ZBIERKA ZÁKONOV
SLOVENSKEJ REPUBLIKY

Ročník 2017

Vyhlásené: 10. 2. 2017 Časová verzia predpisu účinná od: 31. 3.2022 do: 29. 6.2022

Obsah dokumentu je právne záväzný.

18

VYHLÁŠKA

Úradu pre reguláciu sieťových odvetví

z 8. februára 2017,

ktorou sa ustanovuje cenová regulácia v elektroenergetike a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností v elektroenergetike

Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (ďalej len „úrad“) podľa § 40 ods. 1 písm. a) až i) a l) až n) zákona č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach a § 19 ods. 2 písm. c), d), i) a j) zákona č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov ustanovuje:

§ 1
Základné pojmy

Na účely tejto vyhlášky sa rozumie

a) regulačným obdobím obdobie od roku 2017 do roku 2022,

b) regulačným rokom kalendárny rok,

c) rokom t regulačný rok, na ktorý sa určuje alebo platí cena,

d) rokom t+n n-tý rok nasledujúci po roku t,

e) rokom t–n n-tý rok predchádzajúci roku t,

f) východiskovým rokom rok 2012,

g) jednotkou množstva elektriny 1 MWh,

h) spoločným miestom pripojenia zariadenia výrobcu elektriny je miesto pripojenia zariadenia výrobcu elektriny k priamemu vedeniu, do distribučnej sústavy alebo do prenosovej sústavy na základe zmlúv o pripojení do sústavy viažucich sa k areálu výrobcu elektriny,

i) ITC mechanizmom kompenzačný mechanizmus pri zúčtovaní a vysporiadaní platieb za použitie národných prenosových sústav pre cezhraničnú výmenu elektriny,

j) technologickou časťou zariadenia výrobcu elektriny súbor jednotlivých technologických častí nevyhnutných na výrobu elektriny tvoriacich jeden technologický celok pozostávajúci najmä zo zariadenia na skladovanie primárneho zdroja energie, zariadenia na úpravu primárneho zdroja energie, zariadenia, v ktorom sa vykonáva premena formy primárnej energie na elektrinu, zariadenia vykonávajúceho kvalitatívnu úpravu elektriny, meracieho zariadenia, riadiaceho zariadenia, kontrolného zariadenia a zariadenia na ochranu životného prostredia,

k) výstavbou zariadenia na výrobu elektriny výstavba nového zariadenia na výrobu elektriny na základe stavebného povolenia alebo ohlásenia stavebnému úradu o realizácii drobnej stavby alebo stavebných úprav,

l) areálom výrobcu elektriny územie, na ktorom sú vzájomne galvanicky prepojené elektroenergetické zariadenia výrobcu elektriny za odbernými miestami výrobcu elektriny,

m) nameraným výkonom najvyššia hodnota štvrťhodinového činného elektrického výkonu nameraného počas kalendárneho mesiaca 24 hodín denne,

n) nadradenou sústavou prenosová sústava alebo regionálna distribučná sústava, do ktorej je pripojená miestna distribučná sústava, odberateľ elektriny alebo výrobca elektriny, alebo miestna distribučná sústava, do ktorej je pripojená iná miestna distribučná sústava, odberateľ elektriny alebo výrobca elektriny.

Všeobecné ustanovenia o cenovej regulácii a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností v elektroenergetike

§ 2

(1) Cenová regulácia v elektroenergetike sa vzťahuje na

a) výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a výrobu elektrinu vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou,

b) výrobu elektriny z domáceho uhlia na základe rozhodnutia Ministerstva hospodárstva Slovenskej republiky (ďalej len „ministerstvo hospodárstva“) o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme,

c) pripojenie do sústavy,

d) prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny,

e) prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny,

f) dodávku elektriny zraniteľným odberateľom, ktorými sú odberateľ elektriny v domácnosti a malý podnik,

g) poskytovanie podporných služieb,

h) poskytovanie systémových služieb,

i) výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou,

j) výkon činnosti dodávateľa poslednej inštancie vrátane dodávky elektriny dodávateľom poslednej inštancie,

k) výkon činnosti výkupcu elektriny.

(2) Cenovou reguláciou v elektroenergetike je aj určenie tarify za prevádzkovanie systému.

§ 3

Cenová regulácia v elektroenergetike sa vykonáva

a) priamym určením pevnej ceny za výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a výrobu elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou,

b) určením spôsobu výpočtu pevnej ceny za výrobu elektriny z domáceho uhlia,

c) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za pripojenie do sústavy,

d) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny,

e) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny,

f) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za dodávku elektriny zraniteľným odberateľom,

g) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za poskytovanie podporných služieb,

h) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za poskytovanie systémových služieb,

i) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou,

j) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za výkon činnosti dodávateľa poslednej inštancie vrátane dodávky elektriny dodávateľom poslednej inštancie,

k) určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny za výkon činnosti výkupcu elektriny,

l) priamym určením tarify a určením spôsobu výpočtu tarify alebo rozdelením nákladov podľa osobitných predpisov,[1])

m) určením spôsobu zníženia ceny elektriny na účel predĺženia podpory so zníženou cenou elektriny.[1a])

§ 4

(1) Ekonomicky oprávnenými nákladmi sú

a) náklady na obstaranie elektriny pri dodávke elektriny zraniteľným odberateľom, ktorými sú odberatelia elektriny v domácnosti a malé podniky, vrátane nákladov na vyrovnanie odchýlky zraniteľným odberateľom pri dodávke elektriny zraniteľným odberateľom,

b) náklady na obstaranie regulačnej elektriny,[1b])

c) náklady na obstaranie elektriny na vlastnú spotrebu a krytie strát pri prenose elektriny a distribúcii elektriny vrátane nákladov na vyrovnanie odchýlky pri prenose elektriny a distribúcii elektriny,

d) výrobné a prevádzkové náklady zahrňujúce náklady na energie, suroviny a technologické hmoty,

e) osobné náklady;[2]) za ekonomicky oprávnené náklady sa považujú aj priemerné osobné náklady na jedného zamestnanca na rok t zvýšené oproti určeným nákladom na rok t-1 najviac o výšku aritmetického priemeru zverejnených hodnôt ukazovateľa „jadrová inflácia“ za mesiace júl až december roku t-2 a január až jún roku t-1 uvedených na webovom sídle Štatistického úradu Slovenskej republiky (ďalej len „štatistický úrad“) v časti „Jadrová a čistá inflácia oproti rovnakému obdobiu minulého roku v percentách“,

f) náklady na plnenie povinností podľa osobitných predpisov,[3]) pri poplatkoch za znečisťovanie ovzdušia len poplatky za znečisťujúce látky vypustené do ovzdušia pri dodržaní podmienok a požiadaviek podľa osobitného predpisu[4]) a pri skleníkových plynoch len náklady maximálne do výšky 100 % na nákup emisných kvót nad množstvo bezodplatne pridelených a potrebných na vykonávanie regulovanej činnosti; pri skleníkových plynoch sú ekonomicky oprávnenými nákladmi náklady na nákup emisných kvót vypočítané ako množstvo spotrebovaných ton CO_2 krát cena určená ako aritmetický priemer denných uzatváracích cien (settlement price) oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou EEX na jej webovom sídle, za produkt EU Emission Allowances - Spot Market v eurách na tony CO_2 za obdobie šiestich kalendárnych mesiacov predchádzajúcich mesiacu, v ktorom sa predkladá návrh ceny alebo návrh na zmenu rozhodnutia,

g) odpisy majetku;[5]) pri hmotnom majetku sa za ekonomicky oprávnené náklady považuje rovnomerné odpisovanie hmotného majetku využívaného výhradne na výkon regulovanej činnosti a pri nehmotnom majetku sa za ekonomicky oprávnené náklady považuje ročný odpis vo výške 25 % z obstarávacej ceny nehmotného majetku využívaného výhradne na výkon regulovanej činnosti okrem prípadov uvedených v § 20 ods. 1 písm. d), e) a i), § 23 ods. 2 písm. e), f) a i) a § 27 ods. 3 písm. d) až f),

h) nájomné za prenájom hmotného majetku a nehmotného majetku od tretích osôb, ktorý sa používa výhradne na regulovanú činnosť vo výške odpisov podľa písmena g) priamo súvisiacich a preukázaných nákladov,

i) náklady na opravy a údržbu majetku využívaného na zabezpečenie regulovanej činnosti v rozsahu zabezpečujúcom výkon regulovanej činnosti okrem nákladov vynaložených na technické zhodnotenie hmotného majetku a nehmotného majetku podľa osobitného predpisu,[6])

j) úrok z úveru poskytnutého bankou alebo pobočkou zahraničnej banky[7]) na obstaranie hmotného majetku alebo nehmotného majetku, ktorý sa používa výhradne na regulovanú činnosť,

k) úrok z úveru na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s činnosťou organizovania a zúčtovania podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou vykonávanou organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou maximálne vo výške obvyklej pre porovnateľné úvery,

l) režijné náklady s maximálnou prípustnou mierou medziročného rastu vo výške JPI-X, kde JPI je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie v percentách zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roku t-2 do júna roku t-1 a X je faktor efektivity v percentách určený na regulačné obdobie, ktorého hodnota je 3,5 %; ak je JPI<X, potom sa JPI – X = 0 a do oprávnených nákladov v roku t sa zahrnú režijné náklady najviac vo výške režijných nákladov roku t-1,

m) úrok z dlhopisu vydaného regulovaným subjektom do výšky úroku rovnajúceho sa aritmetickému priemeru hodnôt mesačných priemerov ukazovateľa 12M EURIBOR za obdobie posledných 12 mesiacov predchádzajúcich mesiacu, v ktorom sa predkladá návrh ceny, zverejnených na webovom sídle www.euribor-ebf.eu v časti Euribor rates, na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s nákupom elektriny na straty a úhradu doplatku,[8])

n) náklady na projekty spoločného záujmu podľa osobitného predpisu.[9])

(2) Ekonomicky oprávnenými nákladmi nie sú

a) sankcie,

b) náklady spojené s nevyužitými prevádzkami a výrobnými kapacitami,

c) odpisy nevyužívaného dlhodobého majetku, odpisy „goodwill“ a odpisy hmotného majetku a nehmotného majetku vylúčeného z odpisovania,[10])

d) odmeny členov štatutárnych orgánov a ďalších orgánov právnických osôb za výkon funkcie, ktorí nie sú v pracovnoprávnom vzťahu s regulovaným subjektom,

e) platby poistného za poistenie zodpovednosti za škody spôsobené členmi štatutárnych orgánov a členmi iných orgánov regulovaného subjektu,

f) príspevky na doplnkové dôchodkové sporenie,[11]) príspevky na životné poistenie a účelové sporenie zamestnanca platené zamestnávateľom,

g) odstupné a odchodné presahujúce výšku ustanovenú osobitným predpisom,[12])

h) príspevky na stravovanie zamestnancov nad rozsah ustanovený osobitným predpisom,[13])

i) cestovné náhrady nad rozsah ustanovený osobitným predpisom,[14])

j) tvorba sociálneho fondu nad rozsah ustanovený osobitným predpisom,[15])

k) náklady na poskytovanie ochranných pracovných prostriedkov nad rozsah ustanovený osobitným predpisom,[16])

l) dobrovoľné poistenie osôb,

m) manká a škody na majetku vrátane škody zo zníženia cien nevyužiteľných zásob a likvidácie zásob,

n) náklady vyplývajúce z chýb vo výpočtoch, v kalkulačných prepočtoch alebo v účtovníctve, duplicitne účtované náklady,

o) náklady na reprezentáciu a dary,

p) odmeny a dary pri životných jubileách a pri odchode do dôchodku,

q) náklady na starostlivosť o zdravie zamestnancov a na vlastné zdravotnícke zariadenia nad rozsah ustanovený osobitným predpisom,[17])

r) príspevky a náklady na rekreačné, regeneračné, rekondičné a ozdravné pobyty, ak povinnosť ich uhrádzania neustanovuje osobitný predpis,[18])

s) náklady na údržbu a prevádzku školiacich a rekreačných zariadení,

t) daň z nehnuteľnosti platená za školiace a rekreačné zariadenia,

u) štipendiá poskytnuté študentom a učňom,

v) odpis nedobytnej pohľadávky,

w) tvorba rezerv nad rozsah ustanovený osobitným predpisom,[19])

x) rozdiely zo zmien použitých účtovných metód a účtovných zásad,[20])

y) tvorba opravných položiek,

z) náklady vynaložené na odstránenie nedostatkov zistených pri kolaudačnom konaní,

aa) náklady spojené s prípravou a zabezpečením nerealizovanej investičnej výstavby,

ab) straty z predaja dlhodobého majetku a zásob,

ac) zostatková cena predaného alebo vyradeného hmotného majetku a nehmotného majetku,

ad) náklady na reklamu alebo propagáciu uskutočňovanú formou podpory športových, kultúrnych a zábavných podujatí a iných činností,

ae) spotreba pohonných látok nad rozsah ustanovený osobitným predpisom,[21])

af) náklady na výkon regulovanej činnosti, ktoré sú vyššie ako náklady zistené na základe overovania primeranosti nákladov podľa osobitného predpisu,[22]) ktoré sú zabezpečované regulovaným subjektom, iným ako regulovaným subjektom alebo subjektom, ktorý je alebo bol súčasťou vertikálne integrovaného podniku,[23])

ag) straty z obchodov s finančnými derivátmi a komoditnými derivátmi,

ah) úrazové dávky poskytované podľa osobitného predpisu,[24])

ai) vyplatené kompenzačné platby podľa osobitného predpisu,[25])

aj) ostatné náklady, ktoré nie sú uvedené v odseku 1.

§ 5

(1) Primeraný zisk zohľadňuje rozsah potrebných investícií na zabezpečenie dlhodobej, spoľahlivej, bezpečnej a efektívnej prevádzky sústavy, primeranú návratnosť prevádzkových aktív a stimuláciu stabilného dlhodobého podnikania.

(2) Výška primeraného zisku v percentách sa určuje ako miera výnosnosti regulačnej bázy aktív pred zdanením na regulačné obdobie, kde WACC je reálna miera výnosnosti regulačnej bázy aktív pred zdanením na regulačné obdobie vypočítaná podľa vzorca

$$WACC = \frac{E}{E+D} \times \frac{R_E}{1-T} + \frac{D}{E+D} \times R_D,$$

kde
T je sadzba dane z príjmov na rok t,
E je vlastné imanie v eurách,
D sú cudzie zdroje v eurách,
R_D je reálna cena cudzích zdrojov na regulačné obdobie (priemerná výška úverov poskytnutých nefinančným spoločnostiam na obdobie piatich a viac rokov s výškou úveru nad jeden milión eur), ustanovuje sa vo výške 3,73 %,
R_E je reálna cena vlastného kapitálu a vlastných zdrojov vypočítaná podľa vzorca

$R_E = R_F + \beta_{LEV} \times (R_M - R_F)$,

kde

R_F je výnosnosť bezrizikového aktíva na regulačné obdobie, ustanovuje sa vo výške 3,03 %,
β_{LEV} je vážený koeficient β, ktorý definuje citlivosť akcie spoločnosti na riziko trhu so zohľadnením sadzby dane z príjmov a podielu cudzích zdrojov, vypočítaný podľa vzorca

$$\beta_{LEV} = \beta_{UNLEV} \times \left[1 + (1-T) \times \frac{D}{E}\right],$$

kde

β_{UNLEV} je nevážený koeficient bez vplyvu sadzby dane z príjmov a podielu cudzích zdrojov, ustanovuje sa vo výške 0,53,
D/E je pomer cudzích zdrojov k vlastnému imaniu, ustanovuje sa vo výške 60 % v prospech cudzieho kapitálu,
$(R_M – R_F)$ je celková riziková prémia, ustanovuje sa vo výške 4,54 %.

(3) Reálna miera výnosnosti regulačnej bázy aktív (WACC) sa určuje v maximálnej výške 6,47 % a platí konštantne na celé regulačné obdobie, ak odchýlka v jednotlivých parametroch WACC nie je vyššia ako 10 %. Ak bude odchýlka v jednotlivých parametroch WACC vyššia ako 10 %, na zvyšok regulačného obdobia sa určí nová miera výnosnosti regulačnej bázy aktív (WACC) a zverejní sa na webovom sídle úradu do 30. júna kalendárneho roku. Odchýlka medzi doterajšou mierou výnosnosti regulačnej bázy aktív a novou mierou výnosnosti regulačnej bázy aktív nemôže byť vyššia ako 10 %.

§ 6

(1) Peňažné hodnoty sa na účely výpočtu cien matematicky zaokrúhľujú na štyri desatinné miesta. Mesačná platba za jedno odberné miesto sa zaokrúhľuje na dve desatinné miesta.

(2) Ceny podľa tejto vyhlášky sú bez dane z pridanej hodnoty.

Cenová regulácia výroby elektriny z obnoviteľných zdrojov energie, výroby elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou, výroby elektriny z domáceho uhlia a cenová regulácia činnosti výkupcu elektriny, postup a podmienky uplatňovania cien a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností

§ 7

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 19 a § 8 až 10 sa vzťahuje na výrobcu elektriny, ktorý vyrába elektrinu z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou. Cenová regulácia podľa § 10a a 10b sa vzťahuje na činnosť výkupcu elektriny. Cenová regulácia podľa § 11 sa vzťahuje na výrobu elektriny z domáceho uhlia na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme.[25a])

(2) Súčasťou návrhu ceny výrobcu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a výrobcu elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou sú:

a) návrh cien výrobcu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo vysoko účinnou kombinovanou výrobou, návrh ceny alebo taríf za výrobu elektriny z domáceho uhlia, vrátane ich štruktúry, pre rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,

b) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2, to neplatí pre výrobcu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a výrobcu elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou,

c) výpočty a údaje podľa § 8 až 10 týkajúce sa výroby elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou,

d) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a) a c) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) Pri spoločnom spaľovaní biomasy, bioplynu, skládkového plynu, plynu z čističiek odpadových vôd alebo biometánu s inými druhmi paliva sa množstvo elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie určuje percentuálnym podielom množstva tepla z biomasy, skládkového plynu, plynu z čističiek odpadových vôd alebo bioplynu alebo biometánu v celkovom množstve tepla použitého na výrobu tepla a elektriny vypočítaného na základe predložených dokladov podľa osobitného predpisu.[27])

(6) Pri spaľovaní priemyselných odpadov a komunálnych odpadov je množstvo elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie určené percentuálnym podielom množstva tepla z biologicky rozložiteľných látok odpadu a celkového množstva tepla vyrobeného z týchto odpadov použitého na výrobu tepla a elektriny.

(7) Ak je pri výrobe elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou palivom výlučne obnoviteľný zdroj energie, na všetku elektrinu vyrobenú v tejto technológii sa použije len jeden zo spôsobov určenia ceny elektriny pre stanovenie doplatku podľa § 9 a 10.

