnji toplote v posameznem viru toplote [MWh] in vključuje električno energijo, porabljeno za delovanje naprav, vključenih v proces proizvodnje oziroma priprave toplote za prevzem v sistem;
$f_{PS,EL,DTi}$	utežen skupni faktor primarne energije za električno energijo, ki je bila porabljena v procesu proizvodnje ali priprave toplote za prevzem v sistem iz posameznega vira (lastna raba);
$E_{IZHi,m}$	neto električna energija ali druga oblika koristne energije, ki ni namenjena delovanju sistema niti oskrbi sistema s toploto, proizvedena v soproizvodni napravi [MWh], če se za proizvodnjo toplote uporablja soproizvodna naprava;
$f_{PS,EIZHi,m}$	skupni faktor primarne energije za električno energijo ali drugo obliko energije, ki velja za proizvodnjo v Sloveniji, vrednost je določena v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta;
DT_{IZHi}	celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem;

j	vrsta porabljenega energenta za delovanje proizvodne oziroma soproizvodne naprave ali druga oblika energije;
m	posamezna vrsta koristne energije, ki ni bila prevzeta v sistem.

(3) Če je bila za delovanje proizvodnih ali soproizvodnih virov toplote porabljena električna energija iz več virov, se utežen faktor primarne energije za električno energijo za posamezen vir toplote izračuna na naslednji način:

$$f_{PS,EL,DTi} = \sum_k f_{P,ELk} \cdot D_{EL,DTi,k},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PS,EL,DTi}$	utežen skupni faktor primarne energije za električno energijo, ki je bila porabljena v procesu proizvodnje ali priprave toplote za prevzem v sistem iz posameznega vira (lastna raba);
$f_{P,ELk}$	faktor primarne energije za posamezen vir električne energije;
$D_{EL,DTi,k}$	delež električne energije iz posameznega vira v skupni količini električne energije, ki je bila porabljena v procesu proizvodnje ali priprave toplote za prevzem v sistem;
k	posamezen vir električne energije.

(4) Če se v sistem prevzema odvečna toplota ali toplota iz geotermalnih virov, se za ta vir toplote faktor $f_{PS,DTi}$ določi na podlagi vrednosti v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta.

(5) Če se v sistem prevzema toplota iz drugega sistema, se za ta vir toplote uporabi faktor $f_{PS,DTi}$, ki je enak vrednosti faktorja $f_{PS,SDO}$ za sistem, iz katerega je bila prevzeta toplota.

(6) Če je bila v primerih iz četrtega in petega odstavka tega člena pri pripravi ali prevzemu toplote pred vstopno točko v sistem porabljena električna energija, se faktor $f_{PS,DTi}$ izračuna na naslednji način:

$$f_{PS,DTi} = \frac{\sum_i E_{VHi} \cdot f_{PS,VHi} + EL_{LR,DTi} \cdot f_{PS,EL,DTi}}{DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PS,DTi}$	skupni faktor primarne energije posameznega vira toplote;
E_{VHi}	količina toplote, ki je bila prevzeta v sistem iz virov, katerih primarni namen ni proizvodnja toplote ali je bila prevzeta iz drugih sistemov [MWh];
$f_{PS,VHi}$	skupni faktor primarne energije za vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem;
$EL_{LR,DTi}$	porabljena električna energija pri proizvodnji ali soproizvodnji toplote v posameznem viru toplote [MWh] in vključuje električno energijo, porabljeno za delovanje naprav, vključenih v proces proizvodnje oziroma priprave toplote za prevzem v sistem;
$f_{PS,EL,DTi}$	utežen skupni faktor primarne energije za električno energijo, ki je bila porabljena v procesu proizvodnje ali priprave toplote za prevzem v sistem iz posameznega vira (lastna raba);
DT_{IZHi}	celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

7. člen

(izračun OVE in nOVE dela skupnega faktorja primarne energije za vire toplote)

(1) Skupni faktor primarne energije $f_{PS,DTi}$ posameznega vira toplote je sestavljen iz dveh faktorjev, pri čemer prvi odraža delež rabe obnovljivih virov energije, drugi pa delež rabe neobnovljivih virov energije.

(2) Faktor primarne energije, ki odraža delež rabe obnovljivih virov energije za posamezen vir toplote iz drugega odstavka prejšnjega člena, se izračuna na naslednji način:

$$f_{POVE,DTi} = f_{PS,DTi} \cdot DOVE_{DTi},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{POVE,DTi}$	faktor primarne energije proizvodne ali soproizvodne naprave oziroma drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote, OVE del;
$f_{PS,DTi}$	skupni faktor primarne energije posameznega vira toplote;

$DOVE_{DTi}$ delež neto količine toplote, proizvedene v proizvodni oziroma soproizvodni napravi iz obnovljivih virov energije ali pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote. Pri izračunu deleža toplote iz obnovljivih virov se upošteva delež obnovljivih virov energije v porabljenih energentih.

(3) Delež neto količine toplote, proizvedene iz obnovljivih virov energije v posamezni proizvodni oziroma soproizvodni napravi ali pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote, se izračuna na naslednji način:

$$DOVE_{DTi} = \frac{\sum_j E_{VHj} \cdot \frac{f_{POVEj}}{f_{PSj}}}{\sum_j E_{VHj}},$$

kjer oznake pomenijo:

$DOVE_{DTi}$ delež neto količine toplote, proizvedene v proizvodni oziroma soproizvodni napravi iz obnovljivih virov energije ali pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote. Pri izračunu deleža toplote iz obnovljivih virov se upošteva delež obnovljivih virov energije v porabljenih energentih;

E_{VHj} porabljena energija posameznega energenta za delovanje proizvodne ali soproizvodne naprave toplote [MWh], ki upošteva spodnjo kurilno vrednost energenta;

f_{POVEj} faktor primarne energije posameznega energenta, porabljenega v proizvodni oziroma soproizvodni napravi, ali faktor primarne energije toplote, pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote, OVE del;

f_{PSj} skupni faktor primarne energije posameznega energenta, porabljenega v proizvodni oziroma soproizvodni napravi ali faktor primarne energije toplote, pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote;

j vrsta porabljenega energenta za delovanje proizvodne oziroma soproizvodne naprave;

i posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

(4) Faktor primarne energije, ki odraža delež rabe neobnovljivih virov energije za delovanje proizvodne oziroma soproizvodne naprave iz drugega odstavka prejšnjega člena, se izračuna na naslednji način:

$$f_{PnOVE,DTi} = f_{PS,DTi} - f_{POVE,DTi},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PnOVE,DTi}$ faktor primarne energije proizvodne ali soproizvodne naprave oziroma drugega vira toplote, ki je bila prevzeta v sistem, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote, nOVE del;

$f_{PS,DTi}$ skupni faktor primarne energije posameznega vira toplote;

$f_{POVE,DTi}$ faktor primarne energije proizvodne ali soproizvodne naprave oziroma drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote, OVE del;

i posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

8. člen

(uteženi faktorji primarne energije za več proizvodnih virov toplote)

(1) Če se toplota proizvaja v več proizvodnih ali soproizvodnih napravah oziroma je pridobljena iz več virov toplote, se uteženi faktor primarne energije vseh v sistemu uporabljenih virov toplote izračuna z upoštevanjem deležev uporabljenih virov v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem, na naslednji način:

$$f_{PS,DTS} = \sum_i f_{PS,DTi} \cdot D_i,$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PS,DTS}$ uteženi skupni faktor primarne energije za uporabljene vire toplote, ki je bila prevzeta v sistem;

$f_{PS,DTi}$ skupni faktor primarne energije posameznega vira toplote;

D_i delež toplote iz posameznega vira v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem;

i posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

(2) Faktor primarne energije $f_{POVE,DTi}$ se za vsak posamezen vir toplote izračuna na način, kot je določen v prejšnjem členu.

(3) Uteženi faktor primarne energije vseh virov toplote, ki je bila prevzeta v sistem in odraža delež rabe obnovljivih virov energije, se izračuna na naslednji način:

$$f_{POVE,DTS} = \sum_i f_{POVE,DTi} \cdot D_i,$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{POVE,DTS}$ uteženi faktor primarne energije vseh virov toplote, iz katerih je bila toplota prevzeta v sistem, OVE del;

$f_{POVE,DTi}$ faktor primarne energije proizvodne ali soproizvodne naprave oziroma drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote, OVE del;

D_i delež toplote iz posameznega vira toplote v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem;

i posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

(4) Uteženi faktor primarne energije vseh virov toplote, ki je bila prevzeta v sistem in odraža delež rabe neobnovljivih virov energije, se izračuna na naslednji način:

$$f_{PnOVE,DTS} = f_{PS,DTS} - f_{POVE,DTS},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PnOVE,DTS}$ uteženi faktor primarne energije vseh virov toplote, iz katerih je bila toplota prevzeta v sistem, nOVE del;

$f_{PS,DTS}$ uteženi skupni faktor primarne energije za uporabljene vire toplote, ki je bila prevzeta v sistem;

$f_{POVE,DTS}$ uteženi faktor primarne energije vseh virov toplote, iz katerih je bila toplota prevzeta v sistem, OVE del.

9. člen

(izračun faktorja primarne energije za sistem)

(1) Skupni faktor primarne energije za sistem, ki vsebuje OVE in nOVE del, se izračuna na naslednji način:

$$f_{PS,SDO} = \frac{f_{PS,DTS} \cdot DT_S + f_{PS,EL,SDO} \cdot EL_{LR,SDO}}{DT_{PR}},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PS,SDO}$	skupni faktor primarne energije za sistem;
$f_{PS,DTS}$	uteženi skupni faktor primarne energije za uporabljene vire toplote, ki je bila prevzeta v sistem;
DT_S	količina toplote, ki je bila prevzeta v sistem [MWh];
$f_{PS,EL,SDO}$	utežen skupni faktor primarne energije za električno energijo, ki je bila porabljena za delovanje sistema (lastna raba);
$EL_{LR,SDO}$	električna energija, ki je bila porabljena za delovanje sistema (lastna raba) [MWh];
DT_{PR}	skupna količina toplote, dobavljena končnim odjemalcem [MWh].

(2) Če je bila za delovanje sistema porabljena električna energija iz več virov, se utežen faktor primarne energije za električno energijo izračuna na naslednji način:

$$f_{PS,EL,SDO} = \sum_k f_{P,ELk} \cdot D_{ELk},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PS,EL,SDO}$	utežen skupni faktor primarne energije za električno energijo, ki je bila porabljena za delovanje sistema (lastna raba);
$f_{P,ELk}$	faktor primarne energije za posamezen vir električne energije;
D_{ELk}	delež električne energije iz posameznega vira v skupni količini električne energije, ki je bila porabljena za delovanje sistema;
k	posamezen vir električne energije.

(3) Faktor primarne energije za sistem, ki odraža delež porabe obnovljivih virov energije za delovanje sistema, se izračuna na naslednji način:

$$f_{POVE,SDO} = \frac{f_{POVE,DTS} \cdot DT_S + f_{POVE,EL,SDO} \cdot EL_{LR,SDO}}{DT_{PR}},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{POVE,SDO}$	faktor primarne energije za sistem, OVE del;
$f_{POVE,DTS}$	uteženi faktor primarne energije vseh virov toplote, iz katerih je bila toplota prevzeta v sistem, OVE del;
DT_S	količina toplote, ki je bila prevzeta v sistem [MWh];
$f_{POVE,EL,SDO}$	faktor primarne energije za električno energijo, ki je bila porabljena za delovanje sistema (lastna raba), OVE del, ki je določen v Tabeli 1 Priloge 1 tega akta;
$EL_{LR,SDO}$	električna energija, ki je bila porabljena za delovanje sistema (lastna raba) [MWh];
DT_{PR}	skupna količina toplote, dobavljena končnim odjemalcem [MWh].

(4) Faktor primarne energije za sistem, ki odraža delež rabe neobnovljivih virov energije za delovanje sistema, se izračuna na naslednji način:

$$f_{PnOVE,SDO} = f_{PS,SDO} - f_{POVE,SDO},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{PnOVE,SDO}$	faktor primarne energije za sistem, nOVE del;
$f_{PS,SDO}$	skupni faktor primarne energije za sistem;
$f_{POVE,SDO}$	faktor primarne energije za sistem, OVE del.

III. METODOLOGIJA ZA DOLOČANJE UČINKOVITOSTI SISTEMOV

10. člen

(splošno)

Izpolnjevanje kriterija učinkovitosti sistema se ugotavlja na podlagi izračunanih deležev porabe toplote iz obnovljivih virov, odvečne toplote ali soproizvodnje oziroma kombinacije prej navedenih virov toplote v skupni količini toplote, ki je bila prevzeta v sistem. Deleži iz prejšnjega stavka se nanašajo na količine porabljenih energentov za proizvodnjo toplote ali količine toplote iz drugih virov, ki je bila prevzeta v sistem v preteklem letu.

11. člen

(določanje deleža toplote iz obnovljivih virov)

(1) Skupni delež toplote iz obnovljivih virov energije v sistemu se izračuna kot razmerje med vsoto virov toplote iz

obnovljivih virov in vsoto vseh virov toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

(2) Delež toplote, proizvedene iz obnovljivih virov energije, se za posamezen vir toplote izračuna na naslednji način:

$$DOVE_{DTi} = \frac{\sum_j E_{VHj} \frac{f_{POVEj}}{f_{PSj}}}{\sum_j E_{VHj}},$$

kjer oznake pomenijo:

$DOVE_{DTi}$	delež neto količine toplote, proizvedene v proizvodni oziroma soproizvodni napravi iz obnovljivih virov energije ali pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote. Pri izračunu deleža toplote iz obnovljivih virov se upošteva delež obnovljivih virov energije v porabljenih energentih;
E_{VHj}	porabljena energija posameznega energenta za delovanje proizvodne ali soproizvodne naprave toplote [MWh], ki upošteva spodnjo kurilno vrednost energenta;
f_{POVEj}	faktor primarne energije posameznega energenta, porabljenega v proizvodni oziroma soproizvodni napravi, ali faktor primarne energije toplote, pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote, OVE del;
f_{PSj}	skupni faktor primarne energije posameznega energenta, porabljenega v proizvodni oziroma soproizvodni napravi ali faktor primarne energije toplote, pridobljene iz drugega vira toplote, pri katerem primarni namen ni proizvodnja toplote;
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem;
j	vrsta porabljenega energenta za delovanje proizvodne oziroma soproizvodne naprave.

(3) Če je bila v sistem prevzeta toplota iz več virov, se skupni delež toplote iz obnovljivih virov energije v sistemu izračuna na naslednji način:

$$DOVE_{SDO} = \frac{\sum_i DT_{IZHi} \cdot DOVE_i}{\sum_i DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

$DOVE_{SDO}$	skupni delež toplote iz obnovljivih virov energije v sistemu;
DT_{IZHi}	neto količina toplote, ki je bila prevzeta v sistem iz posameznega vira [MWh];
$DOVE_i$	delež obnovljivih virov energije v posameznem viru toplote, ki je bila prevzeta v sistem;
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

12. člen

(določanje deleža odvečne toplote)

(1) Če je sistem oskrbovan samo z odvečno toploto, je delež odvečne toplote DOT_{DTi} za sistem 100%.