(8) S návrhom ceny pre nové zariadenie výrobcu elektriny sa okrem podkladov podľa odseku 2 predkladajú aj

a) osvedčenie na výstavbu energetického zariadenia,[28])

b) právoplatné kolaudačné rozhodnutie alebo písomné oznámenie stavebného úradu, že proti uskutočneniu drobnej stavby alebo stavebných úprav nemá námietky, ak je zariadenie výrobcu elektriny drobnou stavbou alebo ide o stavebné úpravy,

c) doklad o vykonaní funkčnej skúšky[29]) alebo protokol z odbornej prehliadky a skúšky podľa osobitného predpisu[30]) zariadenia výrobcu elektriny prevádzkovateľovi distribučnej sústavy o tom, že zariadenie výrobcu elektriny je trvalo v prevádzke preukázateľne oddelené od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky vrátane vyhlásenia, že spotreba takto vyrobenej elektriny spĺňa podmienky účelne využitej elektriny podľa osobitného predpisu,[31]) a to na základe údajov z merania elektriny podľa osobitného predpisu,[32])

d) jednopólová elektrická schéma zariadenia výrobcu elektriny a vyvedenia elektrického výkonu vrátane umiestnenia určených meradiel a účelu merania podľa osobitného predpisu,[33])

e) kópia zmluvy o pripojení zariadenia výrobcu elektriny k priamemu vedeniu, do distribučnej sústavy alebo do prenosovej sústavy; ak je zariadenie výrobcu elektriny pripojené do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, predkladá sa s návrhom ceny aj potvrdenie vydané prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy o zmluvne dohodnutom pripojení miestnej distribučnej sústavy do regionálnej distribučnej sústavy podľa § 26 ods. 25, § 42 ods. 5, § 43 ods. 3 alebo § 44 ods. 5,

f) list vlastníctva preukazujúci evidenciu budovy spojenej so zemou pevným základom evidovanej v katastri nehnuteľností,[34]) na ktorej strešnej konštrukcii alebo obvodovom plášti je umiestnené zariadenie výrobcu elektriny využívajúce na výrobu elektriny slnečnú energiu,

g) zoznam určených meradiel inštalovaných na svorkách generátora na meranie vlastnej spotreby, na meranie ostatnej vlastnej spotreby, ak nejde o určené meradlo prevádzkovateľa distribučnej sústavy, spolu s informáciami o type a výrobnom čísle určeného meradla, o počiatočnom stave počítadiel a odpočtových násobiteľoch; ak sú súčasťou meracej súpravy aj meracie transformátory napätia a prúdu, musia byť súčasťou tohto zoznamu aj štítkové údaje týchto transformátorov spolu s dátumom úradného overenia.

(9) Súčasťou návrhu ceny výrobcu elektriny sú údaje o každom zariadení výrobcu elektriny, a to

a) údaje za predchádzajúci kalendárny rok, predpoklad na nasledujúce kalendárne roky a podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 1 údaje o

1. celkovom množstve elektriny vyrobenej v zariadení výrobcu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo vysoko účinnej kombinovanej výroby,

2. množstve technologickej vlastnej spotreby elektriny,[35])

3. množstve elektriny, na ktoré sa vzťahuje doplatok,[36])

4. množstve vyrobenej elektriny dodanej výkupcovi elektriny[37]) na základe zmluvy o povinnom

výkupe elektriny,

b) údaje o

1. spôsobe merania vyrobenej elektriny na svorkách každého generátora elektriny a meraní vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny,
2. plánovanom množstve biometánu použitého v roku t na výrobu elektriny, ktoré výrobca elektriny preukazuje zmluvami o dodávke biometánu uzatvorenými s výrobcami biometánu a potvrdeniami o pôvode biometánu príslušných výrobcov biometánu, ak je elektrina vyrábaná kombinovanou výrobou spaľovaním alebo spoluspaľovaním biometánu,
3. podpore poskytnutej z prostriedkov štátneho rozpočtu vyjadrené v percentách z celkových obstarávacích nákladov na výstavbu zariadenia na výrobu elektriny a informáciu o poskytnutí podpory použitej na realizáciu opatrení na zabezpečenie plnenia emisných limitov zariadenia na výrobu elektriny,
4. hodnote celkových obstarávacích nákladov na výstavbu zariadenia na výrobu elektriny, ako aj údaje o týchto nákladoch v členení na celkovú technologickú časť stavby a stavebnú časť stavby zariadenia na výrobu elektriny,
5. percentuálnom posúdení podielu dodávky využiteľného tepla z ročnej výroby tepla za predchádzajúci kalendárny rok podľa osobitných predpisov[38]) pre existujúcich výrobcov elektriny na základe zoznamu odberateľov tepla s množstvom dodaného tepla, kópií faktúr za dodané teplo alebo pri vlastnej spotrebe využiteľného tepla hodnotu tepelného príkonu na základe preukázateľných výpočtov tepelnotechnických parametrov a počet prevádzkových hodín za rok a pre nových výrobcov elektriny percentuálne posúdenia podielu dodávky využiteľného tepla z ročnej výroby tepla na nasledujúci kalendárny rok podľa osobitného predpisu[38]) na základe predloženia kópií zmlúv o dodávke tepla alebo pri vlastnej spotrebe využiteľného tepla hodnotu tepelného príkonu na základe preukázateľných výpočtov tepelnotechnických parametrov a počet plánovaných prevádzkových hodín za rok doložené znaleckým posudkom,

c) údaje o

1. výhrevnosti[39]) a zložení paliva zariadenia výrobcu elektriny a údaje o kvalite paliva podľa osobitného predpisu,[40])
2. množstve využiteľného tepla, chladu alebo vykonanej mechanickej práce,
3. výpočtoch úspor primárnej energie a celkovej účinnosti kombinovanej výroby podľa osobitného predpisu.[41])

(10) S návrhom ceny pre zariadenie výrobcu elektriny z dôvodu rekonštrukcie alebo modernizácie sa predkladajú aj tieto doklady preukazujúce uskutočnenie rekonštrukcie alebo modernizácie a náklady na rekonštrukciu alebo modernizáciu technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny:

a) projekt a zmluva o dielo,

b) popis rekonštrukcie alebo modernizácie,

c) faktúry za realizáciu rekonštrukcie alebo modernizácie,

d) celkové náklady v eurách na rekonštrukciu alebo modernizáciu,

e) znalecký posudok preukazujúci splnenie podmienok rekonštrukcie alebo modernizácie,[42]) v ktorom je uvedené aj zhodnotenie primeranosti nákladov vynaložených na rekonštrukciu alebo modernizáciu,

f) kópia zmluvy o pripojení zariadenia výrobcu elektriny k priamemu vedeniu, do distribučnej sústavy alebo do prenosovej sústavy; ak je zariadenie výrobcu elektriny pripojené do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo

prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, s návrhom ceny predkladanej výrobcom elektriny sa predkladá aj potvrdenie vydané prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy o zmluvne dohodnutom pripojení miestnej distribučnej sústavy do regionálnej distribučnej sústavy podľa § 26 ods. 25, § 42 ods. 5, § 43 ods. 3 alebo § 44 ods. 5,

g) doklady preukazujúce poskytnutie podpory z prostriedkov štátneho rozpočtu na rekonštrukciu alebo modernizáciu zariadenia na výrobu elektriny alebo vyhlásenie o tom, že podpora z prostriedkov štátneho rozpočtu nebola poskytnutá.

(11) Cena elektriny pre zariadenie výrobcu elektriny z dôvodu rekonštrukcie alebo modernizácie podľa termínu rekonštrukcie alebo modernizácie sa určí na rok t podľa § 9 a 10 a znižuje sa podľa osobitného predpisu.[43])

(12) Ak pri výstavbe zariadenia na výrobu elektriny, rekonštrukcii alebo modernizácii technologickej časti zariadenia na výrobu elektriny bola poskytnutá podpora z podporných programov financovaných z prostriedkov štátneho rozpočtu, na výpočet ceny elektriny sa uplatní aj osobitný predpis.[44])

(13) Cena elektriny sa určí pre obvyklú mieru návratnosti investície najmenej 12 rokov a príslušnú technológiu obnoviteľného zdroja energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby, pričom pri jej určení sa zohľadňuje

a) priemerný inštalovaný výkon technológie výroby elektriny podľa druhu zariadenia výrobcu elektriny,

b) množstvo vyrobenej elektriny vyplývajúce z priemerného inštalovaného výkonu podľa druhu zariadenia výrobcu elektriny,

c) investičné náklady so započítaním vlastného kapitálu a cudzieho kapitálu,

d) predpokladané úroky z úveru z 50 % hodnoty investície so splatnosťou úveru 10 rokov,

e) primeraný zisk,

f) rovnomerné odpisy,

g) osobné náklady, prevádzkové náklady a režijné náklady,

h) výška podpory poskytnutej z podporných programov financovaných z prostriedkov štátneho rozpočtu.

(14) Cena elektriny pre stanovenie doplatku pri predĺžení podpory doplatkom určená pre zariadenie výrobcu elektriny podľa § 8 ods. 3 až 11 musí byť nižšia ako pôvodná cena elektriny pre stanovenie doplatku.

(15) Referenčné hodnoty investičných nákladov na obstaranie novej porovnateľnej technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny na rok t v členení podľa jednotlivých technológií výroby elektriny podľa osobitného predpisu[45]) a spôsob výpočtu korekcie Pzn^{i}_{t} zohľadňujúcej výrazné zvýšenie alebo zníženie ceny vstupných surovín, ktoré sa použili na výrobu elektriny sa uverejňujú na webovom sídle úradu najneskôr do 30. júna kalendárneho roka.

(16) Pre doterajších výrobcov sa cena elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie na účely určenia alebo schválenia ceny elektriny pre stanovenie doplatku na rok t určí na obdobie celej dĺžky podpory doplatkom podľa osobitného predpisu[8]) na základe cenového rozhodnutia pre rok t-1 a potvrdenia o pôvode elektriny z obnoviteľných zdrojov energie[46]) okrem výrobcov elektriny, s nárokom na korekcia podľa § 8 ods. 1 písm. b), ktorým sa určí cena len na obdobie roku t. Pre nových výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie uvedených do prevádzky v roku t, ktorí predložia návrh ceny na rok t v priebehu roka t a vyrábajú elektrinu spôsobom podľa osobitného predpisu,[47]) sa cena elektriny podľa prvej vety uplatní na základe cenového rozhodnutia na rok t.

Ak existujúci výrobca elektriny nemá na rok t-1 vydané cenové rozhodnutie, cena elektriny pre stanovenie doplatku na rok t sa určí vo výške, na ktorú by mal výrobca elektriny v roku t-1 právo.

(17) Pre doterajších výrobcov sa cena elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou na účely určenia alebo schválenia ceny elektriny pre stanovenie doplatku na rok t určí na obdobie celej dĺžky podpory doplatkom podľa osobitného predpisu[8]) na základe cenového rozhodnutia pre rok t-1 a potvrdenia o pôvode elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou za rok t-2 okrem výrobcov elektriny, s nárokom na korekcia podľa § 8 ods. 1 písm. b), ktorým sa určí cena len na obdobie roku t. Pre nových výrobcov elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou v zariadeniach uvedených do prevádzky v roku t, ktorí predložia návrh ceny na rok t v priebehu roka t, sa cena elektriny podľa prvej vety uplatní na základe cenového rozhodnutia na rok t. Ak doterajší výrobca elektriny nemá na rok t-1 vydané cenové rozhodnutie, cena elektriny pre stanovenie doplatku na rok t sa určí vo výške, na ktorú by mal výrobca elektriny v roku t-1 právo.

(18) Ak sa v zariadení výrobcu elektriny spoločne spaľuje biomasa alebo biokvapalina s fosílnymi palivami, cena elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov sa uplatní na množstvo elektriny určené podľa odseku 5 a zároveň vyrobené kombinovanou výrobou. Ak sa pre toto zariadenie výrobcu elektriny uplatňuje aj cena elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou, uplatní sa najviac na množstvo elektriny vypočítané ako rozdiel celkového množstva elektriny vyrobenej kombinovanou výrobou a množstva elektriny, na ktoré sa uplatnila cena elektriny podľa prvej vety.

(19) Ak sa zmení výrobca elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie výrobcu elektriny, s návrhom ceny sa predkladá aj doklad o práve užívať zariadenie doterajšieho výrobcu elektriny, a to najmä kúpna zmluva, darovacia zmluva alebo nájomná zmluva a kópia zmluvy o pripojení zariadenia výrobcu elektriny k priamemu vedeniu, do distribučnej sústavy alebo do prenosovej sústavy.

(20) Ak výrobca elektriny z obnoviteľných zdrojov energie žiada o predĺženie podpory doplatkom podľa osobitného predpisu,[1a]) súčasťou návrhu ceny alebo návrhu na zmenu cenového rozhodnutia sú

a) údaje podľa prílohy č. 10,

b) výpočet ceny elektriny podľa výpočtového nástroja na určenie zníženia ceny elektriny na účel predĺženia podpory so zníženou cenou elektriny zverejneného na webovom sídle úradu.

§ 8

(1) Cena elektriny pre stanovenie doplatku na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny za elektrinu vyrobenú i-tou technológiou j-tého zariadenia výrobcu elektriny $CEPSD^{i,j}_{t}$ sa pre výrobcu elektriny vypočíta podľa vzorca

to neplatí pre zariadenia výrobcov elektriny uvedené do prevádzky od 1. marca 2013,

kde

a) $CEPSD^{i,j}_{Z}$ je určená alebo schválená cena elektriny pre stanovenie doplatku na rok Z predchádzajúci roku t vyrobenej i-tou technológiou j-tého zariadenia výrobcu elektriny na základe roku uvedenia zariadenia výrobcu elektriny do prevádzky alebo poslednej uplatnenej rekonštrukcie alebo modernizácie v eurách na jednotku množstva elektriny,

b) Pzn_t na i je korekcia[48]) v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t uplatňovaná v hodnote podľa odseku 6; Pzn_t na i sa vypočíta podľa odseku 13,

c) rok Z je rok uvedenia zariadenia výrobcu elektriny do prevádzky alebo rok poslednej uplatnenej rekonštrukcie alebo modernizácie.

(2) Cena elektriny pre stanovenie príplatku na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny za elektrinu vyrobenú i-tou technológiou j-tého zariadenia výrobcu elektriny $CEPSP_t$ na i, j sa pre výrobcu elektriny vypočíta podľa vzorca

$CEPSP_t$ na i, j = CEPSPZ na i, j + suma Pzn_t na i, ak suma PZn_t na i je menej ako nula, potom $CEPSP_t$ na i, j = CEPSPZ na i, j,

kde

a) CEPSPZ na i, j je cena elektriny pre stanovenie príplatku na rok Z predchádzajúci roku t vyrobenej i-tou technológiou j-tého zariadenia výrobcu elektriny na základe roku uvedenia zariadenia výrobcu elektriny do prevádzky alebo poslednej uplatnenej rekonštrukcie alebo modernizácie v eurách na jednotku množstva elektriny,

b) Pzn_t na i je korekcia[48]) v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t uplatňovaná v hodnote podľa odseku 6; Pzn_t na i sa vypočíta podľa odseku 4,

c) rok Z je rok uvedenia zariadenia výrobcu elektriny do prevádzky alebo rok poslednej uplatnenej rekonštrukcie alebo modernizácie.

(3) Cena elektriny pre stanovenie hodnoty podpory v eurách za MWh za elektrinu vyrobenú z obnoviteľných zdrojov energie pri predĺžení podpory doplatkom podľa osobitného predpisu[1a]) sa vypočíta podľa vzorca

$$VC_{NR} = \frac{DPO_{NR}}{QE_{SR}},$$

kde

a) VC_{NR} je výkupná cena elektriny pre zariadenie výrobcu elektriny s predĺženou podporou podľa osobitného predpisu[1a]) v eurách za MWh,

b) DPO_{NR} je plánovaný objem podpory pre zariadenie výrobcu elektriny v eurách počas prvého roka trvania predĺženej podpory podľa osobitného predpisu;[1a]) DPO_{NR} sa vypočíta podľa odseku 4,

c) QE_{SR} je množstvo vyrobenej elektriny s nárokom na podporu doplatkom elektriny a prevzatím zodpovednosti za odchýlku v MWh za rok, ktoré sa vypočíta ako aritmetický priemer za posledných päť ucelených rokov prevádzky zariadenia na výrobu elektriny pred rokom vstupu do predĺženej podpory podľa osobitného predpisu.[1a])

(4) Plánovaný objem podpory doplatkom pre zariadenie výrobcu elektriny v eurách počas prvého roka trvania predĺženej podpory doplatkom podľa osobitného predpisu[1a]) DPO_{NR} sa vypočíta podľa vzorca

$$DPO_{NR} = NPV_{NR} \times \left(\frac{r+d}{1-\left(\frac{1-d}{1+r}\right)^{z}}\right),$$

kde

a) NPV_{NR} je čistá súčasná hodnota podpory v eurách za elektrinu vyrobenú z obnoviteľných zdrojov energie s predĺžením podpory podľa osobitného predpisu;[1a]) NPV_{NR} sa vypočíta podľa odseku 5,

b) r je ročná úroková miera vyjadrená v percentách, vypočíta sa podľa odseku 8,

c) d je koeficient ročnej degradácie technológie zariadenia na výrobu elektriny; pre zariadenie na výrobu elektriny zo slnečnej energie je maximálna hodnota koeficientu 0,5 % a pre zariadenia na výrobu elektriny z vodnej energie, biomasy, bioplynu, skládkového plynu alebo plynu z čističiek odpadových vôd je hodnota koeficientu nula,

d) z je zostávajúca doba predĺženej podpory podľa osobitného predpisu,[1a]) zaokrúhlená na šesť desatinných miest, pričom

$$z = n + p ,$$

kde

1. n je zostávajúca doba trvania súčasného režimu podpory pre zariadenie výrobcu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie,
2. p je doba predĺženia podpory podľa osobitného predpisu[1a]) rovnajúca sa piatim rokom.

(5) Čistá súčasná hodnota podpory doplatkom v eurách za elektrinu vyrobenú z obnoviteľných zdrojov energie s predĺžením podpory podľa osobitného predpisu[1a]) NPV_{NR} sa vypočíta podľa vzorca

$$NPV_{NR} = NPV_{SR} \times k + NAKL,$$

kde

a) NPV_{SR} je čistá súčasná hodnota podpory v eurách za elektrinu vyrobenú z obnoviteľných zdrojov energie v súčasnom režime podpory, ktorá sa vypočíta podľa odseku 6,

b) k je koeficient zohľadňujúci rok vstupu zariadenia výrobcu elektriny do predĺženia podpory podľa osobitného predpisu,[1a]) ktorý sa na roky 2021 a 2022 rovná 1,02 a na rok 2023 a nasledujúce roky sa rovná 1,00,

c) NAKL je suma ekonomicky oprávnených nákladov na opravu alebo úpravu technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny na účel predĺženia jeho prevádzkyschopnosti v eurách vynaložených najneskôr v prvých piatich rokoch po roku vstupu do predĺženej podpory, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$NAKL = \sum_{i=1}^{p} NAKL_{UPR}^{i},$$

kde

1. $NAKL^{i}_{UPR}$ sú ekonomicky oprávnené náklady na nevyhnutnú opravu alebo úpravu technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny v eurách na účel predĺženia jeho prevádzkyschopnosti počas zostávajúcej a predĺženej doby podpory vynaložené v i-tom roku nasledujúcom po roku vstupu do predĺženej podpory podľa osobitného predpisu,[1a]) pričom

$$NAKL \leq S \times INV,$$

kde

1.1 S je hodnota investičných nákladov na obstaranie novej porovnateľnej technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny najviac vo výške 15 %,

1.2 INV je hodnota investičných nákladov novej porovnateľnej technológie časti zariadenia výrobcu elektriny v eurách zverejnená pre nasledujúci rok na webovom sídle úradu a aktualizovaná najneskôr do 31. augusta kalendárneho roka.

(6) Čistá súčasná hodnota podpory v eurách za elektrinu vyrobenú z obnoviteľných zdrojov energie v súčasnom režime podpory NPV_{SR} sa vypočíta podľa vzorca

$$NPV_{SR} = \sum_{i=1}^{n}\left(VC_{SR} \times QE_{SR} \times \left(\frac{1-d}{1+r}\right)^{i}\right) +$$

$$\sum_{i=n+1}^{z}\left(TC \times QE_{SR} \times \left(\frac{1-d}{1+r}\right)^{i}\right),$$

kde

a) VC_{SR} je výkupná cena elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie, ktorá je určená úradom v súčasnom režime podpory v eurách za MWh,

b) QE_{SR} je množstvo vyrobenej elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny a prevzatím zodpovednosti za odchýlku v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v MWh za rok, ktoré sa vypočíta ako aritmetický priemer za posledných päť ucelených rokov prevádzky zariadenia výrobcu elektriny pred rokom vstupu do predĺženej podpory podľa osobitného predpisu,[1a])

c) TC je trhová cena elektriny v eurách za MWh vypočítaná ako aritmetický priemer cien ročných forwardov elektriny F PXE SK BL na najbližšie tri ucelené kalendárne roky predĺženej podpory podľa osobitného predpisu,[1a]) zobchodovaných na burze PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) za obdobie posledných ucelených 12 kalendárnych mesiacov pred začatím cenového konania, ktorá sa zverejní pre nasledujúci rok na webovom sídle úradu do 31. augusta kalendárneho roka.