(2) Če se pri oskrbi sistema z odvečno toploto uporablja še drug vir toplote, se delež odvečne toplote v posameznem viru toplote izračuna na naslednji način:

$$DOT_{DTi} = \frac{E_{VH,OTi}}{DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

DOT_{DTi}	delež odvečne toplote v posameznem viru, ki je bila prevzeta v sistem;
$E_{VH,OTi}$	odvečna toplota, ki je bila prevzeta v sistem iz posameznega vira [MWh];
DT_{IZHi}	celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

(3) Če je bila v sistem prevzeta toplota iz več virov, se skupni delež odvečne toplote v sistemu DOT_{SDO} izračuna na naslednji način:

$$DOT_{SDO} = \frac{\sum_i DT_{IZHi} \cdot DOT_{DTi}}{\sum_i DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

DOT_{SDO}	delež odvečne toplote v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem;
DT_{IZHi}	celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];
DOT_{DTi}	delež odvečne toplote v posameznem viru, ki je bila prevzeta v sistem;
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

13. člen

(določanje deleža toplote iz soproizvodnje)

(1) Če je sistem oskrbovan samo s toploto iz soproizvodnje, je delež vira toplote iz soproizvodnje za sistem $DSPTE_{DTi}$ 100%.

(2) Če se sistem oskrbuje iz več virov toplote, se za toploto iz soproizvodnje šteje le del toplote brez obnovljivega dela, ki je upoštevan v izračunu deleža obnovljivih virov energije v skladu z drugim odstavkom 11. člena tega akta.

(3) Če se pri oskrbi sistema s toploto uporablja toplota iz ene ali več soproizvodnih naprav, se delež toplote iz posamezne soproizvodne naprave brez deleža obnovljivih virov energije izračuna na naslednji način:

$$DSPTE_{DTi} = \frac{DT_{IZHi} - DT_{OVEi}}{DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

$DSPTE_{DTi}$	delež toplote iz posamezne soproizvodne naprave brez deleža obnovljivih virov energije, nOVE del;
DT_{IZHi}	celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];
DT_{OVEi}	delež toplote, proizvedene iz obnovljivih virov toplote, v posameznem viru, ki je bila proizvedena v soproizvodnji in prevzeta v sistem, [MWh].

(4) Če je bila v sistem prevzeta toplota iz več soproizvodnih virov, se skupni delež toplote iz soproizvodnih virov v sistemu izračuna na naslednji način:

$$DSPTE_{SDO} = \frac{\sum_i DT_{IZHi} \cdot DSPTE_{DTi}}{\sum_i DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

$DSPTE_{SDO}$	skupni delež toplote, ki je bila prevzeta v sistem, iz sproizvodnih virov, brez deleža energije iz obnovljivih virov;
DT_{IZHi}	celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];
$DSPTE_{DTi}$	delež toplote iz posamezne sproizvodne naprave, ki je bila prevzeta v sistem, brez deleža energije iz obnovljivih virov;
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

14. člen

(ocena učinkovitosti sistema in trajnostni kazalnik)

(1) Sistem je učinkovit, če izpolnjuje zakonsko določeno merilo učinkovitosti, ki določa, da mora biti izpolnjen vsaj eden od naslednjih pogojev:

- $DOVE_{SDO} \geq 50\%$;
- $DOT_{SDO} \geq 50\%$;
- $DSPTE_{SDO} \geq 75\%$ ali
- $DOVE_{SDO} + DOT_{SDO} + DSPTE_{SDO} \geq 50\%$.

(2) Ne glede na učinkovitost je delovanje sistema tem trajnejše, čim nižje so toplotne izgube sistema in čim višji je kazalnik uporabljenih virov toplote, ki se izračuna kot vsota $DOVE_{SDO} + DOT_{SDO} + DSPTE_{SDO}$.

(3) Za potrebe trajnostnega kazalnika se izračuna energetski izkoristek sistema, v katerem se upošteva porabljena energija v proizvodnih oziroma sproizvodnih napravah toplote, ki je bila prevzeta v sistem, in količina toplote, ki je bila prevzeta v sistem iz drugih virov, ter porabljena električna energija za lastno rabo pri proizvodnji ali sproizvodnji toplote v posameznem viru toplote. Energetski izkoristek sistema se za potrebe trajnostnega kazalnika izračuna na naslednji način:

$$IZK_{SDO} = \frac{DT_{PR}}{\sum_j E_{VHTj} + \sum_i E_{VHi} + \sum_i EL_{LR,NOVE,DTi}},$$

kjer oznake pomenijo:

IZK_{SDO}	energetski izkoristek sistema;
DT_{PR}	skupna količina toplote, dobavljena končnim odjemalcem [MWh];
E_{VHTj}	porabljena energija posameznega energenta ali električne energije za proizvodnjo toplote, prevzete v sistem iz proizvodnih ali sproizvodnih naprav [MWh], ki v primeru energentov upošteva spodnjo kurilno vrednost;
E_{VHi}	količina toplote, ki je bila prevzeta v sistem iz virov, katerih primarni namen ni proizvodnja toplote ali je bila prevzeta iz drugih sistemov [MWh];
$EL_{LR,NOVE,DTi}$	porabljena električna energija neobnovljivega izvora za lastno rabo [MWh], ki vključuje električno energijo, porabljeno za delovanje naprav, vključenih v proces proizvodnje oziroma priprave toplote za prevzem v sistem;
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem;
j	vrsta porabljenega energenta za delovanje proizvodne oziroma sproizvodne naprave.

(4) Trajnosten kazalnik sistema se izračuna na naslednji način:

$$TK_{SDO} = (DOVE_{SDO} + DOT_{SDO} + DSPTE_{SDO}) \cdot IZK_{SDO},$$

kjer oznake pomenijo:

TK_{SDO}	trajnostni kazalnik sistema;
$DOVE_{SDO}$	skupni delež toplote iz obnovljivih virov energije v sistemu;
DOT_{SDO}	delež odvečne toplote v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem;
$DSPTE_{SDO}$	skupni delež toplote, ki je bila prevzeta v sistem, iz sproizvodnih virov, brez deleža energije iz obnovljivih virov;
IZK_{SDO}	energetski izkoristek sistema.

(5) Agencija lahko na spletni strani objavi vrednosti energetskih izkoristkov sistemov in trajnostnih kazalnikov za posamezne sisteme.

IV. METODOLOGIJA ZA DOLOČANJE VREDNOSTI IZPUSTOV OGLJIKOVEGA DIOKSIDA NA ENOTO DOBAVLJENE ENERGIJE IZ SISTEMA

15. člen

(splošno)

Kazalnik izpustov ogljikovega dioksida na enoto dobavljene energije iz sistema je kazalnik sistema, ki se izračunava na podlagi zbranih podatkov za preteklo leto:

– količine porabljenih energentov za proizvodnjo toplote oziroma količine posameznih vrst toplote, ki je bila prevzeta v sistem;

– porabljene električne energije pri proizvodnji ali sproizvodnji toplote v posameznem viru toplote oziroma pri pripravi toplote za prevzem v sistem in

– vrednosti emisijskih faktorjev za posamezne energente ali vire energije iz Tabele 2 Priloge 1 tega akta.

16. člen

(izračun kazalnika izpustov)

Kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za dobavljeno energijo iz sistema se izračuna v naslednjih korakih:

– izračuna se kazalnik izpustov ogljikovega dioksida $f_{CO_2,DTi}$ za posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem;

– izračuna se deleže toplote, ki je bila prevzeta v sistem iz posameznih virov;

– izračuna se skupen kazalnik izpustov ogljikovega dioksida vseh virov toplote $f_{CO_2,DTs}$, ki je bila prevzeta v sistem;

– izračuna se skupen kazalnik izpustov ogljikovega dioksida sistema $f_{CO_2,SDO}$, ki vključuje tudi porabljeno električno energijo pri proizvodnji ali sproizvodnji toplote v posameznem viru toplote oziroma pri pripravi toplote za prevzem v sistem in za delovanje sistema.