(7) Cena elektriny sa zníži, ak po preverení skutočne vynaložených nákladov na nevyhnutnú opravu alebo úpravu technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny v eurách na účel predĺženia jeho prevádzkyschopnosti počas zostávajúcej a predĺženej doby podpory, ktoré mali byť vynaložené najneskôr v prvých piatich rokoch po roku vstupu do predĺženej podpory, nedošlo k ich investovaniu vo výške podľa cenového rozhodnutia.

(8) Ročná úroková miera r sa vypočíta podľa vzorca

$$r = W_E \times {}^{R_{EP}}/_{(1 - T)} + W_D \times R_{DP},$$

kde

a) T je sadzba dane z príjmov pre právnické osoby; T sa ustanovuje vo výške 21 % pre cenové konania v roku 2021,

b) W_E je podiel vlastného kapitálu na celkovej kapitalizácii regulovaného subjektu v percentách; W_E sa ustanovuje vo výške 40 %,

c) W_D je podiel cudzieho kapitálu na celkovej kapitalizácii regulovaného subjektu v percentách; W_D sa ustanovuje vo výške 60 %,

d) R_{DP} sú náklady na cudzí kapitál vyjadrené priemernou výškou úverov nad 1 000 000 eur poskytnutých nefinančným spoločnostiam za obdobie rokov 2010 až 2020; R_{DP} sa ustanovuje vo výške 2,89 %,

e) R_{EP} sú náklady na vlastný kapitál, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$R_{EP} = R_{fp} + \left(\beta unlev_p \times \left(1 + (1 - T) \times \left({}^{W_D}/_{W_E}\right)\right)\right) \times MRP,$$

kde

1. R_{fP} je bezriziková výnosová miera vyjadrená ako základná sadzba pre výpočet referenčnej a diskontnej sadzby určená Európskou komisiou od 1. januára 2021 vo výške - 0,45 % zvýšená o 100 bázických bodov; R_{fP} sa ustanovuje vo výške 0,55 %,

2. $\beta unlev_P$
   je beta koeficient vyjadrujúci systematické riziko a citlivosť odvetvia výroby elektriny z obnoviteľných zdrojov na zmenu trhu;
   $\beta unlev_P$
   sa ustanovuje vo výške 0,69,

3. MRP je trhová riziková prirážka za trhové riziko, ktoré udáva o koľko je očakávaná výnosnosť vlastného kapitálu vyššia ako výnos z bezrizikovej investície; MRP sa ustanovuje vo výške 5,54 %.

(9) Ročná úroková miera r je vo výške 6,24 %. Ak bude odchýlka v jednotlivých parametroch r vyššia ako 10 %, určí sa nová ročná úroková miera, ktorá sa zverejní pre nasledujúci rok na webovom sídle úradu do 31. augusta kalendárneho roka.

(10) Pri určení ceny elektriny pre stanovenie doplatku pri predĺžení podpory doplatkom so zníženou cenou elektriny na kalendárny rok nasledujúci po kalendárnom roku, v ktorom sa rozhoduje o znížení ceny elektriny, sa zohľadnia hodnoty podľa odseku 5 písm. c) bodu 1.2, odseku 6 písm. c) a odseku 9 uverejnené na webovom sídle úradu v kalendárnom roku, v ktorom sa rozhoduje o určení ceny elektriny.

(11) Pri určení ceny elektriny pre stanovenie doplatku pre výrobcu elektriny, ktorému sa skončí podpora výkupom elektriny výkupcom elektriny za cenu vykupovanej elektriny a podpora prevzatím zodpovednosti za odchýlku výkupcom elektriny pred uplynutím predĺženej podpory doplatkom so zníženou cenou elektriny sa odseky 3 až 10 použijú primerane.

(12) Ak má výrobca elektriny na rok predchádzajúci roku t určenú alebo schválenú cenu elektriny pre stanovenie doplatku $CEPSD^{i,j}_Z$ a ak si uplatňuje na rok t cenu elektriny pre stanovenie doplatku na základe rekonštrukcie alebo modernizácie, táto cena elektriny pre stanovenie doplatku na rok t sa určí podľa § 7 ods. 12 alebo 13.

(13) Korekcia Pzn^i_t v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t pre i-té technológie výroby elektriny s primárnymi palivami podľa odseku 6 zohľadňujúca výrazné zvýšenie alebo zníženie ceny vstupných surovín, ktoré sa použili na výrobu elektriny i-tou technológiou na výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo výrazné zvýšenie alebo zníženie ceny vstupných

surovín, ktoré sa použili na výrobu elektriny z neobnoviteľných zdrojov energie i-tou technológiou na výrobu elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou sa vypočíta podľa vzorca

$$Pzn_t^i = NCPP_{t-1}^i \times QPP_{1MWh,t-1}^i - NCPP_{t-2}^i \times QPP_{1MWh,t-2}^i,$$

kde

$$QPP_{1MWh,t-1} = \frac{1}{VPP_{t-1}^i} \text{ a } QPP_{1MWh,t-2} = \frac{1}{VPP_{t-2}^i},$$

kde

a) $NCPP^i_{t-1}$ je určená nákupná cena primárneho paliva pre i-tú technológiu výroby elektriny v eurách na jednotku množstva v roku t-1,

b) $QPP^i_{1MWh,t-1}$ je množstvo primárneho paliva zodpovedajúceho 1 MWh i-tej technológie výroby elektriny v jednotkách množstva na megawatthodinu v roku t-1,

c) VPP^i_{t-1} je určená výhrevnosť primárneho paliva pre i-tú technológiu výroby elektriny v megawatthodinách na jednotku množstva v roku t-1,

d) $NCPP^i_{t-2}$ je určená nákupná cena primárneho paliva pre i-tú technológiu výroby elektriny v eurách na jednotku množstva v roku t-2,

e) $QPP^i_{1MWh,t-2}$ je množstvo primárneho paliva zodpovedajúceho 1 MWh i-tej technológie výroby elektriny v jednotkách množstva na megawatthodinu v roku t-2,

f) VPP^i_{t-2} je určená výhrevnosť primárneho paliva pre i-tú technológiu výroby elektriny v megawatthodinách na jednotku množstva v roku t-2.

(14) Pzn^i_t sa uplatní na jeden rok, ak je hodnota zmeny väčšia ako 8 % zo súčinu nákupnej ceny $NCPP^i_{t-2}$ a množstva primárneho paliva $QPP^i_{1\ MWh,t-2}$ určených podľa odseku 4.

(15) Hodnotou Pzn_t na i v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t pre i-té technológie výroby elektriny je hodnota zohľadňujúca výrazné zvýšenie alebo zníženie ceny vstupných surovín, ktoré sa použili na výrobu elektriny i-tou technológiou na výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo výrazné zvýšenie alebo zníženie ceny vstupných surovín, ktoré sa použili na výrobu elektriny z neobnoviteľného zdroja energie i-tou technológiou na výrobu elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou zverejnená na webovom sídle úradu najneskôr do 30. júna kalendárneho roku t-1.

§ 8a
Výpočet rozsahu podpory doplatkom a príplatkom

(1) Doplatok D_i v eurách/MWh za základný časový úsek[48a]) pre i-té zariadenie výrobcu elektriny s nárokom na podporu doplatkom[48b]) sa vypočíta podľa vzorca

$$D_i = max[(CE_i - VPCVEd_i); 0],$$

kde

CE_i je cena elektriny podľa osobitného predpisu,[48c])

$VPCVEd_i$ je vážený priemer cien vykupovanej elektriny pre i-té zariadenie výrobcu elektriny s nárokom na podporu doplatkom[48b]) za základný časový úsek v eurách/MWh vypočítaný podľa

vzorca

$$VPCVEd_i = \frac{\sum_{j=1}^{n}(QVd_{ij} \times CVE_{j,t})}{\sum_{j=1}^{n} QVd_{ij}},$$

kde

QVd_{ij} je množstvo elektriny vyrobené i-tým zariadením výrobcu elektriny s nárokom na podporu doplatkom[48b]) v j-tej hodine základného časového úseku v MWh,

$CVE_{j,t}$ je cena vykupovanej elektriny v j-tej hodine základného časového úseku v eurách/MWh podľa § 10a ods. 4,

n je počet hodín základného časového úseku.

(2) Doplatok za elektrinu vyrobenú v i-tom zariadení výrobcu elektriny s nárokom na podporu doplatkom[48b]) za základný časový úsek PDi v eurách uhrádzaný výrobcovi elektriny organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou sa vypočíta podľa vzorca

$$PD_i = QD_i \times D_i,$$

kde

QDi je množstvo elektriny, na ktoré je možné uplatniť doplatok v i-tom zariadení výrobcu elektriny s nárokom na podporu doplatkom[48b]) za základný časový úsek určené podľa osobitného predpisu[48d]) v MWh,

Di je doplatok pre i-té zariadenie výrobcu elektriny s nárokom na podporu doplatkom[48b]) vypočítaný podľa odseku 1 v eurách/MWh.

(3) Príplatok Pi v eurách/MWh za základný časový úsek[48e]) pre i-té zariadenie výrobcu elektriny s nárokom na podporu príplatkom[48f]) sa vypočíta podľa vzorca

$$P_i = max[(PCE_i - VPCVEp_i); 0],$$

kde

PCE_i je ponúknutá cena elektriny,[48g])

VPCVEpi je vážený priemer cien vykupovanej elektriny pre i-té zariadenie výrobcu elektriny s nárokom na podporu príplatkom[48f]) za základný časový úsek v eurách/MWh vypočítaný podľa vzorca

$$VPCVEp_i = \frac{\sum_{j=1}^{n}(QVp_{ij} \times CVE_{j,t})}{\sum_{j=1}^{n} QVp_{ij}},$$

kde

QVp_{ij} je množstvo elektriny vyrobenej i-tým zariadením výrobcu elektriny s nárokom na podporu príplatkom[48f]) v j-tej hodine základného časového úseku v MWh,

$CVE_{j,t}$ je cena vykupovanej elektriny v j-tej hodine základného časového úseku v eurách/MWh podľa § 10a ods. 4,

n je počet hodín základného časového úseku.

(4) Príplatok za elektrinu vyrobenú v i-tom zariadení výrobcu elektriny s nárokom na podporu príplatkom[48f]) za základný časový úsek PPi v eurách uhrádzaný výrobcovi elektriny organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou sa vypočíta podľa vzorca

$$PP_i = QP_i \times P_i,$$

kde

QP_i je množstvo elektriny, na ktoré je možné uplatniť príplatok v i-tom zariadení výrobcu elektriny s nárokom na podporu príplatkom[48f]) za základný časový úsek určené podľa osobitného predpisu[48d]) v MWh,

P_i je príplatok pre i-té zariadenie výrobcu elektriny s nárokom na podporu príplatkom[48f]) vypočítaný podľa odseku 3 v eurách/MWh.

§ 9

(1) Cena elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie v zariadení výrobcu elektriny uvedeného do prevádzky od 1. januára 2016 do 31. decembra 2016 sa určuje priamym určením pevnej ceny v eurách na megawatthodinu takto:

a) z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny	
1. do 100 kW vrátane	111,27 eura/MWh,
2. nad 100 kW do 200 kW vrátane	109,17 eura/MWh,
3. nad 200 kW do 500 kW vrátane	106,84 eura/MWh,
4. nad 500 kW do 1 MW vrátane	105,15 eura/MWh,
5. nad 1 MW do 5 MW vrátane	97,98 eura/MWh,
b) zo slnečnej energie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny do 30 kW, ktoré je umiestnené na strešnej konštrukcii alebo obvodovom plášti jednej budovy spojenej so zemou pevným základom	88,89 eura/MWh,
c) z veternej energie	62,49 eura/MWh,
d) z geotermálnej energie	155,13 eura/MWh,
e) zo spaľovania alebo spoluspaľovania kombinovanou výrobou	
1. cielene pestovanej biomasy okrem obilnej slamy	92,09 eura/MWh,
2. odpadnej biomasy ostatnej okrem obilnej slamy	96,90 eura/MWh,
3. obilnej slamy	107,21 eura/MWh,
4. biokvapaliny	91,79 eura/MWh,
f) zo spoluspaľovania biologicky rozložiteľných zložiek komunálneho odpadu s fosílnymi palivami kombinovanou výrobou; ak podiel biologicky rozložiteľnej zložky v komunálnom odpade je podľa osobitného predpisu,[49]) cena sa uplatní bez	100,49 eura/MWh,

podmienky výroby elektriny kombinovanou výrobou	
g) zo spaľovania	
1. skládkového plynu alebo plynu z čističiek odpadových vôd	70,34 eura/MWh,
2. biometánu získaného z bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia do 1 MW vrátane	107,53 eura/MWh,
3. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia do 250 kW vrátane	120,49 eura/MWh,
4. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia nad 250 kW do 500 kW vrátane	110,00 eur/MWh,
5. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia nad 500 kW do 750 kW vrátane	102,95 eura/MWh,
6. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia nad 750 kW	100,23 eura/MWh,
7. plynu vyrobeného termochemickým splyňovaním biomasy v splyňovacom generátore	99,21 eura/MWh,
8. fermentovanej zmesi vyrobenej aeróbnou fermentáciou biologicky rozložiteľného odpadu	95,50 eura/MWh.

(2) Cena elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou v zariadení výrobcu elektriny uvedeného do prevádzky od 1. januára 2016 do 31. decembra 2016 sa určuje priamym určením pevnej ceny v eurách na megawatthodinu takto:

a) v spaľovacej turbíne s kombinovaným cyklom	74,75 eura/MWh,
b) v spaľovacej turbíne s regeneráciou tepla	74,69 eura/MWh,
c) v spaľovacom motore s palivom	
1. zemný plyn	80,26 eura/MWh,
2. vykurovací olej	78,89 eura/MWh,
3. zmes vzduchu a metánu	74,39 eura/MWh,
4. z katalyticky spracovaného odpadu	99,82 eura/MWh,
5. z termického štiepenia odpadov a jeho produktov	98,40 eura/MWh,
d) v protitlakovej parnej turbíne alebo v kondenzačnej parnej turbíne s odberom tepla s palivom	
1. zemný plyn	79,76 eura/MWh,
2. vykurovací olej	78,96 eura/MWh,
3. hnedé uhlie	80,37 eura/MWh,
4. čierne uhlie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny do 50 MW vrátane	74,84 eura/MWh,
5. čierne uhlie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny nad 50 MW	71,83 eura/MWh,
6. komunálny odpad	77,60 eura/MWh,
7. plyn vyrobený termochemickým splyňovaním odpadu v splyňovacom generátore alebo termickým štiepením odpadu	89,05 eura/MWh,
e) spaľovanie energeticky využiteľných plynov vznikajúcich pri hutníckej výrobe ocele	80,02 eura/MWh,
f) v Rankinovom organickom cykle	98,31 eura/MWh.

(3) Cena elektriny podľa odseku 1 písm. b) sa na jednej budove uplatní len pre jedného výrobcu elektriny a pre jedno zariadenie výrobcu elektriny.

(4) Cena elektriny podľa odseku 1 písm. e) až g) sa uplatní len pre jedného výrobcu elektriny a pre jedno zariadenie výrobcu elektriny, ktoré obsahuje všetky technologické časti zariadenia výrobcu elektriny, ktorými sa vykonáva celý proces premeny energie obsiahnutej v biomase na elektrinu.

(5) Pri technológii podľa odseku 2 písm. c) štvrtého bodu a piateho bodu, technológii podľa odseku 2 písm. d) siedmeho bodu a technológii podľa odseku 2 písm. e) sa spolu so žiadosťou výrobcu elektriny o vydanie potvrdenia o pôvode elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou predkladá aj potvrdenie o pôvode paliva, v ktorom sa uvedie názov výrobcu paliva, chemické zloženie paliva a jeho výhrevnosť preskúšané v akreditovanom laboratóriu podľa osobitného predpisu.[50])

(6) Cena elektriny podľa odseku 2 písm. f) sa uplatní, ak je elektrina vyrábaná výhradne v tomto zariadení výrobcu elektriny a zároveň zariadenie výrobcu elektriny obsahuje všetky technologické časti zariadenia výrobcu elektriny, ktorými sa vykonáva celý proces premeny energie obsiahnutej v primárnom palive na elektrinu.

§ 10

(1) Cena elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie v zariadení výrobcu elektriny uvedeného do prevádzky od 1. januára 2017 do 31. decembra 2019 sa určuje priamym určením pevnej ceny v eurách na megawatthodinu takto:

a) z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny	
1. do 100 kW vrátane	111,25 eura/MWh,
2. od 101 kW do 200 kW vrátane	109,15 eura/MWh,
3. od 201 kW do 500 kW vrátane	106,80 eura/MWh,
4. od 501 kW do 1 MW vrátane	105,11 eura/MWh,
5. od 1 MW do 5 MW vrátane	97,95 eura/MWh,
b) zo slnečnej energie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny do 30 kW, ktoré je umiestnené na strešnej konštrukcii alebo obvodovom plášti jednej budovy spojenej so zemou pevným základom	84,98 eura/MWh,
c) z veternej energie	44,18 eura/MWh,
d) z geotermálnej energie	108,71 eura/MWh,
e) zo spaľovania alebo spoluspaľovania kombinovanou výrobou	
1. cielene pestovanej biomasy okrem obilnej slamy	70,31 eura/MWh,
2. odpadnej biomasy ostatnej okrem obilnej slamy	74,30 eura/MWh,
3. obilnej slamy	92,17 eura/MWh,
4. biokvapaliny	80,86 eura/MWh,
f) zo spoluspaľovania biologicky rozložiteľných zložiek komunálneho odpadu s fosílnymi palivami kombinovanou výrobou; ak podiel biologicky rozložiteľnej zložky v komunálnom odpade je podľa osobitného predpisu,[49]) cena sa uplatní bez podmienky výroby elektriny kombinovanou výrobou	74,83 eura/MWh,
g) zo spaľovania	
1. skládkového plynu alebo plynu z čističiek odpadových vôd	58,66 eura/MWh,
2. biometánu získaného z bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia do 1 MW vrátane	95,95 eura/MWh,
3. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia do 250 kW vrátane	102,00 eura/MWh,

4. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia od 251 kW do 500 kW vrátane	95,89 eur/MWh,
5. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia od 501 kW do 750 kW vrátane	91,61 eura/MWh,
6. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia nad 751 kW	90,02 eura/MWh,
7. plynu vyrobeného termochemickým splyňovaním biomasy v splyňovacom generátore	84,72 eura/MWh,
8. fermentovanej zmesi vyrobenej aeróbnou fermentáciou biologicky rozložiteľného odpadu	78,42 eura/MWh.

(2) Cena elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou v zariadení výrobcu elektriny uvedeného do prevádzky od 1. januára 2017 do 31. decembra 2019 sa určuje priamym určením pevnej ceny v eurách na megawatthodinu takto:

a) v spaľovacej turbíne s kombinovaným cyklom	74,10 eura/MWh,
b) v spaľovacej turbíne s regeneráciou tepla	74,05 eura/MWh,
c) v spaľovacom motore s palivom	
1. zemný plyn	75,04 eura/MWh,
2. vykurovací olej	73,67 eura/MWh,
3. zmes vzduchu a metánu	68,90 eura/MWh,
4. z katalyticky spracovaného odpadu	92,63 eura/MWh,
5. z termického štiepenia odpadov a jeho produktov	85,11 eura/MWh,
d) v protitlakovej parnej turbíne alebo v kondenzačnej parnej turbíne s odberom tepla s palivom	
1. zemný plyn	67,90 eura/MWh,
2. vykurovací olej	67,10 eura/MWh,
3. hnedé uhlie	68,29 eura/MWh,
4. čierne uhlie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny do 50 MW vrátane	62,81 eura/MWh,
5. čierne uhlie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny nad 50 MW	59,26 eura/MWh,
6. komunálny odpad	62,51 eura/MWh,
7. plyn vyrobený termochemickým splyňovaním odpadu v splyňovacom generátore alebo termickým štiepením odpadu	73,75 eura/MWh,
e) spaľovanie energeticky využiteľných plynov vznikajúcich pri hutníckej výrobe ocele	80,02 eura/MWh,
f) v Rankinovom organickom cykle	98,31 eura/MWh.