17. člen

(kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za posamezen vir toplote)

(1) Kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za posamezen vir toplote se izračuna na naslednji način:

$$f_{CO_2,DTi} = \frac{\sum_j EV_{Hj} \cdot f_{CO_2,VHj} + EV_{Hi} \cdot f_{CO_2,VHi} + EL_{LR,DTi} \cdot f_{CO_2,EL,DTi} - E_{IZHi} \cdot f_{CO_2,IZHi}}{DT_{IZHi}},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{CO_2,DTi}$	kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem [gCO ₂ /kWh];
EV_{Hj}	porabljena energija posameznega energenta za delovanje proizvodne ali sproizvodne naprave toplote [MWh], ki upošteva spodnjo kurilno vrednost energenta;
$f_{CO_2,VHj}$	emisijski faktor za posamezen porabljeni energent za proizvodnjo toplote, ki je bila prevzeta v sistem [gCO ₂ /kWh];
EV_{Hi}	količina toplote, ki je bila prevzeta v sistem iz virov, katerih primarni namen ni proizvodnja toplote ali je bila prevzeta iz drugih sistemov [MWh];
$f_{CO_2,VHi}$	emisijski faktor za posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem [gCO ₂ /kWh];
$EL_{LR,DTi}$	porabljena električna energija pri proizvodnji ali sproizvodnji toplote v posameznem viru toplote [MWh] in vključuje električno energijo, porabljeno za delovanje naprav, vključenih v proces proizvodnje oziroma priprave toplote za prevzem v sistem;
$f_{CO_2,EL,DTi}$	emisijski faktor za posamezen vir električne energije, ki je bila porabljena v procesu proizvodnje ali priprave toplote za prevzem v sistem iz posameznega vira (lastna raba) [gCO ₂ /kWh];
E_{IZHi}	neto električna energija ali druga oblika koristne energije, ki ni namenjena delovanju sistema niti oskrbi sistema s toploto, proizvedena v sproizvodni napravi [MWh], če se za proizvodnjo toplote uporablja sproizvodna naprava;
$f_{CO_2,IZHi}$	emisijski faktor za električno energijo ali drugo obliko energije, ki se ne uporablja za delovanje sistema, vrednosti zanje so določene v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta [gCO ₂ /kWh];

DT_{IZHi} celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];

i posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem;

j vrsta porabljenega energenta za delovanje proizvodne oziroma sproizvodne naprave.

(2) Pri izračunu kazalnika izpustov ogljikovega dioksida za posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem, kot to določa prejšnji odstavek, se za emisijski faktor za posamezni porabljeni energent za proizvodnjo toplote ali vrsto toplote, ki je bila prevzeta v sistem, električno energijo za delovanje sistema, emisijski faktor za proizvedeno električno energijo v sproizvodnji ali drug posamezni vir energije, ki se ne uporablja za delovanje sistema, uporabljajo vrednosti iz Tabele 2 Priloge 1 tega akta.

(3) Za izračune iz prejšnjega odstavka se v primeru proizvodnih naprav na trdna goriva, ki so vključene v emisijsko trgovanje, lahko uporabijo dejanski emisijski faktorji.

(4) Če je med viri energije za proizvodnjo toplote, ki je bila prevzeta v sistem, tudi električna energija, ali se električna energija porablja za delovanje sistema (lastna raba), se pri izračunu emisijskega faktorja za ta vir energije upošteva le delež te energije, ki ni iz obnovljivega vira.

18. člen

(izračun deleža posameznega vira toplote)

Delež posameznega vira toplote v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem, se izračuna na naslednji način:

$$D_i = \frac{DT_{IZHi}}{DT_{IZH}},$$

kjer oznake pomenijo:

D_i	delež toplote iz posameznega vira v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem;
DT_{IZH}	celotna količina toplote iz posameznega vira [MWh];
DT_{IZH}	skupna toplota, ki je bila prevzeta v sistem [MWh];
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

19. člen

(skupni kazalnik izpustov za vse vire toplote)

Skupni kazalnik izpustov za vse vire toplote, ki je bila prevzeta v sistem, se izračuna na naslednji način:

$$f_{CO_2,DTS} = \sum_i f_{CO_2,DTi} \cdot D_i,$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{CO_2,DTS}$	skupni kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za vse vire toplote, ki je bila prevzeta v sistem [gCO ₂ /kWh];
$f_{CO_2,DTi}$	kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem [gCO ₂ /kWh];
D_i	delež toplote posameznega vira v skupni toploti, ki je bila prevzeta v sistem;
i	posamezen vir toplote, ki je bila prevzeta v sistem.

20. člen

(skupni kazalnik izpustov za celoten sistem)

(1) Skupni kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za sistem se izračuna na naslednji način:

$$f_{CO_2,SDO} = \frac{f_{CO_2,DTS} \cdot DT_{IZH} + f_{CO_2,EL,SDO} \cdot EL_{LR,SDO}}{DT_{PR}},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{CO_2,SDO}$	kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za sistem [gCO ₂ /kWh];
$f_{CO_2,DTS}$	skupni kazalnik izpustov ogljikovega dioksida za vse vire toplote, ki je bila prevzeta v sistem [gCO ₂ /kWh];
DT_{IZH}	skupna toplota, ki je bila prevzeta v sistem [MWh];
$f_{CO_2,EL,SDO}$	utežen emisijski faktor za uporabljene vire električne energije glede na deleže posameznih virov električne energije, uporabljenih za delovanje sistema [gCO ₂ /kWh]. Emisijski faktor za proizvodnjo električne energije v Sloveniji je določen v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta;
$EL_{LR,SDO}$	električna energija, porabljena za delovanje sistema (lastna raba) [MWh];
DT_{PR}	skupna toplota, dobavljena na odjemna mesta končnih odjemalcev [MWh].

(2) Utežen emisijski faktor za uporabljene vire električne energije se izračuna na naslednji način:

$$f_{CO_2,EL,SDO} = \sum_i f_{CO_2,ELk} \cdot D_{EL,SDO,k},$$

kjer oznake pomenijo:

$f_{CO_2,EL,SDO}$	utežen emisijski faktor za uporabljene vire električne energije glede na deleže posameznih virov električne energije, uporabljenih za delovanje sistema [gCO ₂ /kWh]. Emisijski faktor za proizvodnjo električne energije v Sloveniji je določen v Tabeli 2 Priloge 1 tega akta;
$f_{CO_2,ELk}$	emisijski faktor za proizvodnjo električne energije iz posameznega vira električne energije [gCO ₂ /kWh];
$D_{EL,SDO,k}$	delež električne energije iz posameznega vira v skupni količini električne energije, ki je bila porabljena za delovanje sistema;
k	posamezen vir električne energije.

V. VSEBINA IN OBLIKA ZBIRNEGA PREGLEDA NAČRTOVANIH UKREPOV IN POVEZANIH PODATKOV

21. člen

(vsebina in oblika zbirnega pregleda)

(1) Zbirni pregled načrtovanih ukrepov je sestavni del trajnostnega načrta za sistem, ki ga v skladu s prvim in drugim odstavkom 56. člena Zakona o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 121/21 in 189/21, v nadaljnjem besedilu: ZSROVE) pripravi distributer toplote. Zbirni pregled načrtovanih ukrepov se izdela za vsak posamezen sistem.