(3) Cena elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie v zariadení výrobcu elektriny uvedenom do prevádzky od 1. januára 2020 sa určuje priamym určením ceny elektriny v eurách na megawatthodinu takto:

a) z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny	
1. do 100 kW vrátane	111,25 eura/MWh,
2. nad 100 kW do 200 kW vrátane	109,15 eura/MWh,
3. nad 200 kW do 500 kW vrátane	106,80 eura/MWh,
b) z geotermálnej energie	108,71 eura/MWh,
c) spaľovaním	
1. skládkového plynu alebo plynu z čističiek odpadových vôd s celkovým výkonom zariadenia do 500 kW vrátane	58,66 eura/MWh,
2. bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia do 500 kW vrátane	102,00 eura/MWh,
d) spaľovaním vysokoúčinnou kombinovanou výrobou bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou s celkovým výkonom zariadenia nad 250 kW do 500 kW vrátane	95,89 eur/MWh,
e) spaľovaním biometánu získaného z bioplynu vyrobeného anaeróbnou fermentačnou technológiou	95,95 eura/MWh.

(4) Cena elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou v zariadení výrobcu elektriny s celkovým inštalovaným výkonom do 1 MW vrátane[49]) uvedenom do prevádzky od 1. januára 2020 alebo v zariadení výrobcu elektriny, ktoré prešlo rekonštrukciou alebo modernizáciou technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny podľa osobitného predpisu,[50aa]) sa určuje priamym určením ceny elektriny v eurách na megawatthodinu takto:

a) v spaľovacej turbíne s kombinovaným cyklom	74,10 eura/MWh,
b) v spaľovacej turbíne s regeneráciou tepla	74,05 eura/MWh,
c) v spaľovacom motore s palivom	
1. zemný plyn	75,64 eura/MWh,
2. vykurovací olej	73,67 eura/MWh,
3. zmes vzduchu a metánu	68,90 eura/MWh,
4. z katalyticky spracovaného odpadu	92,63 eura/MWh,
5. z termického štiepenia odpadov a jeho produktov	85,11 eura/MWh,
d) v protitlakovej parnej turbíne alebo v kondenzačnej parnej turbíne s odberom tepla s palivom	
1. zemný plyn	68,50 eura/MWh,
2. vykurovací olej	67,10 eura/MWh,
3. hnedé uhlie	68,29 eura/MWh,
4. čierne uhlie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny do 50 MW vrátane	62,81 eura/MWh,
5. čierne uhlie s celkovým inštalovaným výkonom zariadenia výrobcu elektriny nad 50 MW	59,26 eura/MWh,
6. komunálny odpad	62,51 eura/MWh,
7. plyn vyrobený termochemickým splyňovaním odpadu v splyňovacom generátore alebo termickým štiepením odpadu	73,75 eura/MWh,

e) spaľovaním energeticky využiteľných plynov vznikajúcich pri hutníckej výrobe ocele	80,02 eura/MWh,
f) v Rankinovom organickom cykle	98,31 eura/MWh,
g) spaľovaním alebo spoluspaľovaním	
1. cielene pestovanej biomasy okrem obilnej slamy	70,31 eura/MWh,
2. odpadnej biomasy ostatnej okrem obilnej slamy	74,30 eura/MWh,
3. biokvapaliny	80,86 eura/MWh.

(5) Cena elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou spaľovaním biometánu v zariadení výrobcu elektriny s celkovým inštalovaným výkonom do 125 MW vrátane je vo výške 95,95 eura/MWh, pričom sa nezohľadňuje čas uvedenia zariadenia výrobcu elektriny do prevádzky.

(6) Cena elektriny podľa odseku 1 písm. b) sa na jednej budove uplatní len pre jedného výrobcu elektriny a pre jedno zariadenie výrobcu elektriny.

(7) Cena elektriny podľa odseku 1 písm. e) až g) sa uplatní len pre jedného výrobcu elektriny a pre jedno zariadenie výrobcu elektriny, ktoré obsahuje všetky technologické časti zariadenia výrobcu elektriny, ktorými sa vykonáva celý proces premeny energie obsiahnutej v biomase na elektrinu; to neplatí pre výrobu elektriny zo spaľovania biometánu podľa § 10 odseku 1 písm. g) druhého bodu, ak je biometán distribuovaný distribučnou sieťou a množstvo biometánu na výrobu elektriny zodpovedá zmluvnému množstvu biometánu.[49a])

(8) Pri technológii podľa odseku 2 písm. c) štvrtého bodu a piateho bodu, technológii podľa odseku 2 písm. d) siedmeho bodu a technológii podľa odseku 2 písm. e) sa spolu so žiadosťou výrobcu elektriny o vydanie potvrdenia o pôvode elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou predkladá aj potvrdenie o pôvode paliva, v ktorom sa uvedie názov výrobcu paliva, chemické zloženie paliva a jeho výhrevnosť preskúšané v akreditovanom laboratóriu podľa osobitného predpisu.[50])

(9) Cena elektriny podľa odseku 2 písm. f) sa uplatní, ak je elektrina vyrábaná výhradne v tomto zariadení výrobcu elektriny a zároveň zariadenie výrobcu elektriny obsahuje všetky technologické časti zariadenia výrobcu elektriny, ktorými sa vykonáva celý proces premeny energie obsiahnutej v primárnom palive na elektrinu.

(10) Cena elektriny podľa odsekov 3 až 5 sa pre zariadenie výrobcu elektriny upravuje podľa roku uvedenia zariadenia výrobcu elektriny do prevádzky korekciou Pznit podľa § 8 ods. 13 až 15, ktorá zohľadňuje výrazné zvýšenie alebo zníženie ceny vstupných surovín použitých na výrobu elektriny.

§ 10a
Spôsob výpočtu ceny vykupovanej elektriny, postup a podmienky uplatňovania cien

(1) Základ pre výpočet ceny vykupovanej elektriny[50a]) v j-tej hodine roku t v eurách/MWh sa vypočíta podľa vzorca

$$ZCVE_{j,t} = CDT_{j,t} + k,$$

kde

$CDT_{j,t}$ je cena elektriny slovenskej obchodnej oblasti na dennom trhu organizovanom organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v j-tej hodine roku t v eurách/MWh,

k je koeficient podľa osobitného predpisu[50a]) určený podľa odsekov 2 a 3 eurách/MWh.

(2) Ak bol výkupca elektriny vybratý ministerstvom hospodárstva formou aukcie, koeficient k sa rovná výške úhrady za činnosť výkupcu elektriny požadovanej výkupcom elektriny v aukcii vyhlásenej ministerstvom hospodárstva.[50b])

(3) Ak bol výkupca elektriny určený ministerstvom hospodárstva[50c]) alebo ak činnosť výkupcu

elektriny vykonáva dodávateľ poslednej inštancie,[50d]) koeficient k sa rovná výške úhrady za činnosť výkupcu elektriny podľa § 10b.

(4) Cena vykupovanej elektriny v j-tej hodine roku t v eurách/MWh CVEj,t sa vypočíta podľa vzorca

$$\mathrm{CVE_{j,t}} = \mathrm{ZCVE_{j,t}} - \mathrm{k},$$

kde

$\mathrm{ZCVE_{j,t}}$ je základ pre výpočet ceny vykupovanej elektriny v j-tej hodine roku t v eurách/MWh vypočítaný podľa odseku 1,

k je koeficient podľa odsekov 2 a 3 v eurách/MWh.

(5) Po uplynutí základného časového úseku[48a]) sa pre i-té zariadenie výrobcu elektriny, ktorý využil právo na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku,[50f]) vypočíta vážený priemer cien vykupovanej elektriny VPCVEvi v eurách/MWh za základný časový úsek podľa vzorca

$$VPCVEv_i = \frac{\sum_{j=1}^{n}\left(QE_{ij} \times CVE_{j,t}\right)}{\sum_{j=1}^{n} QE_{ij}},$$

kde

$\mathrm{QE_{ij}}$ je množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku[50f]) vyrobenej v i-tom zariadení výrobcu elektriny a vykúpenej výkupcom elektriny v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v j-tej hodine základného časového úseku v MWh,

$\mathrm{CVE_{j,t}}$ je cena vykupovanej elektriny v j-tej hodine základného časového úseku v eurách/MWh vypočítaná podľa odseku 4,

n je počet hodín základného časového úseku.

(6) Ak je $\mathrm{VPCVEv_i}$ nižší alebo sa rovná cene elektriny podľa osobitného predpisu,[48c]) výška platby za vykúpenú elektrinu vyrobenú v i-tom zariadení výrobcu elektriny, ktorý využil právo na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku,[50f]) za základný časový úsek $\mathrm{PVE_i}$ v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$\mathrm{PVE_i} = \sum_{j=1}^{n}\left(QE_{ij} \times CVE_{j,t}\right),$$

kde

$\mathrm{QE_{ij}}$ je množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku[50f]) vyrobenej v i-tom zariadení výrobcu elektriny a vykúpenej výkupcom elektriny v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v j-tej hodine základného časového úseku v MWh,

$\mathrm{CVE_{j,t}}$ je cena vykupovanej elektriny v j-tej hodine základného časového úseku v eurách/MWh vypočítaná podľa odseku 4,

n je počet hodín základného časového úseku.

(7) Ak je $VPCVEv_i$ vyšší ako cena elektriny podľa osobitného predpisu,[48c]) výška platby za vykúpenú elektrinu vyrobenú v i-tom zariadení výrobcu elektriny, ktorý využil právo na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku,[50f]) za základný časový úsek PVE_i v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$PVE_i = \sum_{j=1}^{n}(QE_{ij}) \times CE_i,$$

kde

QE_{ij} je množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku,[50f]) vyrobenej v i-tom zariadení výrobcu elektriny a vykúpenej výkupcom elektriny v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v j-tej hodine základného časového úseku v MWh,

CE_i je cena elektriny podľa osobitného predpisu,[48c])

n je počet hodín základného časového úseku.

(8) Ak výrobca elektriny využil pre i-té zariadenie výrobcu elektriny právo na podporu výkupom elektriny[50e]) bez prevzatia zodpovednosti za odchýlku,[50f]) výška platby za vykúpenú elektrinu vyrobenú v i-tom zariadení výrobcu elektriny, ktorý využil právo na podporu výkupom elektriny,[50e]) za základný časový úsek PVE_i v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$PVE_i = \sum_{j=1}^{n}(QE_{ij} \times CVE_{j,t}),$$

kde

QE_{ij} je množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny,[50e]) vyrobenej v i-tom zariadení výrobcu elektriny a vykúpenej výkupcom elektriny v j-tej hodine základného časového úseku v MWh,

$CVE_{j,t}$ je cena vykupovanej elektriny v j-tej hodine základného časového úseku v eurách/MWh vypočítaná podľa odseku 4,

n je počet hodín základného časového úseku.

(9) Odmena k-teho výkupcu elektriny v eurách za základný časový úsek QVE_k sa vypočíta podľa vzorca

$$QVE_k = (QEv_k \times UCVE_k) - NVE_k,$$

kde

QEv_k je množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku[50f]) vykúpenej k-tym výkupcom elektriny v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v základnom časovom úseku v MWh,

$UCVE_k$ je úhrada za činnosť k-teho výkupcu elektriny za základný časový úsek v eurách/MWh vo výške koeficientu určeného podľa odsekov 2 a 3,

NVE_k sú nadvýnosy k-teho výkupcu elektriny z vykúpenej elektriny v základnom časovom úseku v eurách, ktorých výška sa vypočíta podľa vzorca

$$NVE_k = \left[\sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n}\left(QEv_{ijk} \times CDT_j\right) - \sum_{i=1}^{m}(PVE_{ik})\right],$$

kde

QE_{vijk} je množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku[50f]) vyrobenej v i-tom zariadení výrobcu elektriny a vykúpenej k-tym výkupcom elektriny v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v j-tej hodine základného časového úseku v MWh,

CDT_j je cena elektriny slovenskej obchodnej oblasti na dennom trhu organizovanom organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v j-tej hodine základného časového úseku v eurách/MWh,

PVE_{ik} je platba za vykúpenú elektrinu vyrobenú v i-tom zariadení výrobcu elektriny, ktorý využil právo na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku[50f]) k-tym výkupcom elektriny za základný časový úsek v eurách vypočítaná podľa odsekov 6 a 7,

m je počet zariadení výrobcu elektriny, pre ktoré výrobca elektriny využil právo na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku,[50f]) z ktorých vykupuje elektrinu k-ty výkupca elektriny, ktoré sú zahrnuté do vyhodnotenia podľa tohto odseku za príslušný základný časový úsek,

n je počet hodín základného časového úseku.

§ 10b
Cenová regulácia výkonu činnosti výkupcu elektriny

Cenová regulácia sa vzťahuje na výkon činnosti výkupcu elektriny, ktorý bol určený ministerstvom hospodárstva,[50c]) a na výkon činnosti výkupcu elektriny dodávateľom poslednej inštancie,[50d]) pričom úhrada za činnosť výkupcu elektriny $UCVE_t$ v eurách/MWh sa vypočíta podľa vzorca

$$UCVE_t = O_t + V_t + PZ_t,$$

kde

O_t sú určené náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s výkupom elektriny od výrobcov elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku[50f]) v eurách na jednotku množstva elektriny vykúpenej v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v roku t,

V_t sú určené náklady regulovaného subjektu na obsluhu výrobcov elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) v eurách na jednotku množstva elektriny vykúpenej v režime

prenesenej zodpovednosti za odchýlku v roku t,

PZ_t je primeraný zisk v eurách na jednotku množstva elektriny vykúpenej v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v roku t, ktorý je možné zahrnúť do úhrady za činnosť výkupcu elektriny.

§ 11

(1) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien alebo tarif za výrobu elektriny z domáceho uhlia vrátane ich štruktúry pre rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou, vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie cien za rok t-2,

c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

d) výpočty a údaje podľa tohto paragrafu týkajúce sa výroby elektriny z domáceho uhlia,

e) znaleckým posudkom potvrdené údaje preukazujúce inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny, ktoré môžu vyrábať elektrinu spaľovaním domáceho uhlia s uvedením potenciálneho množstva elektriny, ktorá je možná na tomto zariadení vyrobiť,

f) doklad preukazujúci schválenie návrhu ceny najvyšším orgánom obchodnej spoločnosti alebo družstva alebo štatutárnym orgánom verejnej obchodnej spoločnosti alebo spoločníkmi komanditnej spoločnosti regulovaného subjektu,

g) údaje o inštalovanom výkone technologického zariadenia, ktoré je určené na výrobu elektriny z domáceho uhlia,

h) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(2) Podklady podľa odseku 1 písm. aj), bj) a dj) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(3) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(4) Na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrábať elektrinu z domáceho uhlia sa u výrobcu elektriny uplatní za každú megawatthodinu elektriny dodanej do sústavy, ktorá bola preukázateľne vyrobená z domáceho uhlia, pevná cena DOP v eurách za megawatthodinu vypočítaná podľa vzorca

$$DOP = \frac{VN_t + FN_t + ONZ_t + PZ_t - VE_t - VRS_t + KDU_t}{QDE_t}$$

kde

a) VN_t sú plánované náklady na výrobu elektriny z domáceho uhlia v roku t; VNt sa vypočítajú podľa vzorca

$$VN_t = N_{HU,t} + N_{EK,t} + N_{OVN,t}$$

kde

1. $N_{HU,t}$ sú len ekonomicky oprávnené plánované náklady na nákup domáceho hnedého uhlia a náklady na obstaranie mazutu, ktoré zodpovedajú množstvu mazutu, ktorého prevádzkovateľ bude potrebovať na zapálenie a výrobu elektriny z domáceho uhlia, uhlia určeného na základe jeho skutočnej výhrevnosti,
2. $N_{EK,t}$ sú ekonomicky oprávnené plánované náklady na nákup emisných kvót,
3. $N_{OVN,t}$ sú ekonomicky oprávnené plánované náklady v súlade s § 4 ods. 1 písm. d), sú plánované schválené alebo určené odpisy bez odpisov nových zariadení na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t; najviac vo výške podľa vzorca

$$N_{OVN,t} = FNvych \times \left(\frac{JPI - X}{100}\right) \times k_{využitia},$$

kde

1. FNvych sú prevádzkové náklady určené ako priemerné ročné fixné prevádzkové náklady nevyhnutne vynaložené na regulovanú činnosť v regulačnom období za roky 2017 až 2020, najviac však do výšky 37 300 000 eur;
2. JPI je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie za obdobie od júla roku t-2 do júna roku t-1, zverejnených štatistickým úradom,
3. X je faktor efektivity v každom roku regulačného obdobia, ktorého hodnota je 3,5; ak je hodnota rozdielu JPI_t a X nižšia ako 0, na účely výpočtu pevnej ceny na výrobu elektriny z domáceho uhlia na rok t sa hodnota rozdielu rovná 0.
4. $k_{využitia}$ je koeficient, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$k_{využitia} = \frac{Qv_t}{Q_p},$$

kde

Qv_t je plánované množstvo elektriny vyrobené z hnedého uhlia na základe plnenia povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme,

Q_p je projektované množstvo elektriny, ktoré môže zdroj vyrobiť z hnedého uhlia,

b) FN_t sú plánované schválené alebo určené odpisy nových zariadení na rok t v eurách; faktor ONZ_t sa na rok 2012 rovná nule,

c) ONZ_t je plánovaný primeraný zisk regulovaného subjektu v eurách na rok t určený podľa vzorca

$$PZ_t = (VN_t - N_{EK,t} + FN_t + ONZ_t) \times WACC,$$

kde

WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie rokov 2017 až 2021 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

d) PZ_t sú plánované výnosy z dodávky vyrobenej elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t vypočítané podľa vzorca

$$VE_t = (QV_t - QT_t - QRE_{t,KL}) \times CE_t + QRE_{t,KL} \times CRE_{t,KL} + QRE_{t,ZA} \times CRE_{t,ZA},$$

e) VE_t

kde

1. QV_t je plánované množstvo elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t,
2. QT_t je plánované množstvo vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t,
3. $QRE_{t,KL}$ je plánované množstvo dodávky kladnej regulačnej elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t,
4. CE_t je plánovaná vážená priemerná cena celkovej dodávky elektriny, minimálne však vo výške ceny elektriny na straty podľa osobitného predpisu,[51]) okrem dodávky regulačnej elektriny regulovaného subjektu v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,
5. $CRE_{t,KL}$ je plánovaná vážená priemerná cena dodávky kladnej regulačnej elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,
6. $QRE_{t,ZA}$ je plánované množstvo dodávky zápornej regulačnej elektriny poskytnutej zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t,
7. $CRE_{t,ZA}$ je plánovaná vážená priemerná cena dodávky zápornej regulačnej elektriny poskytnutej zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,

f) VPS_t je plánovaný výnos v eurách z poskytovania podporných služieb zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia na rok t,

g) QDE_t je plánovaný objem elektriny určený rozhodnutím ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrábať elektrinu z domáceho uhlia a dodávať elektrinu vyrobenú z domáceho uhlia na rok t,

h) KDU_t je faktor vyrovnania nákladov a výnosov výroby elektriny z domáceho uhlia regulovaného subjektu v eurách na rok t vypočítaný podľa odseku 5.

(5) Faktor vyrovnania nákladov a výnosov výroby elektriny z domáceho uhlia KDU_t v eurách na rok t sa vypočíta podľa vzorca

$$KDU_t = SVN_{t-2} - VN_{t-2} + SFN_{t-2} - FN_{t-2} + SONZ_{t-2} - ONZ_{t-2} + SPZ_{t-2} - PZ_{t-2} - (SVE_{t-2} - VE_{t-2}) - \\ - (SVPS_{t-2} - VPS_{t-2}) - KTPSv_t$$

kde

a) SVN_{t-2} sú skutočné schválené alebo určené variabilné náklady na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t-2 vrátane nákladov na nákup emisných kvót určených podľa oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou EEX na jej webovom sídle, za produkt EU Emission Allowances - Spot Market v eurách na tony CO_2 za obdobie od 1. januára roku t-2 do 31. decembra roku t-2,

b) VN_{t-2} sú plánované schválené alebo určené variabilné náklady na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t-2,

c) SFN_{t-2} sú skutočné schválené alebo určené fixné náklady na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t-2,

d) FN_{t-2} sú plánované schválené alebo určené fixné náklady na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t-2,

e) $SONZ_{t-2}$ sú skutočné schválené alebo určené odpisy nových zariadení na rok t-2 v eurách,

f) ONZ_{t-2} sú plánované schválené alebo určené odpisy nových zariadení na rok t-2 v eurách,

g) SPZ_{t-2} je skutočný primeraný zisk regulovaného subjektu v eurách na rok t-2 určený podľa vzorca

$$SPZ_{t-2} = (SVN_{t-2} + SFN_{t-2} + SONZ_{t-2}) \times WACC,$$

kde

WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie rokov 2017 až 2021 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

h) PZ_{t-2} je plánovaný primeraný zisk regulovaného subjektu v eurách na rok t-2 určený podľa vzorca

$$PZ_{t-2} = (VN_{t-2} + FN_{t-2} + ONZ_{t-2}) \times WACC,$$

i) SVE_{t-2} sú skutočné výnosy z dodávky vyrobenej elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t-2 vypočítané podľa vzorca

$$SVE_{t-2} = (SQV_{t-2} - SQT_{t-2} - SQRE_{t-2,KL}) \times SCE_{t-2} + SQRE_{t-2,KL} \times SCRE_{t-2,KL} + SQRE_{t-2,ZA} \times SCRE_{t-2,ZA},$$

kde

1. SQV_{t-2} je skutočné množstvo elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
2. SQT_{t-2} je skutočné množstvo vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
3. $SQRE_{t-2,KL}$ je skutočné množstvo dodávky kladnej regulačnej elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
4. SCE_{t-2} je skutočná vážená priemerná cena celkovej dodávky elektriny okrem dodávky regulačnej elektriny regulovaného subjektu v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2, od obdobia t-2 rovný roku 2014,

5. $SCRE_{t-2,KL}$ je skutočná vážená priemerná cena dodávky kladnej regulačnej elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
6. $SQRE_{t-2,ZA}$ je skutočné množstvo dodávky zápornej regulačnej elektriny poskytnutej zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
7. $SCRE_{t-2,ZA}$ je skutočná vážená priemerná cena dodávky zápornej regulačnej elektriny poskytnutej zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,

j) VE_{t-2} sú plánované výnosy z dodávky vyrobenej elektriny z domáceho uhlia v eurách na rok t-2 vypočítané podľa vzorca

$$VE_{t-2} = (QV_{t-2} - QT_{t-2} - QRE_{t-2,KL}) \times CE_{t-2} + QRE_{t-2,KL} \times CRE_{t-2,KL} + QRE_{t-2,ZA} \times CRE_{t-2,ZA},$$

kde

1. QV_{t-2} je plánované množstvo elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
2. QT_{t-2} je plánované množstvo vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
3. $QRE_{t-2,KL}$ je plánované množstvo dodávky kladnej regulačnej elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
4. CE_{t-2} je plánovaná vážená priemerná cena celkovej dodávky elektriny okrem dodávky regulačnej elektriny regulovaného subjektu v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2, od obdobia t-2 rovný roku 2014 minimálne vo výške ceny elektriny na straty podľa osobitného predpisu,[51])
5. $CRE_{t-2,KL}$ je plánovaná vážená priemerná cena dodávky kladnej regulačnej elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
6. $QRE_{t-2,ZA}$ je plánované množstvo dodávky zápornej regulačnej elektriny poskytnutej zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
7. $CRE_{t-2,ZA}$ je plánovaná vážená priemerná cena dodávky zápornej regulačnej elektriny poskytnutej zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,

k) $SVPS_{t-2}$ je skutočný výnos v eurách z poskytovania podporných služieb zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia na rok t-2,

l) VPS_{t-2} je plánovaný výnos v eurách z poskytovania podporných služieb zariadením na výrobu elektriny z domáceho uhlia na rok t-2,

m) $KTPSv_t$ je korekcia výnosov z platieb na základe tarify za prevádzkovanie systému výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia v eurách v roku t-2, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$KTPSv_t = SVTPSv_{t-2} - PVTPSv_{t-2},$$

kde

1. $SVTPSv_{t-2}$ sú skutočné výnosy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia v roku t-2,
2. $PVTPSv_{t-2}$ sú plánované výnosy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia v roku t-2.

Tarifa za prevádzkovanie systému

§ 12
Spôsob výpočtu tarify za prevádzkovanie systému, postup a podmienky uplatňovania tarify

(1) Tarifa za prevádzkovanie systému TPS_t sa určí ako podiel plánovaných nákladov na prevádzkovanie systému vypočítaných podľa odseku 2 a celkovej plánovanej koncovej spotreby elektriny na vymedzenom území,[52]) na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému, a vypočíta sa podľa vzorca

$$TPS_t = \frac{NPS_t}{QPKStps_t - QPvdtps_t \times Kistps_t}$$

kde

a) NPS_t sú plánované náklady na prevádzkovanie systému v roku t,
b) $QPKStps_t$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území na rok t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

c) $QPvdtps_t$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

d) $Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku t najviac vo výške 0,95.

(2) Plánované náklady na prevádzkovanie systému v roku t sa vypočítajú podľa vzorca

$$NPS_t = DOP_t \times QDE_t + Nozekv_t + PNOT_t + Nokte_t \ ,$$

a) DOP_t je pevná cena elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v roku t v eurách za megawatthodinu,

b) QDE_t je plánovaný objem elektriny určený rozhodnutím ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrábať elektrinu z domáceho uhlia a dodávať elektrinu vyrobenú z domáceho uhlia na rok t,

c) $Nozekv_t$ sú celkové plánované náklady na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t,

d) $PNOT_t$ sú schválené alebo určené plánované náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť nákladov na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na rok t,

e) $Nokte_t$ sú náklady na výkon ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t.

(3) Celkové plánované náklady na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t sa vypočítajú podľa vzorca

$$Nozekv_t = PND_t + PNP_t + PNVE_t + PNF_t - PFP_t + PNDE_t + \sum_{i=1}^{n} Kprds_t^i + Kozekv_t + KOKTE_t,$$

kde

a) PND_t sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PND_t = \sum_{i=1}^{n} \left[PQD_t^i \times \max\left(0;\ CEPSD_t^i - PCVE_t\right) \right] ,$$

kde

1. PQD_t^i je plánované množstvo elektriny, na ktoré je možné uplatniť doplatok, vyrobenej v roku t v i-tom zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou, v jednotkách množstva elektriny,
2. $CEPSD_t^i$ je cena elektriny pre stanovenie doplatku pre i-te zariadenie na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,
3. $PCVE_t$ je plánovaná priemerná cena vykupovanej elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,
4. n je počet zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t,

b) PNP_t sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PNP_t = \sum_{i=1}^{n} \left[PQP_t^i \times \max\left(0;\ CEPSP_t^i - PCVE_t\right) \right],$$

kde

1. PQP_t^i je plánované množstvo elektriny, na ktoré je možné uplatniť príplatok, vyrobenej v roku t v i-tom zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou, v jednotkách množstva elektriny,
2. $CEPSP_t^i$ je cena elektriny pre stanovenie príplatku pre i-te zariadenie na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,
3. $PCVE_t$ je plánovaná priemerná cena vykupovanej elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,
4. n je počet zariadení na výrobu elektriny výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t,

c) $PNVE_t$ sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny v roku t v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PNVE_t = \sum_{i=1}^{n} \left(PQEv_t^i \times PUCVE_t^i \right) - PNVE_t^i,$$

kde

1. $PQEv_t^i$ je plánované množstvo elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny[50e]) a prevzatím zodpovednosti za odchýlku[50f]) vykúpenej i-tým výkupcom elektriny v režime prenesenej zodpovednosti za odchýlku v jednotkách množstva elektriny v roku t,
2. $PUCVE_t^i$ je plánovaná úhrada za činnosť i-teho výkupcu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t,
3. $PNVE_t^i$ sú plánované nadvýnosy i-teho výkupcu elektriny z vykúpenej elektriny v eurách na rok t,
4. i je počet výkupcov elektriny v roku t,

d) PNF_t sú plánované náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v roku t v eurách,

e) PFP_t je plánovaná výška finančných prostriedkov poskytnutých na rok t ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory v roku t v eurách,

f) $Kprds_t^i$ je korekcia zostatku neuhradených nákladov vynaložených i-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom za rok 2019 v eurách, ktorá sa vypočíta podľa odseku 10,

g) n je počet prevádzkovateľov regionálnych distribučných sústav,

h) $Kozekv_t$ je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva v eurách v roku 2020, ktorá sa vypočíta podľa odseku 12,

i) $PNDE_t$ sú plánované daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou, súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z roku 2020 v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva v roku t v eurách,

j) $KOKTE_t$ je korekcia zostatku neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách, ktorá sa vypočíta podľa odseku 14.

(4) Pre odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy sa uplatňuje tarifa za prevádzkovanie systému TPS_t v eurách na jednotku množstva elektriny za prenesenú elektrinu vrátane elektriny vyrobenej v jeho vlastnom zariadení na výrobu elektriny a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny tohto odberateľa elektriny alebo dodanej iným odberateľom elektriny bez použitia prenosovej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy.

(5) Pre odberateľa elektriny pripojeného do regionálnej distribučnej sústavy sa uplatňuje tarifa za prevádzkovanie systému TPS_t za distribuovanú elektrinu vrátane elektriny vyrobenej v jeho vlastnom zariadení na výrobu elektriny a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny tohto odberateľa elektriny alebo dodanej iným odberateľom elektriny bez použitia regionálnej distribučnej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy.

(6) Pre odberateľa elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy sa uplatňuje tarifa za prevádzkovanie systému TPS_t za všetku elektrinu odobratú z nadradenej sústavy a distribuovanú odberateľom elektriny pripojeným do tejto miestnej distribučnej sústavy vrátane elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny alebo v inom zariadení na výrobu elektriny pripojených do tejto miestnej distribučnej sústavy a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny alebo dodanej odberateľom elektriny bez použitia nadradenej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej distribučnej sústavy.

(7) Pre odberateľa elektriny, ktorý odoberá elektrinu od výrobcu elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy, sa výrobcom elektriny uplatňuje tomuto odberateľovi elektriny tarifa za prevádzkovanie systému TPS_t na celé množstvo takto odobratej elektriny. Ak výrobca nie je subjektom zúčtovania, uhradia sa platby uplatnené u odberateľa elektriny účastníkovi trhu, ktorý za výrobcu prevzal zodpovednosť za odchýlku.

(8) Tarifa za prevádzkovanie systému sa neuplatňuje na straty elektriny v sústave, za vlastnú spotrebu prevádzkovateľa sústavy pri prevádzkovaní sústavy, za vlastnú spotrebu elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy, ani za spotrebu elektriny na prečerpávanie v prečerpávacích vodných elektrárňach. Tarifa za prevádzkovanie systému sa neuplatňuje za spotrebu elektriny pri skúškach po ukončení výstavby zariadenia na výrobu elektriny pred jeho uvedením do prevádzky, ak takéto skúšky sú vykonané prostredníctvom odberu elektriny z prenosovej sústavy. Tarifa za prevádzkovanie systému sa neuplatňuje na elektrinu vyrobenú v zariadení na kombinovanú výrobu a spotrebovanú na účely výroby tepla z obnoviteľných zdrojov energie využitého v centralizovanom zásobovaní teplom, ak ide o zariadenie s celkovým inštalovaným výkonom do 1 MW, z ktorého sa využije najmenej 60 % vyrobeného tepla na dodávku tepla centralizovaným zásobovaním teplom a úspora primárnej energie dosahuje najmenej 10 %, elektrinu vyrobenú v zariadení na kombinovanú výrobu a spotrebovanú na účely výroby tepla z obnoviteľných zdrojov energie využitého v centralizovanom zásobovaní teplom, ak celkový inštalovaný výkon pred rekonštrukciou alebo modernizáciou technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny je menší ako 125 MW a elektrinu vyrobenú

v lokálnom zdroji a spotrebovanú v odbernom mieste identickom s odovzdávacím miestom lokálneho zdroja.

(9) Na účely cenovej regulácie sa do 30. apríla roku t predkladajú organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou, prevádzkovateľmi prenosovej sústavy a distribučných sústav údaje o skutočných množstvách elektriny v roku t-1, očakávaných množstvách elektriny v roku t a plánovaných množstvách elektriny na rok t+1 prepravenej koncovým odberateľom elektriny, ako aj údaje o skutočných nákladoch a skutočných výnosoch za prevádzkovanie systému v roku t-1.

(10) Korekcia zostatku neuhradených nákladov vynaložených i-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom za rok 2019 v eurách $Kprds_t^i$ sa vypočíta na

a) rok 2021 podľa vzorca

$$Kprds^i_{2021} = kzprds^i_{2021} \times NN^i_{2019},$$

b) rok 2022 podľa vzorca

$$Kprds^i_{2022} = kzprds^i_{2022} \times (NN^i_{2019} - Kprds^i_{2021}) + PVtps^i_{2020} - SVtps^i_{2020},$$

c) rok 2023 podľa vzorca

$$Kprds^i_{2023} = kzprds^i_{2023} \times (NN^i_{2019} - Kprds^i_{2021}) + PVtps^i_{2021} - SVtps^i_{2021},$$

d) rok 2024 podľa vzorca

$$Kprds^i_{2024} = kzprds^i_{2024} \times (NN^i_{2019} - Kprds^i_{2021}) + PVtps^i_{2022} - SVtps^i_{2022},$$

e) rok 2025 podľa vzorca

$$Kprds^i_{2025} = kzprds^i_{2025} \times (NN^i_{2019} - Kprds^i_{2021}) + PVtps^i_{2023} - SVtps^i_{2023},$$

f) rok 2026 podľa vzorca

$$Kprds^i_{2026} = PVtps^i_{2024} - SVtps^i_{2024},$$

g) rok 2027 podľa vzorca

$$Kprds^i_{2027} = PVtps^i_{2025} - SVtps^i_{2025}.$$

(11) Na účel výpočtu korekcie $Kprds_t^i$ podľa odseku 10 sa veličinami vzorcov rozumejú

a) $kzprds^i_{2021}$ je koeficient zahrnutia zostatku neuhradených nákladov vynaložených v roku 2019 prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom pre rok 2021, ktorého hodnota určená v cenovom konaní pre rok 2021 je väčšia ako 0 a súčasne menšia alebo rovnajúca sa 1,

b) $kzprds^i_{2022}$ až $kzprds^i_{2025}$ je koeficient zahrnutia zostatku neuhradených nákladov vynaložených v roku 2019 prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom pre roky 2022 až 2025, ktorého hodnoty určené v cenovom konaní pre roky 2022 až 2025 budú schválené alebo určené minimálne vo výške 0,25 počas obdobia najviac štyroch rokov umorovania zostatkovej hodnoty (NN^i_{2019} - $Kprds^i_{2021}$) neuhradených nákladov vynaložených v roku 2019 prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou

doplatkom a príplatkom; suma koeficientov zahrnutia ($kzprds^i_{2022}$ až $kzprds^i_{2025}$) zostatku neuhradených nákladov vynaložených v roku 2019 počas obdobia najviac štyroch rokov sa rovná 1 a koeficient kzprds môže klesnúť pod ročnú hodnotu 0,25 len z dôvodu dynamického umorovania v poslednom roku reálneho nepretržitého umorovania,

c) NN^i_{2019} sú neuhradené náklady i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom v eurách v roku 2019, ktoré sa počítajú podľa vzorca

$$NN^i_{2019} = SNP^i_{2019} - PNP^i_{2019} + PVtps^i_{2019} - SVtps^i_{2019} ,$$

kde

1. SNP^i_{2019} sú skutočné náklady i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom v eurách v roku 2019,
2. PNP^i_{2019} sú plánované náklady i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom v eurách v roku 2019,
3. $PVtps^i_{2019}$ sú plánované výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2019,
4. $SVtps^i_{2019}$ sú skutočné výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2019,

d) $PVtps^i_{2020}$ sú plánované výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2020,

e) $SVtps^i_{2020}$ sú skutočné výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách v roku 2020,

f) $PVtps^i_{2021}$ až $PVtps^i_{2025}$ sú plánované výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách,

g) $SVtps^i_{2021}$ až $SVtps^i_{2025}$ sú skutočné výnosy i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy z uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému určenej rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách.

(12) Korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva v eurách $Kozekv_t$ sa vypočíta podľa vzorca na

a) rok 2022

$$Kozekv_{2022} = ONozekv_{2021} - OVozekv_{2021} ,$$

b) rok 2023

$$Kozekv_t = SNozekv_{t-2} - ONozekv_{t-2} + OVozekv_{t-2} - SVozekv_{t-2} + ONozekv_{t-1} - PNozekv_{t-1} + PVozekv_{t-1} - OVozekv_{t-1} ,$$

c) rok 2024 a ďalšie roky

$$Kozekv_t = [SNozekv_{t-2} - ONozekv_{t-2} + OVozekv_{t-2} - SVozekv_{t-2} + ONozekv_{t-1} - PNozekv_{t-1} + PVozekv_{t-1} - OVozekv_{t-1} + (1 - kznozekv_{t-1}) \times Kozekv_{t-1}/kznozekv_{t-1}] \times kznozekv_t.$$