(2) Distributer toplote za posamezen sistem in z njim povezan posamezen ukrep ali dejavnost iz točk d) in e) drugega odstavka 56. člena ZSROVE v zbirnem pregledu navede naslednje podatke:

1. identifikacijska oznaka ukrepa ali dejavnosti, vsebovane v ukrepu;
2. vrsta načrtovanega ukrepa iz nabora ukrepov;
3. načrtovana vrednost prispevka ukrepa, ki se odraža v povečanem deležu porabe obnovljivih virov in odvečne toplote. Če je prispevkov istega ukrepa več, se navede ocene vseh prispevkov;
4. načrtovana vrednost prispevka ukrepa, ki se odraža v doseganju in ohranjanju doseganja predpisanega merila učinkovitosti sistema. Če je prispevkov istega ukrepa več, se navede ocene vseh prispevkov;
5. predvideni investicijski stroški ukrepa po letih od začetka naložbe do aktivacije ukrepa. Poleg skupnega stroška ukrepa ali dejavnosti morajo biti navedeni tudi vsi potrebni povezani podatki vključno z morebitnimi študijami, ki so bili uporabljeni pri izračunu gospodarnosti ukrepa;
6. časovnica izvedbe načrtovanih ukrepov vključno z načrtovanim rokom do začetka uporabe posameznega načrtovanega ukrepa. Če se ukrep predvidoma izvede v več fazah, se v zbirnem pregledu vsaka faza navede kot samostojen ukrep in se zanjo poroča posebej. V časovnici so vsebovani pomembni časovni mejniki, kot npr. končna odločitev o naložbi, pridobitev potrebnih dovoljenj, in
7. ocenjen možen prispevek ukrepa k prilagajanju odjema in shranjevanju presežne električne energije iz obnovljivih virov v skladu s točko c) drugega odstavka 56. člena ZSROVE.

(3) Distributer toplote za ukrepe, ki se že izvajajo, v poročilu o izvajanju ukrepov iz šestega odstavka 56. člena ZSROVE navede tudi doseženo stopnjo izvedbe posameznega ukrepa iz zbirnega pregleda.

(4) Oblika in struktura zbirnega pregleda je podrobneje določena v Tabeli 1 Priloge 2, ki je sestavni del tega akta.

22. člen

(povezani podatki)

(1) V trajnostnem načrtu morajo biti podane analize in ocene iz točk od a) do č) drugega odstavka 56. člena ZSROVE na način, da je vidna in razumljiva povezava z ukrepi iz prejšnjega člena.

(2) V zbirni pregled iz prejšnjega člena se dodajo tudi drugi podatki na podlagi določb 57. člena ZSROVE, če so potrebni

za razumevanje trajnostnega načrta ali njegovih vsebinskih delov ali povezave med posameznimi deli trajnostnega načrta in ukrepi iz prejšnjega člena ali so podlaga za izračun, analizo ali oceno, navedeno v trajnostnem načrtu. Podatki iz prejšnjega stavka so obvezni povezani podatki.

(3) Podatki, potrebni za izračun učinkovitosti sistema v skladu s 45. točko prvega odstavka 3. člena ZSROVE za posamezen sistem ali za oceno učinka posameznega ukrepa ali dejavnosti iz točk d) in e) drugega odstavka 56. člena ZSROVE, so obvezni povezani podatki.

(4) Podatki, na podlagi katerih se izračunavajo kazalniki po 57. členu ZSROVE, so obvezni povezani podatki.

(5) Kadar agencija daje soglasje k trajnostnemu načrtu, lahko v postopku izdaje soglasja zahteva dodatne povezane podatke v obliki, ki jih določi v zahtevku.

23. člen

(podatki za izračun kazalnikov)

(1) Distributer toplote za vsak sistem letno poroča agenciji naslednji nabor podatkov:

- količina dobavljene toplote iz posameznega vira toplote, ki je bila prevzeta v sistem;
- količina porabljene električne energije za delovanje sistema in
- količina dobavljene toplote na odjemna mesta odjemalcev.

(2) Proizvajalec toplote oziroma dobavitelj energije, ki dobavlja toploto distributerju toplote, za vsak vir toplote letno poroča agenciji naslednji nabor podatkov:

1. raba posamezne vrste primarne energije za proizvodnjo oziroma soproizvodnjo toplote iz posameznega vira, ki je bila namenjena za oskrbo sistema in dobavljena distributerjem toplote;
2. količina proizvedene toplote iz posameznega vira;
3. količina proizvedene električne energije ali druge oblike koristne energije, ki ni bila porabljena za delovanje sistema, če je bila v sistemu porabljena toplota iz soproizvodnih naprav;
4. izkoristki proizvodnih oziroma soproizvodnih naprav;
5. količina električne energije, porabljena za delovanje naprav, vključenih v proces proizvodnje ali soproizvodnje oziroma pripravo toplote za prevzem v sistem, in
6. za proizvodne naprave na trdna goriva, ki so vključene v emisijsko trgovanje, lastni emisijski faktor za goriva (gCO₂/kWh).

VI. PREHODNA IN KONČNA DOLOČBA

24. člen

(prehodna določba)

Distributer toplote v zbirnem pregledu iz prvega odstavka 21. člena tega akta navede tudi podatke za ukrepe, ki se morebiti že izvajajo in o izvedbi katerih je bila odločitev sprejeta pred uveljavitvijo tega akta, izvedeni ukrepi ali dejavnosti pa bodo vplivali na povečanje deleža rabe obnovljivih virov in odvečne toplote, rabo toplote iz soproizvodnje in doseganje, preseganje ali ohranjanje merila učinkovitosti sistema.

25. člen

(začetek veljavnosti)

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

Št. 71-6/2022/11

Maribor, dne 21. septembra 2022

EVA 2022-2430-0068

Predsednik sveta
Agencije za energijo
dr. Franc Žlahtič

Priloga 1: Faktorji primarne energije in emisijski faktorji**Tabela 1:** Faktorji primarne energije energentov in drugih oblik energije

Faktorji primarne energije energentov in drugih oblik energije			f_{PnOVE}	f_{POVE}	f_{PS}
Fosilna goriva	Trdna	Premog	1,1	0	1,1
		Odpadki	0,5	0,5	1
	Tekoča	ELKO	1,1	0	1,1
		UNP	1,1	0	1,1
	Plinasta	Zemeljski plin	1,1	0	1,1
Goriva iz biomase	Trdna	Lesna biomasa	0,2	1	1,2
	Tekoča	Biogoriva	0,5	1	1,5
	Plinasta	Bioplin	0,4	1	1,4
Drugi obnovljivi viri	Sončna energija	Toplota	0	1	1
		Električna energija	0	1	1
	Vetrna energija		0	1	1
	Geotermalna energija		0	1	1
	Toplota okolja		0	1	1 *
	Odpadki – obnovljivi viri energije		0	0	0
Električna energija	Povprečje Slovenija		1,5	1	2,5
	100 % obnovljivi viri energije		0	1	1
Odvečna toplota			0	0	0

* usklajeno s Pravilnikom o učinkoviti rabi energije v stavbah (Uradni list RS, št. 70/22).

Tabela 2: Emisijski faktorji energentov in drugih oblik energije

Emisijski faktorji energentov in drugih oblik energije			f_{CO_2} [gCO ₂ /kWh]
Fosilna goriva	Trdna	Premog	341
		Odpadki	250
	Tekoča	ELKO	267
		UNP	227
	Plinasta	Zemeljski plin	199
Goriva iz biomase	Trdna	Lesna biomasa	0
	Tekoča	Biogoriva	0
	Plinasta	Bioplin	0
Drugi obnovljivi viri	Sončna energija	Toplota	0
		Električna energija	0
	Vetrna energija		0
	Geotermalna energija		0
	Toplota okolja		0
	Odpadki – obnovljivi viri energije		0
Električna energija	Povprečje Slovenija		420
	100 % obnovljivi viri energije		0
Odvečna toplota			0

Priloga 2: Struktura in vsebina zbirnega pregleda**Tabela 1:** Zbirni pregled posameznega ukrepa

Zap. šte.	Struktura in vsebina zbirnega pregleda za posamezen ukrepa
1	Identifikacijska oznaka ukrepa ali dejavnosti
2	Vrsta načrtovanega ukrepa
3	Datum sprejema končne odločitve o naložbi
4	Datum pridobljenega gradbenega dovoljenja
5	Načrtovan datum začetka izvajanja ukrepa
6	Načrtovan datum aktivacije ukrepa
7	Število proizvodnih virov toplote pred izvedbo ukrepa
8	Število proizvodnih virov toplote po izvedbi ukrepa
9	Struktura in delež letne porabe energije iz obnovljivih virov pri proizvodnji toplote, prevzete v sistem, pred in po izvedenem ukrepu [v %]
10	Delež letne porabe odvečne toplote, prevzete v sistem, pred in po izvedenem ukrepu [v %]
11	Delež letne porabe toplote iz soproizvodnje, prevzete v sistem, pred in po izvedenem ukrepu [v %]
12	Načrtovano doseganje ali ohranjanje učinkovitosti sistema *
13	Investicijski stroški posameznega ukrepa po letih od začetka investicije do aktivacije ukrepa
14	Načrtovan vir financiranja posameznega ukrepa
15	Načrtovana doba vračanja investicije v izvedbo posameznega ukrepa
16	Priloge in dokazila (študija izvedljivosti, poslovni načrt,...), ki izkazujejo izvedljivost in gospodarnost izvedbe načrtovanega ukrepa **
17	Ocenjen možen prispevek ukrepa k prilagajanju odjema in shranjevanju presežne električne energije iz obnovljivih virov

* izračuna se kot razlika med doseženo ravno učinkovitosti pred ukrepom in po aktiviranem ukrepu

** Za priloge in dokazila, ki so že vsebovana v trajnostnem načrtu, se na tem mestu lahko navede le sklic nanje.

2909. Akt o spremembah in dopolnitvah Akta o obvezni vsebini sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem toplote

Na podlagi drugega odstavka 17. člena v zvezi z drugim odstavkom 41. člena Zakona o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov (Uradni list RS, št. 44/22) in na podlagi petega odstavka 58. člena Zakona o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 121/21 in 189/21) Agencija za energijo izdaja

A K T**o spremembah in dopolnitvah Akta o obvezni vsebini sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem toplote****1. člen**

V Aktu o obvezni vsebini sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem toplote (Uradni list RS, št. 47/15, 9/16 in 44/22 – ZOTDS, v nadaljnjem besedilu: akt) se v 2. členu besedilo »4. in 283. členu Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 17/14; v nadaljnjem besedilu: EZ-1)« nadomesti z besedilom »4. členu Energetskega zakona (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) in 3. členu Zakona o oskrbi s toploto iz distribucijskih sistemov (Uradni list RS, št. 44/22, v nadaljnjem besedilu: ZOTDS)«.

2. člen

V 4. členu se v prvem odstavku za tretjo alinejo doda nova četrta alineja, ki se glasi:

»– pogoje in način izvajanja odklopov na zahtevo končnega odjemalca;«.

Dosedanji četrta in peta alineja postaneta peta in šesta alineja.

V dosedanji šesti alineji, ki postane sedma alineja, se kratica »EZ-1« nadomesti s kratico »ZOTDS«.

3. člen

V 16. členu se v prvi alineji črta besedilo »v skladu z EZ-1«.

4. člen

V 17. členu se kratica »EZ-1« nadomesti s kratico »ZOTDS«.

5. člen

Za 17. členom se doda novo V.a poglavje in novi 17.a do 17.g členi, ki se glasijo:

»V.a POGOJI IN NAČIN IZVAJANJA ODKLOPOV NA ZAHTEVO KONČNEGA ODJEMALCA**17.a člen**

(pravica do odklopa na zahtevo odjemalca)

(1) Odjemalec ima pravico do odklopa odjemnega mesta, če je izpolnjen pogoj iz prve ali druge alineje tega odstavka in če je hkrati izpolnjen pogoj iz tretje alineje tega odstavka:

– distribucijski sistem, preko katerega je oskrbovano odjemno mesto odjemalca, ni učinkovit v skladu s 45. točko prvega odstavka 3. člena Zakona o spodbujanju rabe obnovljivih virov energije (Uradni list RS, št. 121/21 in 189/21, v nadaljnjem besedilu: ZSROVE), distributer toplote pa do 7. februarja 2023 ni pridobil potrditve oziroma soglasja Agencije za energijo (v nadaljnjem besedilu: agencija) k trajnostnemu načrtu, iz katerega izhaja, da bo sistem daljinskega ogrevanja ali hlajenja dosegel kriterij učinkovitosti v smislu 45. točke prvega odstavka 3. člena ZSROVE do 31. decembra 2025;

– distribucijski sistem, preko katerega je oskrbovano odjemno mesto odjemalca od 1. januarja 2026, ni učinkovit v smislu 45. točke prvega odstavka 3. člena ZSROVE;

– če je stavba odjemalca skoraj ničenergijska ali energetsko še učinkovitejša.

(2) Odklop na skupnem odjemnem mestu na podlagi izpolnjenih pogojev iz prejšnjega odstavka se izvede za vse uporabnike skupnega odjemnega mesta skupaj, pri čemer mora biti odločitev o odklopu sprejeta na podlagi določb predpisov, ki urejajo sprejemanje odločitev in upravljanje večstanovanjskih stavb oziroma stavb z več posameznimi deli, če gre za nestanovanjske stavbe.

(3) Odjemalec za uveljavitev pravice do odklopa poda pisno zahtevo distributerju toplote.

17.b člen

(zagotavljanje informacij o učinkovitosti)

(1) Informacije o doseganju učinkovitosti v smislu 45. točke prvega odstavka 3. člena ZSROVE za vsak posamezen sistem daljinskega ogrevanja in hlajenja objavi agencija na svojih spletnih straneh vsako leto najkasneje do 1. maja za preteklo leto.

(2) Informacije o pridobljenih soglasjih k trajnostnemu načrtu za vsak posamezen sistem daljinskega ogrevanja in hlajenja agencija po izdaji soglasja objavi na svojih spletnih straneh.

17.c člen

(zahteva odjemalca za odklop)

(1) Odjemalec, ki je imetnik soglasja za priključitev oziroma lastnik objekta, lahko zahteva od distributerja toplote, da na podlagi izpolnjevanja pogojev za odklop v skladu z določbami prvega odstavka 17.a člena tega akta njegovo odjemno mesto odklopi od distribucijskega sistema. V tem primeru pogodba o dobavi toplote preneha veljati.

(2) Pravica odjemalca do odklopa ne posega v obveznosti odjemalca iz pogodbe o priključitvi, ki se nanašajo na obveznost uporabe priključka do poteka ekonomske dobe priključka oziroma poplačilo morebitnih nesorazmernih stroškov, ki lahko nastanejo zaradi predčasnega prenehanja uporabe priključka.

(3) Odjemalec zahteva odklop odjemnega mesta pisno na predpisanem obrazcu, ki je odjemalcu razpoložljiv na spletni strani in na sedežu distributerja toplote. Odjemalec pisno zahtevo za odklop pošlje distributerju toplote po priporočeni pošti, preko elektronske pošte ali vloži zahtevo na sedežu distributerja toplote.