(13) Na účel výpočtu korekcie $Kozekv_t$ podľa odseku 12 sa veličinami vzorcov rozumejú

a) $ONozekv_{2021}$ sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok 2021 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa odseku 15 písm. b) tretieho bodu,

b) $OVozekv_{2021}$ sú očakávané výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok 2021 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa odseku 15 písm. b) štvrtého bodu,

c) $SNozekv_{t-2}$ sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-2 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$SNozekv_{t-2} = SND_{t-2} + SNP_{t-2} + SNVE_{t-2} + SNF_{t-2} - SFP_{t-2} + SNDE_{t-2},$$

kde

1. SND_{t-2} sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-2 v eurách,
2. SNP_{t-2} sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-2 v eurách,
3. $SNVE_{t-2}$ sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny v roku t-2 v eurách,
4. SNF_{t-2} sú skutočné náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a ďalšie skutočné finančné náklady v roku t-2 v eurách,
5. SFP_{t-2} je skutočná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory v roku t-2 v eurách,
6. $SNDE_{t-2}$ sú skutočné daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z roku 2020, v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva v roku t-2 v eurách,

d) $ONozekv_{t-2}$ sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-2 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$ONozekv_{t-2} = OND_{t-2} + ONP_{t-2} + ONVE_{t-2} + ONF_{t-2} - OFP_{t-2} + ONDE_{t-2},$$

kde

1. OND_{t-2} sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-2 v eurách,
2. ONP_{t-2} sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-2 v eurách,
3. $ONVE_{t-2}$ sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny na rok t-2 v eurách,
4. ONF_{t-2} sú očakávané náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a ďalšie očakávané finančné náklady na rok t-2 v eurách,
5. OFP_{t-2} je očakávaná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory na rok t-2 v eurách,
6. $ONDE_{t-2}$ sú očakávané daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z roku 2020 v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva na rok t-2 v eurách,

e) $OVozekv_{t-2}$ sú očakávané výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-2 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$OVozekv_{t-2} = (QOKStps_{t-2} - QOvdtps_{t-2} \times Kistps_{t-2}) \times [TPS_{t-2} - (\sum TPSds^{i}_{t-2} + TPSv_{t-2} + TPS^{OTE}_{t-2} + TPS^{ost}_{t-2} - KOKTE_{t-2}/(QPKStps_{t-2} - QPvdtps_{t-2} \times Kistps_{t-2}))],$$

kde

1. $QOKStps_{t-2}$ je celková očakávaná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území na rok t-2, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
2. $QOvdtpst_{t-2}$ je celkový očakávaný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-2,
3. $Kistps_{t-2}$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-2,
4. TPS_{t-2} je tarifa za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
5. $TPSds^{i}_{t-2}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
6. $TPSv_{t-2}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia, v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
7. TPS^{OTE}_{t-2} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie

a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,

8. TPS^{ost}_{t-2} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
9. $KOKTE_{t-2}$ je korekcia zostatku neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách na rok t-2,
10. $QPKStps_{t-2}$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území na rok t-2, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
11. $QPvdtpst_{t-2}$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-2,

f) $SVozekv_{t-2}$ sú skutočné výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-2 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$SVozekv_{t-2} = (QSKStps_{t-2} - QSvdtps_{t-2} \times Kistps_{t-2}) \times [TPS_{t-2} - (\sum TPSds^{i}_{t-2} + TPSv_{t-2} + TPS^{OTE}_{t-2} + TPS^{ost}_{t-2} - KOKTE_{t-2}/(QPKStps_{t-2} - QPvdtps_{t-2} \times Kistps_{t-2}))] ,$$

kde

1. $QSKStps_{t-2}$ je celková skutočná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území v roku t-2, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
2. $QSvdtpst_{t-2}$ je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku t-2,
3. $Kistps_{t-2}$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku t-2,
4. TPS_{t-2} je tarifa za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
5. $TPSds^{i}_{t-2}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
6. $TPSv_{t-2}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia, v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
7. TPS^{OTE}_{t-2} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
8. TPS^{ost}_{t-2} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
9. $KOKTE_{t-2}$ je korekcia zostatku neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu

s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách na rok t-2,

10. $QPKStps_{t-2}$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území na rok t-2, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
11. $QPvdtpst_{t-2}$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-2,

g) $ONozekv_{t-1}$ sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$ONozekv_{t-1} = OND_{t-1} + ONP_{t-1} + ONVE_{t-1} + ONF_{t-1} - OFP_{t-1} + ONDE_{t-1} ,$$

kde

1. OND_{t-1} sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách,
2. ONP_{t-1} sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách,
3. $ONVE_{t-1}$ sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny na rok t-1 v eurách,
4. ONF_{t-1} sú očakávané náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a ďalšie očakávané finančné náklady na rok t-1 v eurách,
5. OFP_{t-1} je očakávaná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory na rok t-1 v eurách,
6. $ONDE_{t-1}$ sú očakávané daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z roku 2020 v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva na rok t-1 v eurách,

h) $PNozekv_{t-1}$ sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PNozekv_{t-1} = PND_{t-1} + PNP_{t-1} + PNVE_{t-1} + PNF_{t-1} - PFP_{t-1} + PNDE_{t-1} ,$$

kde

1. PND_{t-1} sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách,
2. PNP_{t-1} sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách,

3. $PNVE_{t-1}$ sú plánované náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny na rok t-1 v eurách,
4. PNF_{t-1} sú plánované náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a ďalšie plánované finančné náklady na rok t-1 v eurách,
5. PFP_{t-1} je plánovaná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory na rok t-1 v eurách,
6. $PNDE_{t-1}$ sú plánované daňové náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou súvisiace s úhradou straty organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z roku 2020 v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva na rok t-1 v eurách,

i) $PVozekv_{t-1}$ sú plánované výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$PVozekv_{t-1} = (QPKStps_{t-1} - QPvdtps_{t-1} \times Kistps_{t-1}) \times [TPS_{t-1} - (\sum TPSds^{i}_{t-1} + TPSv_{t-1} + TPS^{OTE}_{t-1} + TPS^{ost}_{t-1})] - KOKTE_{t-1},$$

kde

1. $QPKStps_{t-1}$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území na rok t-1, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
2. $QPvdtpst_{t-1}$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-1,
3. $Kistps_{t-1}$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-1,
4. TPS_{t-1} je tarifa za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
5. $TPSds^{i}_{t-1}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
6. $TPSv_{t-1}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia, v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
7. TPS^{OTE}_{t-1} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
8. TPS^{ost}_{t-1} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
9. $KOKTE_{t-1}$ je korekcia zostatku neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu

s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách na rok t-1,

j) $OVozekv_{t-1}$ sú očakávané výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku t-1 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$OVozekv_{t-1} = (QOKStps_{t-1} - QOvdtps_{t-1} \times Kistps_{t-1}) \times [TPS_{t-1} - (\sum TPSds^{i}_{t-1} + TPSv_{t-1} + TPS^{OTE}_{t-1} + TPS^{ost}_{t-1} - KOKTE_{t-1}/(QPKStps_{t-1} - QPvdtps_{t-1} \times Kistps_{t-1}))] ,$$

kde

1. $QOKStps_{t-1}$ je celková očakávaná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území na rok t-1, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
2. $QOvdtpst_{t-1}$ je celkový očakávaný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-1,
3. $Kistps_{t-1}$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-1,
4. TPS_{t-1} je tarifa za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
5. $TPSds^{i}_{t-1}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
6. $TPSv_{t-1}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia, v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
7. TPS^{OTE}_{t-1} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
8. TPS^{ost}_{t-1} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-1,
9. $KOKTE_{t-1}$ je korekcia zostatku neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách na rok t-1,
10. $QPKStps_{t-1}$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území na rok t-1, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,
11. $QPvdtpst_{t-1}$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t-1,

k) $kznozekv_{t-1}$ je koeficient zahrnutia zostatku neuhradených nákladov vynaložených organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom pre rok t-1,

l) $Kozekv_{t-1}$ je korekcia nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou

v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva v roku t-1 v eurách,

m) $kznozekv_t$ je koeficient zahrnutia zostatku neuhradených nákladov vynaložených organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom pre rok t, ak ich objem presiahne hranicu 10 000 000 eur, ktorého hodnota určená v cenovom konaní pre roky 2023 až 2026 bude schválená alebo určená minimálne vo výške 0,25 a najneskôr pre rok 2027 vo výške 1.

(14) Korekcia neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách $KOKTE_t$ sa vypočíta na

a) rok 2022 podľa vzorca

$$KOKTE_{2022} = kznnozekv_{2022} \times NNozekv_{2020} - ONozekv_{2021} + OVozekv_{2021},$$

b) rok 2023 podľa vzorca

$$KOKTE_{2023} = kznnozekv_{2023} \times NNozekv_{2020},$$

c) rok 2024 podľa vzorca

$$KOKTE_{2024} = kznnozekv_{2024} \times NNozekv_{2020} + PVkokte_{2022} - SVkokte_{2022},$$

d) rok 2025 podľa vzorca

$$KOKTE_{2025} = kznnozekv_{2025} \times NNozekv_{2020} + PVkokte_{2023} - SVkokte_{2023},$$

e) rok 2026 podľa vzorca

$$KOKTE_{2026} = PVkokte_{2024} - SVkokte_{2024},$$

f) rok 2027 podľa vzorca

$$KOKTE_{2027} = PVkokte_{2025} - SVkokte_{2025}.$$

(15) Na účel výpočtu korekcie $KOKTE_t$ podľa odseku 14 sa veličinami vzorcov rozumejú

a) $kznnozekv_{2022}$ až $kznnozekv_{2025}$ sú koeficienty zahrnutia zostatku neuhradených nákladov vynaložených organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 pre roky 2022 až 2025, ktorých hodnoty určené v cenovom konaní pre roky 2022 až 2025 budú schválené alebo určené minimálne vo výške 0,25 počas obdobia najviac štyroch rokov umorovania zostatkovej hodnoty neuhradených nákladov vynaložených organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za obdobie roka 2020; suma koeficientov $kznnozekv_{2022}$ až $kznnozekv_{2025}$ sa rovná 1 a hodnoty koeficientov $kznnozekv_{2022}$ až $kznnozekv_{2025}$ môžu klesnúť pod ročnú hodnotu 0,25 len z dôvodu dynamického umorovania v poslednom roku reálneho nepretržitého umorovania,

b) $NNozekv_{2020}$ je zostatková časť neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za obdobie roka 2020 v eurách, ktoré sa počítajú podľa vzorca

$$NNozekv_{2020} = SNozekv_{2020} - SVozekv_{2020} + ONozekv_{2021} - OVozekv_{2021},$$

kde

1. $SNozekv_{2020}$ sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku 2020 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$SNozekv_{2020} = SND_{2020} + SNP_{2020} + SNVE_{2020} + SNF_{2020} - SFP_{2020},$$

kde

1.1. SND_{2020} sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku 2020 v eurách,

1.2. SNP_{2020} sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku 2020 v eurách,

1.3. $SNVE_{2020}$ sú skutočné náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny v roku 2020 v eurách,

1.4. SNF_{2020} sú skutočné náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a ďalšie skutočné finančné náklady v roku 2020 v eurách,

1.5. SFP_{2020} je skutočná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory v roku 2020 v eurách,

2. $SVozekv_{2020}$ sú skutočné výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou v roku 2020 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$SVozekv_{2020} = (QSKStps_{2020} - QSvdtps_{2020} \times Kistps_{2020}) \times [TPS_{2020} - (\sum TPSds^{i}_{2020} + TPSv_{2020} + TPS^{OTE}_{2020} + TPS^{ost}_{2020})],$$

kde

2.1. $QSKStps_{2020}$ je celková skutočná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území v roku 2020, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

2.2. $QSvdtpst_{2020}$ je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku 2020,

2.3. $Kistps_{2020}$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku 2020,

2.4. TPS_{2020} je tarifa za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2020,

2.5. $TPSds^{i}_{2020}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva

elektriny na rok 2020,

2.4. $TPSv_{2020}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia, v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2020,

2.4. TPS^{OTE}_{2020} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2020,

2.5. TPS^{ost}_{2020} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2020,

3. $ONozekv_{2021}$ sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok 2021 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$ONozekv_{2021} = OND_{2021} + ONP_{2021} + ONVE_{2021} + ONF_{2021} - OFP_{2021} ,$$

kde

3.1. OND_{2021} sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na doplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok 2021 v eurách,

3.2. ONP_{2021} sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na príplatok pre výrobcov elektriny z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok 2021 v eurách,

3.3. $ONVE_{2021}$ sú očakávané náklady organizátora krátkodobého trhu s elektrinou na úhradu za činnosť výkupcu elektriny na rok 2021 v eurách,

3.4. ONF_{2021} sú očakávané náklady na úrok na zabezpečenie finančných prostriedkov na prevádzkové náklady súvisiace s výkonom regulovaných činností vykonávaných organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a ďalšie skutočné finančné náklady na rok 2021 v eurách,

3.5. OFP_{2021} je očakávaná výška finančných prostriedkov poskytnutých ministerstvom hospodárstva na financovanie nákladov vynaložených na zúčtovanie podpory na rok 2021 v eurách,

4. $OVozekv_{2021}$ sú očakávané výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou na rok 2021 v eurách, ktoré sa vypočítajú podľa vzorca

$$OVozekv_{2021} = (QOKStps_{2021} - QOvdtps_{2021} \times Kistps_{2021}) \times [TPS_{2021} - (\sum TPSds^{i}_{2021} + TPSv_{2021} + TPS^{OTE}_{2021} + TPS^{ost}_{2021})] ,$$

kde

4.1. $QOKStps_{2021}$ je celková očakávaná koncová spotreba elektriny v MWh na vymedzenom území na rok 2021, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

4.2. $QOvdtpst_{2021}$ je celkový očakávaný objem koncovej spotreby elektriny v MWh, na ktorý

sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok 2021,

4.3. $Kistps_{2021}$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok 2021,

4.4. TPS_{2021} je tarifa za prevádzkovanie systému v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2021,

4.5. $TPSds^{i}_{2021}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2021,

4.6. $TPSv_{2021}$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába elektrinu z domáceho uhlia, v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2021,

4.7. TPS^{OTE}_{2021} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2021,

4.8. TPS^{ost}_{2021} je alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2021,

c) $PVkokte_{2022}$ až $PVkokte_{2025}$ sú plánované výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej pre roky 2022 až 2025 na korekciu zostatku neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách,

d) $SVkokte_{2022}$ až $SVkokte_{2025}$ sú skutočné výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou z alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému určenej pre roky 2022 až 2025 na korekciu zostatku neuhradených nákladov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v súvislosti s doplatkom, príplatkom, úhradou za činnosť výkupcu elektriny a prostriedkami poskytnutými ministerstvom hospodárstva za rok 2020 v eurách.

(16) Tarifa za prevádzkovanie systému TPS_t môže byť diferencovaná na viaceré hodnoty sadzieb $TPS_{i,t}$, ktoré sa uplatnia individuálne pre jednotlivé skupiny koncových odberateľov elektriny podľa množstva koncovej spotreby elektriny v odbernom mieste, pričom platí

$$\sum_{x=1}^{k}\left(TPS_{i,t} \times QKS_{i,t}\right) = NPS_t,$$

kde

a) $TPS_{i,t}$ je sadzba tarify za prevádzkovanie systému uplatnená na koncovú spotrebu elektriny v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v eurách na megawatthodinu v roku t,

b) $QKS_{i,t}$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny v i-tej skupine odberných miest odberateľov elektriny v megawatthodinách v roku t,

c) k je celkový počet skupín odberných miest odberateľov elektriny v roku t, pričom

1. skupina 1 sú odberné miesta s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok t-1 do 1 GWh vrátane,

2. skupina 2 sú odberné miesta s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok t-1 nad 1

GWh do 100 GWh vrátane,

3. skupina 3 sú odberné miesta s očakávanou koncovou spotrebou elektriny za rok t-1 nad 100 GWh,

d) NPS_t sú plánované náklady na prevádzkovanie systému v roku t, ktoré sa vypočítajú podľa § 12 ods. 2.

§ 12a
Podrobnosti o individuálnych sadzbách tarify za prevádzkovanie systému

(1) Individuálna sadzba tarify za prevádzkovanie systému na rok t sa uplatňuje ako koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t Kistpst, ktorý sa uplatňuje na koncovú spotrebu elektriny koncového odberateľa elektriny, pre ktorého je individuálna sadzba tarify za prevádzkovanie systému určená.[52a])

(2) Individuálna sadzba tarify za prevádzkovanie systému podľa odseku 1 sa uplatňuje na koncovú spotrebu koncového odberateľa elektriny, ktorý predloží úradu správu[52b]) a preukáže, že najmenej 80 % jeho koncovej spotreby elektriny zodpovedá niektorému z kódov činnosti podniku alebo ich kombinácii podľa štatistickej klasifikácie ekonomických činností[52c]) uvedených v zozname podľa prílohy č. 8 a zároveň jeho elektroenergetická náročnosť podľa odseku 3 sa rovná alebo je väčšia ako elektroenergetická náročnosť podľa odseku 8.

(3) Elektroenergetická náročnosť podniku v percentách sa vypočíta podľa vzorca

$$\mathrm{EEN} = \frac{\mathrm{E} \times \mathrm{C}}{\mathrm{HPH}} \times 100,$$

kde

E je spotreba elektriny koncového odberateľa elektriny v MWh, ktorá sa určí podľa odseku 4,

C je cena elektriny v eurách/MWh, ktorá sa určí podľa odseku 5,

HPH je hrubá pridaná hodnota podniku v eurách, ktorá sa určí ako aritmetický priemer hodnôt hrubej pridanej hodnoty podniku za posledné tri kalendárne roky vypočítaných podľa odseku 6.

(4) Spotreba elektriny koncového odberateľa elektriny E sa určí ako aritmetický priemer hodnôt koncovej spotreby elektriny koncového odberateľa elektriny za posledné tri kalendárne roky.

(5) Cena elektriny C je aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh vrátane daní a poplatkov, v roku t-2 v eurách/MWh, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku.

(6) Hrubá pridaná hodnota podniku v kalendárnom roku HPH sa určí podľa vzorca

$$\mathrm{HPH} = \mathrm{TVVT} + \mathrm{AHNIM} + \mathrm{OPV} + \mathrm{ZSZ} - \mathrm{NTS} - \mathrm{CDV},$$

kde

TVVT sú tržby za vlastné výkony a tovar [kalendárny rok/euro],

AHNIM je aktivácia hmotného a nehmotného investičného majetku [kalendárny rok/euro],

OPV sú ostatné prevádzkové výnosy bez výnosov z odpísaných pohľadávok, výnosov z predaja pohľadávok, výnosov z postúpených pohľadávok a výnosov z faktoringu [kalendárny rok/euro],

ZSZ je zmena stavu zásob [kalendárny rok/euro],

NTS sú náklady na nákup tovaru, materiálu, energie a služieb bez nákladov na personálny lízing a nákladov na operatívny lízing [kalendárny rok/euro],

CDV sú clá a dane súvisiace s výrobou a iné dane z výrobkov, ktoré súvisia s tržbami, ale nie sú odpočítateľné [kalendárny rok/euro].

(7) Minimálna požadovaná výška elektroenergetickej náročnosti podniku na určenie individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému $EENp_t$ je pre rok 2020 určená vo výške 100 % a pre nasledujúce roky sa vypočíta v percentách podľa vzorca

$$EENp_t = EENp_{t-1} \times kzce_t,$$

kde

$EENp_{t-1}$ je minimálna požadovaná výška elektroenergetickej náročnosti podniku pre určenie individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku t-1 v percentách,

$kzce_t$ je koeficient zmeny cien elektriny pre rok t, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$kzce_t = \frac{CE_{eurostat,t-2}}{CE_{eurostat,t-3}},$$

kde

$CE_{eurostat,t-2}$ je aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh vrátane daní a poplatkov, v roku t-2 v eurách/MWh, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku,

$CE_{eurostat,t-3}$ je aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh vrátane daní a poplatkov, v roku t-3 v eurách/MWh, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku.

(8) Na výpočty podľa odsekov 2 až 4 sa používajú aritmetické priemery údajov koncového odberateľa elektriny za obdobie posledných troch kalendárnych rokov v štruktúre podľa prílohy č. 9. Ak koncový odberateľ elektriny vykonáva činnosť menej ako tri kalendárne roky, použijú sa aritmetické priemery údajov za dva kalendárne roky, za ktoré sú údaje k dispozícii. Ak koncový odberateľ elektriny vykonáva činnosť menej ako dva kalendárne roky, použijú sa údaje za jeden kalendárny rok, za ktorý sú údaje k dispozícii.

(9) Správa,[52b)] ktorú vypracúva koncový odberateľ elektriny, obsahuje:

a) pri právnickej osobe obchodné meno, sídlo a identifikačné číslo organizácie, ak je pridelené,

a pri fyzickej osobe – podnikateľovi meno a priezvisko, miesto podnikania a identifikačné číslo organizácie, ak je pridelené,

b) potvrdenie alebo vyhlásenie o výške koncovej spotreby elektriny koncového odberateľa elektriny v MWh, ak

1. je koncový odberateľ elektriny subjektom zúčtovania, potvrdenie o výške koncovej spotreby elektriny vystavené organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou,
2. nie je koncový odberateľ elektriny subjektom zúčtovania, potvrdenie o výške koncovej spotreby elektriny vystavené dodávateľom elektriny, ktorý za odberné miesta koncového odberateľa elektriny prebral zodpovednosť za odchýlku,
3. je koncový odberateľ elektriny výrobcom elektriny a vyrobenú elektrinu spotrebúva pre vlastnú spotrebu, vyhlásenie o výške koncovej spotreby elektriny vypracované koncovým spotrebiteľom,
4. koncový odberateľ elektriny spĺňa viacero podmienok podľa prvého bodu, druhého bodu alebo tretieho bodu a na preukázanie splnenia podmienky podľa osobitného predpisu[52d]) nepostačuje jedno potvrdenie alebo vyhlásenie, bude súčasťou správy viacero potvrdení alebo vyhlásení,

c) výšku elektroenergetickej náročnosti podniku v percentách vypočítanú podľa odseku 3,

d) údaje potrebné na výpočet výšky elektroenergetickej náročnosti podniku podľa prílohy č. 9 tabuľky č. 3:

1. hrubá pridaná hodnota podniku,
2. aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh vrátane daní a poplatkov, v roku t-2 v eurách/MWh, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku,
3. koncová spotreba elektriny podniku v MWh,

e) údaje potrebné na výpočet hrubej pridanej hodnoty podniku vypočítanej podľa odseku 6 a prílohy č. 9 tabuľky č. 1:

1. tržby za vlastné výkony a tovar v eurách,
2. aktivácia hmotného a nehmotného investičného majetku v eurách,
3. ostatné prevádzkové výnosy v eurách,
4. výnosy z odpísaných pohľadávok, z predaja pohľadávok, z postúpených pohľadávok, z faktoringu a akékoľvek ďalšie výnosy súvisiace s postúpením pohľadávok v eurách,
5. zmena stavu zásob v eurách,
6. náklady na nákup tovaru materiálu, energie a služieb v eurách,
7. náklady na personálny lízing v eurách,
8. náklady na operatívny lízing v eurách,
9. clá a dane súvisiace s výrobou a iné dane z výrobkov, ktoré súvisia s tržbami, ale nie sú odpočítateľné v eurách,

f) ostatné údaje na posúdenie nároku na určenie individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému podľa prílohy č. 9 tabuľky č. 2:

1. výšku koncovej spotreby elektriny zodpovedajúcu jednotlivým kódom činnosti podniku podľa štatistickej klasifikácie ekonomických činností uvedených v prílohe č. 8 v MWh,
2. podiel súčtu koncovej spotreby elektriny podniku podľa prvého bodu a koncovej spotreby podniku podľa písmena d) tretieho bodu v percentách,

g) potvrdenie vyhotovené znalcom v odbore Elektroenergetika – Elektroenergetické stroje a zariadenia alebo Energetika – Regulácia a riadenie sieťových odvetví preukazujúce správnosť výpočtu hodnoty vypočítanej podľa písmena f) druhého bodu.