17.č člen

(vsebina zahteve za odklop)

(1) Pisna zahteva za odklop mora vsebovati:

a) podatke o odjemnem mestu:

– naslov odjemnega mesta (ulica, hišna številka, kraj, identifikacijska številka stavbe ali dela stavbe);

– identifikacijska oznaka odjemnega mesta;

b) podatke o odjemalcu in lastniku stavbe:

– za fizične osebe: ime in priimek, naslov odjemalca in davčno številko;

– za pravne osebe: naziv družbe, sedež družbe, davčno številko ali ID za DDV, matično številko družbe, zastopnik družbe;

c) dokazila o izpolnjenih pogojih, ki dajejo odjemalcu pravico do odklopa odjemnega mesta;

č) zelen datum odklopa.

(2) Če gre za odklop skupnega odjemnega mesta za oskrbo večstanovanjske stavbe ali stavbe z več enotami, lahko zahtevo za odklop poda podjetje v lasti vseh odjemalcev ali zastopnik vseh odjemalcev, ki skupaj uveljavljajo pravico do odklopa. V tem primeru mora zahteva za odklop vsebovati podatke o lastnikih posameznih delov stavbe, podatke o zastopniku ali pooblaščenцу skupine odjemalcev ali podatke o upravniku stavbe, če ta zastopa skupino odjemalcev v njihovem imenu in za njihov račun.

17.d člen

(dokazila o izpolnjenih pogojih za odklop)

(1) Kot dokazilo v povezavi z nedoseganjem kriterija učinkovitosti za vsak posamezen sistem daljinskega ogrevanja in hlajenja odjemalec uporabi javno objavljene informacije iz 17.b člena tega akta, ki jih v pisni obliki priloži pisni zahtevi za odklop.

(2) Kot dokazilo v zvezi z izpolnjevanjem pogoja, da je odjemalec celovito energetske prenovil stavbo v skoraj ničenergijsko stavbo odjemalec predloži kopijo energetske izkaznice, iz katere je razvidno, da gre pri stavbi, za katero se zahteva odklop, za skoraj ničenergijsko stavbo ali energetske še učinkovitejšo stavbo.

(3) Kot dokazilo iz prejšnjega odstavka se upoštevajo le energetske izkaznice, ki so bile izdelane in izdane v skladu s predpisi, ki urejajo področje izdelave in izdaje energetskih izkaznic.

17.e člen

(obravnavanje zahteve za odklop)

(1) Distributer toplote odjemalca, ki je pisno zahteval odklop, najkasneje v roku 15 delovnih dni od prejema popolne zahteve za odklop pisno obvesti o izpolnjevanju pogojev za odklop, o obstoju morebitnih neizpolnjenih pogodbenih obveznosti na strani odjemalca, ki jih je treba izpolniti pred izvedbo odklopa in o stroških izvedbe odklopa ter možnem terminu odklopa glede na posege na distribucijskem sistemu, ki so potrebni za izvedbo odklopa.

(2) Če distributer toplote ugotovi obstoj nesorazmernih stroškov zaradi prenehanja uporabe priključka pred potekom obdobja, ki je bilo upoštevano pri izračunu ekonomske upravičenosti naložbe v povezavi s priključitvijo odjemnega mesta na distribucijski sistem, na novo izračuna višino nesorazmernih stroškov priključitve glede na dejanski obseg in obdobje uporabe priključka.

(3) Distributer toplote o morebitnem obstoju nesorazmernih stroškov iz prejšnjega odstavka pisno obvesti odjemalca, ki je zahteval odklop.

(4) Distributer toplote pisnemu obvestilu iz prejšnjega odstavka priloži nov izračun nesorazmernih stroškov, opis načina odklopa, predračun za plačilo nesorazmernih stroškov in stroškov izvedbe odklopa, v katerem navede rok za plačilo.

(5) Če odjemalec v roku za plačilo ne poravnava stroškov iz prejšnjega odstavka, se šteje, da je odstopil od zahteve za odklop.

(6) Odklop odjemnega mesta na zahtevo odjemalca se izvede na sporazumno dogovorjen datum oziroma najkasneje v roku 30 delovnih dni, potem ko je odjemalec poravnal vse pogodbenne obveznosti do distributerja toplote in stroške odklopa. Rok za izvedbo odklopa se lahko podaljša, če je potreben poseg na distribucijskem sistemu in tega ni mogoče izvesti v obdobju ogrevalne sezone ali iz razlogov, na katere distributer toplote nima vpliva, vendar največ za čas trajanja teh posebej utemeljenih razlogov.

(7) Če se želi odjemalec po odklopu ponovno priključiti na distribucijski sistem, mora pridobiti novo soglasje za priključitev.

17.f člen

(izvedba odklopa)

(1) Distributer toplote izvede odklop z zapiranjem in pečatenjem glavnih zapornih ventilov na priključnem mestu odjemalca.

(2) Če distributer toplote presodi, da priključek, ki je bil namenjen oskrbi odjemnega mesta, za katero je bila podana zahteva za odklop, pomeni tveganje za varnost in učinkovitost

distribucijskega sistema ali za izvajanje neupravičenega odjema, lahko odklop izvede s fizično prekinitvijo priključka na lokaciji priključnega mesta na distribucijskem sistemu.

(3) Izvedba odklopa se potrdi z zapisnikom, ki ga sestavi pooblaščen oseba distributerja toplote. Zapisnik mora med drugim vsebovati podatke o številnem stanju merilnih naprav in datum odklopa. Vsebino zapisnika s svojim podpisom potrđita pooblaščen oseba distributerja toplote in končni odjemalec.

17.g člen

(obračun stroškov odklopa)

(1) Distributer toplote odjemalcu, ki je zahteval odklop odjemnega mesta in se odklop izvede v skladu s določbami prvega odstavka 17.f člena tega akta, obračuna stroške odklopa po veljavnem ceniku storitev distributerja toplote.

(2) Če se odklop izvede s fizično prekinitvijo priključka na lokaciji priključnega mesta na distribucijskem sistemu, distributer toplote odjemalcu obračuna strošek izvedbe odklopa odjemnega mesta na podlagi dejanskih stroškov, ki jih ima distributer toplote z odklopom tega odjemnega mesta, za kar na podlagi oglada dejanskega stanja pripravi pisno ponudbo s predračunom, ki jo pošlje odjemalcu.

(3) Če se odjemalec ne strinja z višino stroškov fizične prekinitve priključka na lokaciji priključnega mesta, ki jih je distributer toplote v pisni ponudbi iz prejšnjega odstavka poslal odjemalcu, ima pravico, da izbere drugega ustrezno strokovno usposobljenega izvajalca, ki bo izvedel ta dela pod pogoji in nadzorom distributerja toplote.

6. člen

V 18. členu se tretji odstavek spremeni tako, da se glasi: »(3) V zvezi z odstopom od pogodbe o dobavi, distributer toplote v SON določi odpovedni rok in izrecno navede primere, v katerih odstop od pogodbe o dobavi ni mogoč.«.

V četrtem odstavku se črta besedilo »v skladu z določbami prejšnjega odstavka«.

7. člen

V 27. členu se besedilo »289. člena EZ-1« nadomesti z besedilom »9. člena ZOTDS«, besedilo »290. člena EZ-1« pa se nadomesti z besedilom »10. člena ZOTDS«.

8. člen

V 40. členu se v prvem odstavku besedilo »Agencijo za energijo (v nadaljnjem besedilu: agencija)« nadomesti z besedo »agencijo«.

9. člen

V 43. členu se črta besedilo »v skladu z EZ-1«.

KONČNA DOLOČBA

10. člen

(začetek veljavnosti in uporabe)

Ta akt začne veljati petnajsti dan po objavi v Uradnem listu Republike Slovenije, uporabljati pa se začne 7. februarja 2023.