(10) Údaje podľa odseku 9 písm. c) až e) sa uvádzajú v rozsahu a štruktúre podľa prílohy č. 9.

§ 13

(1) Ak účastník trhu s elektrinou zvolil pre svoje odberné alebo odovzdávacie miesto režim prenesenej zodpovednosti za odchýlku, uhrádza sa platba za prevádzkovanie systému účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za jeho odberné alebo odovzdávacie miesto prevzal zodpovednosť za odchýlku.

(2) Ak účastník trhu s elektrinou prevzal zodpovednosť za odchýlku za odberné alebo odovzdávacie miesto iného účastníka trhu s elektrinou a nie je subjektom zúčtovania, uhrádza sa platba za prevádzkovanie systému účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za neho prevzal zodpovednosť za odchýlku.

(3) Skutočná koncová spotreba elektriny na odbernom mieste alebo odovzdávacom mieste $QSKSnpsoom_t$, za ktorú sa za odberné miesto a odovzdávacie miesto uhrádzajú náklady na prevádzkovanie systému, sa vypočíta podľa vzorca

$$QSKSnpsoom_t = QSKStpsoom_t - QSvdtpsoom_t \times Kistps_t,$$

kde

$QSKStpsoom_t$ je celková skutočná koncová spotreba elektriny na odbernom mieste alebo odovzdávacom mieste v roku t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

$QSvdtpsoom_t$ je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny na odbernom mieste alebo odovzdávacom mieste v jednotkách množstva elektriny v roku t, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému; koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému sa uplatňuje na koncovú spotrebu elektriny koncových odberateľov elektriny, ktorým úrad určil individuálnu sadzbu tarify za prevádzkovanie systému na rok t podľa osobitného predpisu,[52a])

$Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému, ktorého hodnota sa určí maximálne vo výške 0,95.

Cenová regulácia výkonu činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou a spôsob úhrady osobitných nákladov

§ 14

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 4 a § 15 až 17 sa vzťahuje za výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú

a) návrh cien alebo taríf za výkon činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou vrátane ich štruktúry na rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou, vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie tarif za rok t-2 v tomto členení:

1. údaje za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok,
2. údaje za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou,
3. údaje za ostatné činnosti vykonávané organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou,

c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

d) výpočty a údaje podľa § 15 až 17 týkajúce sa výkonu činnosti organizátora krátkodobého trhu s elektrinou,

e) doklad preukazujúci schválenie návrhu ceny najvyšším orgánom obchodnej spoločnosti alebo družstva alebo spoločníkmi verejnej obchodnej spoločnosti alebo spoločníkmi komanditnej spoločnosti regulovaného subjektu,

f) podklady podľa prílohy č. 2,

g) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) Ak úrad v roku t-2 nevydá s účinnosťou od roka t-1 nové cenové rozhodnutie alebo zmenu posledného cenového rozhodnutia, údaje podľa odseku 2 písm. b) sa poskytujú aj za všetky roky predchádzajúce roku t-2, za ktoré neboli v schválenom cenovom rozhodnutí zohľadnené.

§ 15

(1) Pre subjekty zúčtovania sa uplatňujú tarify za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v štvrťhodinovom rozlíšení, kde maximálny výnos PPZOt z týchto platieb v eurách v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$PPZO_t = PNZO_t + POZO_t + RAB_t \times WACC + INVZO_t - KZO_t ,$$

kde

a) $PNZO_t$ sú schválené alebo určené plánované prevádzkové ročné náklady súvisiace so zúčtovaním, vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok zúčtovateľa odchýlok v eurách v roku t,

b) $POZO_t$ sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t súvisiace s regulovanou činnosťou z plánovanej hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívanej pre regulovanú činnosť v roku t,

c) RAB_t je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív využívanej v súvislosti so zúčtovaním, s vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok zúčtovateľa odchýlok k 31. decembru roku t-1,

d) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na roky 2017 až 2022 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

e) $INVZO_t$ je faktor investícií v eurách v roku t, ktorého hodnota sa vypočíta podľa vzorca

$$INVZO_t = SOzo_{t-2} - POzo_{t-2},$$

kde

1. $SOzo_{t-2}$ sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách zo skutočnej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív

nevyhnutne využívaných v súvislosti so zúčtovaním, s vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok v roku t-2,

2. $POzo_{t-2}$ sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách z plánovanej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných v súvislosti so zúčtovaním, s vyhodnotením a vysporiadaním odchýlok v roku t-2,

f) KZO_t je faktor vyrovnania v eurách na rok t; KZO_t sa vypočíta podľa vzorca

$$KZO_t = PZO_{t-2} \times \left(SQ_{t-2}^{SZ} + SQ_{t-2}^{PZ} - Q_{t-2}^{SZ} - Q_{t-2}^{PZ}\right) + TZO_{t-2} \times \left(SQ_{t-2}^{DD} + SQ_{t-2}^{RE} - Q_{t-2}^{DD} - Q_{t-2}^{RE}\right),$$

kde

1. PZO_{t-2} je ročná fixná platba za prístup do systému zúčtovania, vyhodnotenia a vysporiadania odchýlok v eurách v roku t-2 určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolil režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
2. SQ^{SZ}_{t-2} je skutočný počet subjektov zúčtovania odchýlok v roku t-2, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok,
3. SQ^{PZ}_{t-2} je skutočný počet subjektov v roku t-2, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
4. Q^{SZ}_{t-2} je predpokladaný počet subjektov zúčtovania odchýlok v roku t-2, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok,
5. Q^{PZ}_{t-2} je predpokladaný počet subjektov v roku t-2, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
6. TZO_{t-2} je tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v eurách za jednotku množstva elektriny v roku t-2 určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolil režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu,
7. SQ^{DD}_{t-2} je celkový skutočný objem dohodnutého množstva elektriny, ktorý sa vypočíta ako suma zmluvnej dodávky a zmluvného odberu vrátane plánovaných cezhraničných prenosov, bilančných skupín subjektov zúčtovania odchýlok, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, podľa denných diagramov v jednotkách množstva elektriny v roku t-2,
8. SQ^{RE}_{t-2} je celkový skutočný objem poskytnutej regulačnej elektriny subjektov, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, v jednotkách množstva elektriny v roku t-2,
9. Q^{DD}_{t-2} je celkový plánovaný objem dohodnutého množstva elektriny, ktorý sa vypočíta ako suma zmluvnej dodávky a zmluvného odberu vrátane plánovaných cezhraničných prenosov, bilančných skupín subjektov zúčtovania odchýlok, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, podľa denných diagramov v jednotkách množstva elektriny v roku

t-2,

10. Q^{RE}_{t-2} je celkový plánovaný objem poskytnutej regulačnej elektriny subjektov, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, v jednotkách množstva elektriny v roku t-2.

(2) Ak úrad v roku t-2 nevydá s účinnosťou od roka t-1 nové cenové rozhodnutie alebo zmenu posledného cenového rozhodnutia, v údajoch podľa odseku 1 písm. e) prvého bodu a druhého bodu a písm. f) prvého bodu až desiateho bodu sa zohľadnia aj údaje za všetky roky predchádzajúce roku t-2, ktoré neboli v poslednom cenovom rozhodnutí zohľadnené.

(3) Ročná fixná platba za prístup do systému zúčtovania, vyhodnotenia a vysporiadania odchýlok PZO_t v eurách v roku t určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolil režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, sa vypočíta podľa vzorca

$$PZO_t = \frac{0{,}5 \times PPZO_t}{Q_t^{SZ} + Q_t^{PZ}},$$

kde

a) $PPZO_t$ je maximálny povolený výnos v eurách za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v roku t,

b) Q^{SZ}_t je predpokladaný počet subjektov zúčtovania v roku t, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok,

c) Q^{PZ}_t je predpokladaný počet subjektov v roku t, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu.

(4) Tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok TZO_t v eurách za jednotku množstva elektriny v roku t určená pre subjekt zúčtovania odchýlok, ktorý si zvolil režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktorý má uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekt, ktorý poskytuje podporné služby, ale má prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, sa vypočíta podľa vzorca

$$TZO_t = \frac{0{,}5 \times PPZO_t}{Q_t^{DD} + Q_t^{RE}},$$

kde

a) $PPZO_t$ je maximálny povolený výnos v eurách za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok v roku t,

b) Q^{DD}_t je celkový plánovaný objem dohodnutého množstva elektriny, ktorý sa vypočíta ako suma zmluvnej dodávky a zmluvného odberu vrátane plánovaných cezhraničných prenosov elektriny, bilančných skupín subjektov zúčtovania odchýlok, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, podľa denných diagramov v jednotkách množstva elektriny v roku t,

c) Q^{RE}_t je celkový plánovaný objem poskytnutej regulačnej elektriny subjektov, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, v jednotkách množstva elektriny v roku t.

(5) Pre subjekty zúčtovania, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, a pre subjekty, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, sa uplatňuje ročná fixná platba za prístup do systému zúčtovania, vyhodnotenia

a vysporiadania odchýlok PZO_t podľa odseku 2 v eurách v roku t.

(6) Pre subjekty zúčtovania, ktoré si zvolili režim vlastnej zodpovednosti za odchýlku a ktoré majú uzavretú zmluvu o zúčtovaní, vyhodnotení a vysporiadaní odchýlok, sa uplatňuje tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok TZO_t podľa odseku 3 k jednotke množstva elektriny dohodnutého množstva elektriny ich bilančných skupín podľa denných diagramov v roku t.

(7) Pre subjekty, ktoré poskytujú podporné služby, ale majú prenesenú zodpovednosť za odchýlku na inú bilančnú skupinu, sa uplatňuje tarifa za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok TZO_t podľa odseku 3 k jednotke množstva elektriny objemu poskytnutej regulačnej elektriny určeného prevádzkovateľom prenosovej sústavy v roku t.

§ 16

(1) Pre subjekty zúčtovania, ktoré majú s organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou uzatvorenú zmluvu o prístupe a podmienkach účasti na organizovanom krátkodobom trhu s elektrinou, sa uplatňujú tarify za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou, pričom schválený alebo určený maximálny výnos VOTEt z týchto platieb a z alikvotnej časti výnosu z tarify za prevádzkovanie systému v eurách v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$VOTE_t = PNOTE_t + POOTE_t + RAB_t \times WACC + INVOTE_t - KOTE_t,$$

kde

a) $PNOTE_t$ sú schválené alebo určené plánované prevádzkové ročné náklady súvisiace s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na rok t,

b) $POOTE_t$ sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t súvisiace s regulovanou činnosťou z plánovanej hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívanej pre regulovanú činnosť v roku t,

c) RAB_t je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív využívanej v súvislosti s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou k 31. decembru roku t-1,

d) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na roky 2017 až 2022 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

e) $INVOTE_t$ je faktor investícií v eurách v roku t, ktorého hodnota sa vypočíta podľa vzorca

$$INVOTE_t = SOote_{t-2} - POote_{t-2},$$

kde

1. $SOote_{t-2}$ sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách zo skutočnej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných v súvislosti s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,
2. $POote_{t-2}$ sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách z plánovanej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných v súvislosti s organizovaním a vyhodnotením krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,

f) $KOTE_t$ je faktor vyrovnania v eurách v roku t vypočítaný podľa odseku 3.

(2) Tarifa za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou $TOTE_t$ schválená alebo určená cenovým rozhodnutím na rok t v eurách za jednotku množstva elektriny nakúpenej

a predanej účastníkom krátkodobého trhu s elektrinou sa vypočíta podľa vzorca

$$TOTE_t = \frac{\left[VOTE_t - PNOT_t - \left(FPOTE_t \times Q_t^{ote}\right)\right]}{QOTE_t},$$

kde

a) $VOTE_t$ je schválený alebo určený maximálny výnos podľa odseku 1,

b) $PNOT_t$ sú schválené alebo určené plánované náklady v eurách zohľadňujúce alikvotnú časť nákladov na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou v eurách na rok t; $PNOT_t$ sa uplatňujú z tarify za prevádzkovanie systému a alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$TPS_t^{ote} = \frac{PNOT_t}{QPKStps_t - QPvdtps_t \times Kistps_t},$$

kde

1. $QPKStps_t$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území v roku t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

2. $QPvdtps_t$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

3. $Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t najviac vo výške 0,95.

c) $FPOTE_t$ je schválená alebo určená ročná fixná platba v eurách určená na rok t cenovým rozhodnutím uplatneným subjektu zúčtovania, ktorý je účastníkom organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou,

d) Q^{ote}_t je plánovaný počet účastníkov organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou v roku t,

e) $QOTE_t$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t nakúpenej a predanej účastníkmi krátkodobého trhu s elektrinou.

(3) Faktor vyrovnania $KOTE_t$ v eurách v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$KOTE_t = \left(SQ^{ote}_{t-2} - Q^{ote}_{t-2}\right) \times FPOTE_{t-2} + \left(SQOTE_{t-2} - QOTE_{t-2}\right) \times TOTE_{t-2} + \left(SVTPS^{ote}_{t-2} - PVTPS^{ote}_{t-2}\right)$$

kde

a) SQ^{ote}_{t-2} je skutočný počet účastníkov organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,

b) Q^{ote}_{t-2} je plánovaný počet účastníkov organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou v roku t-2,

c) $FPOTE_{t-2}$ je ročná fixná platba v eurách určená na rok t-2 cenovým rozhodnutím pre subjekt zúčtovania, ktorý je účastníkom organizovaného krátkodobého trhu s elektrinou,

d) $SQOTE_{t-2}$ je skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t-2 nakúpenej a predanej účastníkom krátkodobého trhu s elektrinou,

e) $QOTE_{t-2}$ je plánované schválené množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t-2 nakúpenej na krátkodobom trhu s elektrinou,

f) $TOTE_{t-2}$ je tarifa za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou schválená alebo určená cenovým rozhodnutím na rok t-2 v eurách za jednotku množstva elektriny nakúpenej na krátkodobom trhu s elektrinou,

g) $SVTPS_{t-2}^{ote}$ sú skutočné výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t-2,

h) $PVTPS_{t-2}^{ote}$ sú plánované výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému na organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t-2.

(4) Ak úrad v roku t-2 nevydá s účinnosťou od roka t-1 nové cenové rozhodnutie alebo zmenu posledného cenového rozhodnutia, v údajoch podľa odseku 1 písm. e) prvého bodu a druhého bodu a odseku 3 písm. a) až h) sa zohľadnia aj údaje za všetky roky predchádzajúce roku t-2, ktoré neboli v poslednom cenovom rozhodnutí zohľadnené.

§ 17

(1) Celkové plánované náklady a zisk za výkon ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t Noktet sa vypočítajú podľa vzorca

$$Nokte_t = PN_t + PO_t + RAB_t \times WACC + INVost_t - PVzp_t - PVza_t - KOT_t,$$

kde

a) PN_t sú schválené alebo určené plánované ekonomicky oprávnené prevádzkové ročné náklady súvisiace so správou, zberom a sprístupňovaním nameraných údajov, s centrálnou fakturáciou tarif, s organizovaním a zúčtovaním podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a s evidenciou, prevodmi a organizovaním trhu so zárukami pôvodu z obnoviteľných zdrojov energie a zárukami pôvodu elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou (ďalej len „záruky pôvodu“) vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t,

b) PO_t sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t súvisiace so správou,

zberom a sprístupňovaním nameraných údajov, s centrálnou fakturáciou tarif, s organizovaním a zúčtovaním podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a s evidenciou, prevodmi a organizovaním trhu so zárukami pôvodu vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou z plánovanej hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívanej pre regulovanú činnosť v roku t,

c) RAB_t je schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív využívanej v súvislosti so správou, zberom a sprístupňovaním nameraných údajov, s centrálnou fakturáciou tarif, s organizovaním a zúčtovaním podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a s evidenciou, prevodmi a organizovaním trhu so zárukami pôvodu vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou k 31. decembru roku t-1,

d) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na roky 2017 až 2022 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

e) $INVost_t$ je faktor investícií v eurách na rok t; ktorého hodnota sa vypočíta podľa vzorca

$$INVost_t = SO_{t-2} - PO_{t-2},$$

kde

1. SO_{t-2} sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách zo skutočnej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť období roku t-2,
2. PO_{t-2} sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách z plánovanej hodnoty schválených alebo určených investícií v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť v období roku t-2,

f) $PVzp_t$ je plánovaný výnos z uplatňovania tarif za vedenie účtu, za vydanie záruk pôvodu a za prevody záruk pôvodu v eurách v roku t,

g) $PVza_t$ je plánovaný výnos z predaja záruk pôvodu, na ktoré bude uplatnené právo na podporu doplatkom alebo príplatkom v eurách v roku t,

h) KOT_t je korekcia organizátora krátkodobého trhu s elektrinou zo správy, zberu a sprístupňovania nameraných údajov, z centrálnej fakturácie tarif, z organizovania a zúčtovania podpory elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou a z evidencie, prevodov a organizovania trhu so zárukami pôvodu vykonávanými organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t, ktorá sa vypočíta podľa odseku 3.

(2) Celkové plánované náklady a zisk za výkon ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v roku t $Nokte_t$ sa uplatňujú z tarify za prevádzkovanie systému. Alikvotná časť tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$TPS_t^{ost} = \frac{Nokte_t}{QPKStps_t - QPvdtps_t \times Kistps_t}$$

kde

a) $QPKStps_t$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území v roku t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

b) $QPvdtps_t$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

c) $Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t najviac vo výške 0,95.

(3) Korekcia organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách sa vypočíta podľa vzorca

$$KOT_t = \left(SVzp_{t-2} - PVzp_{t-2}\right) + \left(SVza_{t-2} - PVza_{t-2}\right) + \left(SVTPSost_{t-2} - PVTPSost_{t-2}\right),$$

kde

a) $SVzp_{t-2}$ je skutočný výnos z uplatňovania taríf za vedenie účtu, za vydanie záruk pôvodu a za prevody záruk pôvodu v eurách v roku t-2,

b) $PVzp_{t-2}$ je plánovaný výnos z uplatňovania taríf za vedenie účtu, za vydanie záruk pôvodu a za prevody záruk pôvodu v eurách v roku t-2,

c) $SVza_{t-2}$ je skutočný výnos z predaja záruk pôvodu, na ktoré bolo uplatnené právo na podporu doplatkom alebo príplatkom v eurách v roku t-2,

d) $PVza_{t-2}$ je plánovaný výnos z predaja záruk pôvodu, na ktoré bude uplatnené právo na podporu doplatkom alebo príplatkom v eurách v roku t-2,

e) $SVTPSost_{t-2}$ sú skutočné výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t-2,

f) $PVTPSost_{t-2}$ sú plánované výnosy z uplatňovania alikvotnej časti tarify za prevádzkovanie systému na zabezpečenie ostatných činností organizátora krátkodobého trhu s elektrinou v eurách v roku t-2.