Št. 71-7/2022/10

Maribor, dne 21. septembra 2022

EVA 2022-2430-0067

Predsednik sveta
Agencije za energijo
dr. Franc Žlahtič

OBČINE

KOSTANJEVICA NA KRKI

- 2910. Sklep o potrditvi cene oskrbe s pitno vodo, odvajanja in čiščenja komunalne odpadne vode in prevzema grezničnih gošč in blata iz MKČN ter Novelacije elaborata o oblikovanju cen storitev gospodarske javne službe: Oskrba s pitno vodo v Občini Kostanjevica na Krki – 2, veljavnost od 1. 10. 2022, in Novelacijo elaborata o oblikovanju cen storitev gospodarske javne službe: Odvajanje in čiščenje komunalne in padavinske odpadne vode v Občini Kostanjevica na Krki – 2, veljavnost od 1. 10. 2022**

Na podlagi 29. člena Zakona o lokalni samoupravi (Uradni list RS, št. 94/07 – uradno prečiščeno besedilo, 76/08, 79/09, 51/10, 40/12 – ZUJF, 14/15 – ZUUJFO, 11/18 – ZSPDLS-1, 30/18, 61/20 – ZIUZEOP-A in 80/20 – ZIUOOPE) in 14. člena Statuta Občine Kostanjevica na Krki (Uradni list RS, št. 49/14) in 58. člena Koncesijske pogodbe je Občinski svet Občine Kostanjevica na Krki na 5. izredni seji dne 22. 9. 2022 sprejel

S K L E P

o potrditvi cene oskrbe s pitno vodo, odvajanja in čiščenja komunalne odpadne vode in prevzema grezničnih gošč in blata iz MKČN ter Novelacije elaborata o oblikovanju cen storitev gospodarske javne službe: Oskrba s pitno vodo v Občini Kostanjevica na Krki – 2, veljavnost od 1. 10. 2022, in Novelacijo elaborata o oblikovanju cen storitev gospodarske javne službe: Odvajanje in čiščenje komunalne in padavinske odpadne vode v Občini Kostanjevica na Krki – 2, veljavnost od 1. 10. 2022

I.

Občinski svet potrjuje predložene novelacije elaboratov o oblikovanju cene izvajanja obvezne občinske gospodarske javne službe oskrbe s pitno vodo, odvajanja in čiščenja komunalne in padavinske odpadne vode, ki bodo stopili v veljavo s 1. 10. 2022.

II.

Občinski svet za leto 2022 potrjuje nove predračunske lastne in zaračunane cene izvajanja storitev obvezne občinske gospodarske javne službe oskrbe s pitno vodo, odvajanja komunalne odpadne vode in čiščenja komunalne odpadne vode

ter prevzema grezničnih gošč in blata iz malih komunalnih čistilnih naprav.

Predračunska lastna in zaračunana cena oskrbe s pitno vodo za vse uporabnike od 1. 10. 2022 naprej:

Storitev	Cena v EUR	Cena v EUR z 9,5% DDV
Oskrba s pitno vodo v m ³	1,2077	1,3224

Predračunska lastna in zaračunana cena storitve odvajanja komunalne odpadne vode za vse uporabnike od 1. 10. 2022 naprej:

Storitev	Cena v EUR	Cena v EUR z 9,5% DDV
Odvajanje komunalne odpadne vode v m ³	0,4765	0,5218

Predračunska lastna in zaračunana cena storitve čiščenja komunalne odpadne vode za vse uporabnike od 1. 10. 2022 naprej:

Storitev	Cena v EUR	Cena v EUR z 9,5% DDV
Čiščenje komunalne odpadne vode v m ³	0,9896	1,0836

Predračunska lastna in zaračunana cena prevzema grezničnih gošč in blata iz malih komunalnih čistilnih naprav od 1. 10. 2022 naprej:

Storitev	Cena v EUR	Cena v EUR z 9,5% DDV
Prevzem grezničnih gošč in blata iz malih komunalnih čistilnih naprav	0,5691	0,6232

III.

Cene oziroma tarife, podane v ponudbi za pridobitev koncesije za opravljanje gospodarskih javnih služb v Občini Kostanjevica na Krki, ki se s predmetnim sklepom ne spreminjajo, ostajajo še naprej v veljavi.

IV.

Sklep se objavi v Uradnem listu Republike Slovenije in velja naslednji dan po objavi, uporablja pa se od 1. 10. 2022 dalje.

Št. 032-7/2022

Kostanjevica na Krki, dne 22. septembra 2022

Podžupan
Občine Kostanjevica na Krki
v funkciji župana
Robert Zagorc

VSEBINA**VLADA**

2897. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki 8485
2898. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Neaplju, v Italijanski republiki 8485
2899. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji 8485
2900. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Fairfieldu, v Avstraliji 8486
2901. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji 8486
2902. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Bogoti, v Republiki Kolumbiji 8486
2903. Sklep o odprtju Konzulata Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem 8486
2904. Sklep o imenovanju častnega konzula Republike Slovenije v Fukui, na Japonskem 8487

MINISTRSTVA

2905. Pravilnik o spremembah Pravilnika o tehničnih in organizacijskih ukrepih za skladiščenje nevarnih kemikalij 8488
2906. Odredba o spremembi Odredbe o dopolnitvah Odredbe o višini stroškov strokovnega izpita zdravstvenih delavcev in zdravstvenih sodelavcev na področju zdravstvene dejavnosti 8494

**DRUGI DRŽAVNI ORGANI
IN ORGANIZACIJE**

2907. Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira za elektrooperaterje 8495

2908. Akt o določitvi metodologije za izračunavanje faktorjev primarne energije, izpustov ogljikovega dioksida in učinkovitosti za sisteme daljinskega ogrevanja in hlajenja ter vsebini in obliki zbirnega pregleda načrtovanih ukrepov in povezanih podatkov 8597
2909. Akt o spremembah in dopolnitvah Akta o obvezni vsebini sistemskih obratovalnih navodil za distribucijski sistem toplote 8609

OBČINE**KOSTANJEVICA NA KRKI**

2910. Sklep o potrditvi cene oskrbe s pitno vodo, odvajanja in čiščenja komunalne odpadne vode in prevzema grezničnih gošč in blata iz MKČN ter Novelacije elaborata o oblikovanju cen storitev gospodarske javne službe: Oskrba s pitno vodo v Občini Kostanjevica na Krki – 2, veljavnost od 1. 10. 2022, in Novelacijo elaborata o oblikovanju cen storitev gospodarske javne službe: Odvajanje in čiščenje komunalne in padavinske odpadne vode v Občini Kostanjevica na Krki – 2, veljavnost od 1. 10. 2022 8611

Uradni list RS – Razglasni del

Razglasni del je objavljen v elektronski izdaji št. 123/22 na spletnem naslovu: **www.uradni-list.si**

VSEBINA

- Javni razpisi** 2087

ISSN 1318-0576



Izdajatelj Služba Vlade RS za zakonodajo – v. d. direktor Rado Fele • Založnik Uradni list Republike Slovenije d.o.o. – direktor Denis Stroligo • Priprava Uradni list Republike Slovenije d.o.o. • Naročnina za obdobje 1. 1. do 31. 12. 2022 je 599 EUR (brez DDV), v ceno posameznega Uradnega lista Republike Slovenije je vračunan 5% DDV • Reklamacije se upoštevajo le mesec dni po izidu vsake številke • Uredništvo in uprava Ljubljana, Dunajska cesta 167 • Poštni predal 379 • Telefon tajništvo (01) 2001 821, računovodstvo in naročnine (01) 2001 863, telefaks (01) 2001 825, prodaja (01) 2001 838, preklici (01) 2001 842, telefaks (01) 4250 199, uredništvo (01) 2001 841/868, uredništvo (javni razpisi ...) (01) 2001 842, uredništvo – telefaks (01) 4250 199 • Internet: www.uradni-list.si – uredništvo e-pošta: objave@uradni-list.si • Transakcijski račun 02922-0011569767