§ 18

Podmienky uplatňovania tarify za prevádzkovanie systému účastníkmi trhu s elektrinou.

(1) Náklady na prevádzkovanie systému NPSsz sa organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou vyúčtujú všetkým subjektom zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku daňovým dokladom mesačne k 15. dňu nasledujúceho mesiaca a sú vypočítané podľa vzorca

$$NPSsz^i = TPS_t \times \left(QSKStpssz^i - QSvdtpssz^i \times Kistps_t\right),$$

kde

$NPSsz^i$ sú náklady na prevádzkovanie systému pre i-ty subjekt zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku,

TPS_t je tarifa za prevádzkovanie systému v roku t,

$QSKStpssz^i$ je skutočná celková koncová spotreba elektriny i-tého subjektu zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

QSvdtpssz na i je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny i-tého subjektu

zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

$Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t, ktorého hodnotu určí úrad maximálne vo výške 0,95.

(2) Náklady na prevádzkovanie systému sa neuplatňujú za celkovú koncovú spotrebu elektriny na prečerpávanie v prečerpávacích vodných elektrárňach ani malým výrobcom elektriny, ktorí nepodnikajú v energetike podľa osobitného predpisu.[53]) Náklady na prevádzkovanie systému sa neuplatňujú za koncovú spotrebu elektriny pri skúškach po ukončení výstavby zariadenia na výrobu elektriny pred jeho uvedením do prevádzky, ak takéto skúšky sú vykonané prostredníctvom odberu elektriny z prenosovej sústavy. Náklady na prevádzkovanie systému sa neuplatňujú na straty elektriny v sústave, za vlastnú spotrebu prevádzkovateľa sústavy pri prevádzkovaní sústavy, za vlastnú spotrebu elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy. Náklady na prevádzkovanie systému sa neuplatňujú na elektrinu vyrobenú v zariadení na kombinovanú výrobu a spotrebovanú na účely výroby tepla z obnoviteľných zdrojov energie využitého v centralizovanom zásobovaní teplom, ak ide o zariadenie s celkovým inštalovaným výkonom do 1 MW, z ktorého sa využije najmenej 60 % vyrobeného tepla na dodávku tepla centralizovaným zásobovaním tepla a úspora primárnej energie dosahuje najmenej 10 %, elektriny vyrobenej v zariadení na kombinovanú výrobu a spotrebovanú na účely výroby tepla z obnoviteľných zdrojov energie využitého v centralizovanom zásobovaní teplom, ak celkový inštalovaný výkon pred rekonštrukciou alebo modernizáciou technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny je menší ako 125 MW a elektrinu vyrobenú v lokálnom zdroji a spotrebovanú v odbernom mieste identickom s odovzdávacím miestom lokálneho zdroja.

(3) Náklady prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou $NPSds^i$ sa vyúčtujú organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho kalendárneho mesiaca podľa vzorca

$$NPSds^i = TPSds_t^i \times (QSKStps - QSvdtps \times Kistps_t),$$

kde

a) $TPSds_t^i$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím pre i-tého prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$TPSds_t^i = \frac{Kprds_t^i}{QPKStps_t - QPvdtps_t \times Kistps_t},$$

kde

$Kprds_t^i$ je korekcia neuhradených nákladov vynaložených i-tým prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na podporu elektriny vyrobenej z obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnou kombinovanou výrobou doplatkom a príplatkom za roky 2018 a 2019 určená v eurách pre rok t,

$QPKStps_t$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území na rok t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

$QPvdtps_t$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v jednotkách množstva

elektriny v roku t, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

$Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t najviac vo výške 0,95,

b) QSKStps je celková skutočná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

c) QSvdtps je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny za uplynulé obdobie, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

d) $Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t, ktorého hodnota sa určí maximálne vo výške 0,95.

(4) Ak výrobca elektriny na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába v roku t elektrinu z domáceho uhlia, vyúčtuje sa organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho mesiaca platba NPSv podľa vzorca

$$NPSv = TPSv_t \times (QSKStps - QSvdtps \times Kistps_t),$$

kde

a) $TPSv_t$ je tarifa za prevádzkovanie systému určená rozhodnutím úradu pre výrobcu elektriny, ktorý na základe rozhodnutia ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrába v roku t elektrinu z domáceho uhlia, v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t, ktorá sa vypočíta sa podľa vzorca

$$TPSv_t = \frac{DOP_t \times QDE_t}{QPKStps_t - QPvdtps_t \times Kistps_t},$$

kde

DOP_t je pevná cena elektriny vyrobenej z domáceho uhlia v eurách za megawatthodinu pre rok t,

QDE_t je plánovaný objem elektriny určený rozhodnutím ministerstva hospodárstva o uložení povinnosti vo všeobecnom hospodárskom záujme vyrábať elektrinu z domáceho uhlia a dodávať elektrinu vyrobenú z domáceho uhlia na rok t,

$QPKStps_t$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území na rok t, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

$QPvdtps_t$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

$Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t v určenej výške,

b) QSKStps je celková skutočná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území za uplynulé

obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za prevádzkovanie systému,

c) QSvdtps je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny za uplynulé obdobie, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému,

d) $Kistps_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému na rok t, ktorého hodnota sa určí maximálne vo výške 0,95.

Cenová regulácia prístupu do prenosovej sústavy, prenosu elektriny, systémových služieb a podporných služieb a spôsob a podmienky uplatnenia cien

§ 19

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 15 a § 20 až 25 sa vzťahuje na prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktorého prenos elektriny v roku t-2 bol vyšší ako 5 000 000 MWh a vykonáva sa určením

a) spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny,

b) spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za poskytovanie systémových služieb,

c) spôsobu výpočtu maximálnej ceny za poskytovanie podporných služieb.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien alebo sadzieb za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, návrh parametrov k cenám za poskytovanie systémových služieb a za poskytovanie podporných služieb vrátane ich štruktúry pre rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou, vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie cien za rok t-2, najmä skutočný objem prenosu elektriny, počet odberných miest, výška zmluvných a nameraných technických maxím v jednotlivých sadzbách v megawattoch,

c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

d) výpočty a údaje podľa § 19 až 23 týkajúce sa prístupu do prenosovej sústavy a prenosu elektriny a poskytovania podporných služieb a systémových služieb,

e) podklady podľa prílohy č. 3,

f) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) Na účely cenovej regulácie sa predkladajú najneskôr do 30. apríla roku t tieto údaje:

a) výška skutočne vynaložených nákladov na nákup podporných služieb v roku t-1,

b) výška skutočných výnosov z poskytovania systémových služieb v roku t-1,

c) výška skutočných výnosov z penále, pokút a iných platieb, ktoré regulovaný subjekt uplatnil v roku t-1 voči poskytovateľom podporných služieb za neposkytnutie podporných služieb v rozsahu dohodnutom v zmluvách o poskytovaní podporných služieb,

d) výška skutočných investícií v roku t-1,

e) výška skutočných výnosov z medzinárodnej prevádzky v roku t-1,

f) výška skutočných nákladov na medzinárodnú prevádzku v roku t-1,

g) skutočné výnosy v eurách v roku t-1 z uplatnenia úhrad nákladov prevádzkovateľmi distribučných sústav, výrobcami elektriny a koncovými odberateľmi elektriny za pripojenie do prenosovej sústavy.

(6) Na účely cenovej regulácie sa úradu predkladajú najneskôr do 31. júla roku t-1 údaje o plánovanom množstve v roku t a do 20. kalendárneho dňa každého mesiaca skutočné množstvo v predchádzajúcom mesiaci roku t

a) fakturovanej prenesenej elektriny v megawatthodinách odobratej koncovými odberateľmi elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, a prevádzkovateľmi distribučnej sústavy,

b) celkového maximálneho pohotového výkonu v megawattoch zdrojov výrobcov elektriny, ktorí sú pripojení do prenosovej sústavy,

c) elektriny na vstupe do prenosovej sústavy dodanej zo zariadení jednotlivých výrobcov elektriny,

d) elektriny na vstupe do prenosovej sústavy vrátane tokov zo zahraničia.

(7) Tarify za rezervovanú kapacitu a za prenesenú elektrinu sa určia tak, aby plánovaný výnos z týchto taríf bol najviac vo výške výnosu určeného ako súčin maximálnej ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny určenej podľa § 20 ods. 1 a plánovaného množstva elektriny QPP_t.

(8) Platba za prístup do prenosovej sústavy, ktorá sa určí ako súčin hodnoty rezervovanej kapacity, koeficientu zahrnutia rezervovanej kapacity výrobcov a tarify za rezervovanú kapacitu sa uhrádza prevádzkovateľovi prenosovej sústavy výrobcom elektriny pripojeným do prenosovej sústavy. To neplatí pre výrobcu elektriny, ktorého zariadenie na výrobu elektriny slúži výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny, a výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW.

(9) Výrobcovia elektriny si rezervovanú kapacitu neobjednávajú. Hodnota rezervovanej kapacity sa určí z hodnoty kapacity pripojenia dohodnutej v zmluve o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do prenosovej sústavy.

(10) Koeficient zahrnutia rezervovanej kapacity výrobcov elektriny sa určí tak, aby plánované platby, ktoré výrobcovia elektriny pripojení do prenosovej sústavy uhrádzajú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy za prístup do prenosovej sústavy v roku t, boli najviac vo výške výnosu určeného ako súčin 0,5 eura/MWh a plánovaného objemu dodávky elektriny do prenosovej sústavy v roku t výrobcami elektriny pripojenými do prenosovej sústavy.

(11) Ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny sa kalkulujú pri základnom zabezpečení pripojenia užívateľa sústavy štandardným pripojením. Za štandardné pripojenie užívateľa sústavy sa považuje pripojenie jedným napájacím vedením v súlade s technickými podmienkami prevádzkovateľa prenosovej sústavy. Pri pripojení užívateľa sústavy so zvláštnymi nárokmi na spôsob zabezpečenia prenosu elektriny, napríklad cez ďalšie napájacie vedenia, sa cena za prístup do prenosovej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu, ktorá je dohodnutá pre ďalšie napájacie vedenie podľa vydaného cenového rozhodnutia na rok t. Užívateľ sústavy si určuje sám, ktoré napájacie vedenie je štandardné a ktoré je ďalšie napájacie vedenie. Pri prenose elektriny cez ďalšie napájacie vedenie na základe požiadavky užívateľa sústavy v danom mesiaci sa cena za prístup do prenosovej sústavy určí vo výške 100 % z tarify za rezervovanú kapacitu a cena za prenos elektriny sa určí vo výške 100 % tarify za prenos elektriny, pričom ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny za štandardné pripojenie nie sú týmto dotknuté. Za nadštandardný prenos elektriny sa nepovažuje pripojenie užívateľa sústavy k prenosovej sústave zaslučkovaním.

(12) Do nákladov na výkon regulovanej činnosti (prevádzkových nákladov), ktoré sú zabezpečované regulovaným subjektom, iným ako regulovaným subjektom alebo subjektom, ktorý je alebo bol súčasťou vertikálne integrovaného podniku, je možné zahrnúť len primerané náklady, ktorých výška je v súlade s osobitným predpisom.[54])

(13) Pri odbere elektriny z prenosovej sústavy sa výrobcom elektriny okrem výrobcov elektriny, ktorí odberajú elektrinu z prenosovej sústavy výlučne na účely čerpania v prečerpávacích vodných elektrárňach, účtuje dohodnutá rezervovaná kapacita (platba za prístup do prenosovej sústavy) podľa cenového rozhodnutia úradu.

(14) Ak je zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojené do miestnej distribučnej sústavy, uhrádza sa prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy prevádzkovateľovi prenosovej sústavy, do ktorej je jeho miestna distribučná sústava pripojená, platba za prístup do prenosovej sústavy vo výške podľa odseku 8 a podľa platného cenového rozhodnutia úradu za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok t pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy. To neplatí pre výrobcu elektriny, ktorého zariadenie na výrobu elektriny slúži výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny, a výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW.

(15) Pri pripojení miestnej distribučnej sústavy alebo výrobcu elektriny do prenosovej sústavy cez existujúce odovzdávacie miesto sa tarifa za prístup do prenosovej sústavy uhrádza za rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny takto:

a) výrobcom elektriny sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy uhradí tarifa za rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny vo výške podľa odseku 8 alebo tarifa za rezervovanú kapacitu odberu elektriny, ak je výrobca elektriny pripojený do prenosovej sústavy cez existujúce odberné miesto podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia,

b) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy uhradí tarifa za rezervovanú kapacitu vo výške podľa odseku 8 zariadenia na výrobu elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ak je zariadenie na výrobu elektriny prevádzkované inou osobou, ako je prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy,

c) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy uhradí tarifa za rezervovanú kapacitu vo výške podľa odseku 8 zariadenia na výrobu elektriny, ktoré prevádzkuje ako výrobca elektriny, alebo tarifa za rezervovanú kapacitu odberu miestnej distribučnej sústavy podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia.

§ 20

(1) Maximálna cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny CP_t okrem strát elektriny pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t sa vypočíta podľa vzorca

$$CP_t = \frac{PN_{vych} \times \prod_{n=2012}^{t}\left(1 + \frac{JPI_n - X}{100}\right) + O_{vych} + PO_t + RAB_{vych} \times WACC \times K_{DZ} + FINVP_t - MP_t - DV_t + NPSZ_t + CACM_t + SOGL_t + NOCACM_t + NOSOGL_t + EBGL_t}{QPP_t}$$

kde

a) PN_{vych} sú schválené alebo určené skutočné ekonomicky oprávnené prevádzkové ročné náklady v eurách v roku 2010 súvisiace s regulovanou činnosťou okrem odpisov súvisiacich s regulovanou činnosťou a nákladov na dispečerskú činnosť prevádzkovateľa prenosovej sústavy na zabezpečenie systémových služieb,

b) JPI_n je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie v percentách zverejnených štatistickým

úradom za obdobie od júla roku n-2 do júna roku n-1,

c) X je faktor efektivity, ktorého hodnota v každom roku regulačného obdobia je 3,5; ak je hodnota rozdielu JPI_n a X nižšia ako 0, na účely výpočtu maximálnej ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok t sa hodnota rozdielu JPI_n a X rovná 0,

d) O_{vych} je schválená alebo určená východisková hodnota odpisov regulovaného subjektu vo východiskovom roku regulačného obdobia v eurách súvisiacich s regulovanou činnosťou a vypočítaných z RAB_{vych} na základe zostatkovej doby technickej životnosti tried aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 2,

e) PO_t sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t súvisiace s regulovanou činnosťou vypočítané na základe dôb technických životností tried aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 3 z plánovaných hodnôt schválených alebo určených investícií v eurách zaradených v roku t-1 do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť,

f) RAB_{vych} je východisková schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív v eurách, ktorá sa rovná všeobecnej hodnote majetku[55]) regulačnej bázy aktív nevyhnutne súvisiacej s regulovanou činnosťou precenenej k 1. januáru 2011,

g) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie rokov 2017 až 2022 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

h) K_{DZ} je koeficient miery využitia disponibilných zdrojov do investícií súvisiacich s regulovanou činnosťou; K_{DZ} sa na roky 2017 až 2022 určuje v intervale od 0,90 do 1,00,

i) $FINVP_t$ je faktor investícií v eurách na rok t; $FINVP_t$ sa na roky 2017 až 2022 vypočíta podľa vzorca

$$FINVP_t = SO_{t-2} - PO_{t-2} ,$$

kde

1. SO_{t-2} sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t-2 súvisiace s regulovanou činnosťou vypočítané na základe dôb technických životností tried aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 3 zo skutočných hodnôt schválených alebo určených investícií v eurách zaradených v roku t-3 do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť,
2. PO_{t-2} sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t-2 súvisiace s regulovanou činnosťou vypočítané na základe dôb technických životností tried aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 3 z plánovaných hodnôt schválených alebo určených investícií v eurách zaradených v roku t-3 do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť,

j) MP_t je alikvotná časť plánovaných výnosov z medzinárodnej prevádzky v eurách na rok t vypočítaná podľa vzorca

$$MP_t = (ITC_t + VA_t) \times (1 - m),$$

kde

1. ITC_t je celkový plánovaný čistý výnos v eurách na rok t po odpočítaní nákladov fakturovaných regulovanému subjektu z platieb účtovaných v rámci ITC mechanizmu,
2. VA_t je plánovaný čistý výnos v eurách na rok t po odčítaní nákladov fakturovaných regulovanému subjektu z aukcii prenosovej kapacity na cezhraničných profiloch prenosovej

sústavy,

3. m je koeficient určený cenovým rozhodnutím v rozsahu nula až jeden,

k) DV_t sú skutočné výnosy v eurách v roku t-2 z uplatnenia úhrad nákladov prevádzkovateľmi distribučných sústav, výrobcami elektriny a koncovými odberateľmi elektriny za pripojenie do sústavy,

l) QPP_t je plánované priemerné množstvo prenesenej elektriny odobratej z prenosovej sústavy koncovými odberateľmi elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy výrobcami elektriny, ktorí sú priamo pripojení do prenosovej sústavy, a prevádzkovateľmi distribučnej sústavy v jednotkách množstva elektriny na rok t vypočítané ako priemer ročných hodnôt skutočného príslušného množstva elektriny za roky t-3 a t-2, očakávaného príslušného množstva za rok t-1 a plánovaného príslušného množstva za roky t a t+1,

m) $NPSZ_t$ sú náklady na projekty spoločného záujmu v eurách na rok t,

n) $CACM_t$ sú schválené náklady na projekty prideľovania kapacity a riadenia preťaženia sústavy, ktoré nie sú evidované v majetku prevádzkovateľa prenosovej sústavy v eurách na rok t,

o) $SOGL_t$ sú schválené náklady na projekty súvisiace s implementáciou povinností prevádzkovateľa prenosovej sústavy podľa osobitného predpisu[55a]) v eurách na rok t,

p) $NOCACM_t$ sú schválené náklady na nápravné opatrenia použité v procese prideľovania prenosových kapacít podľa osobitného predpisu[55b]) v eurách na rok t,

q) $NOSOGL_t$ sú schválené náklady na nápravné opatrenia použité v procese riadenia prevádzky prenosovej sústavy na zabezpečenie spoľahlivosti a bezpečnosti dodávok elektriny podľa osobitného predpisu[55c]) v eurách na rok t,

r) $EBGL_t$ sú schválené náklady na zriadenie, zmenu a prevádzkovanie európskych platforiem podľa osobitného predpisu[55d]) v eurách na rok t.

(2) Rezervovaná kapacita v megawattoch v roku t pre každého odberateľa elektriny sa určuje ako aritmetický priemer jeho mesačných maxím štvrťhodinového výkonu zo štyroch mesiacov, a to november roku t-2 až február roku t-1. Hodnoty výkonov sa určujú v megawattoch s rozlíšením na tri desatinné miesta. Do celkového objemu rezervovanej kapacity sa započíta aj rezervovaná kapacita pre každého výrobcu elektriny určená podľa § 19 ods. 8 až 10 a 15.

(3) Ak nebol do odberných miest užívateľa prenosovej sústavy vykonávaný prenos elektriny v roku t-1 a t-2, rezervovaná kapacita odberu užívateľa prenosovej sústavy a výrobcu elektriny, ktorého zariadenie na výrobu elektriny je pripojené do prenosovej sústavy výlučne na účel odberu elektriny (pred začatím výroby a dodávky elektriny do prenosovej sústavy, alebo po ukončení výroby a dodávky elektriny do prenosovej sústavy), sa určuje prevádzkovateľom prenosovej sústavy mesačne na základe nameraného mesačného maxima štvrťhodinového činného výkonu. Hodnoty výkonov sa určujú v megawattoch s rozlíšením na tri desatinné miesta. Takto určená rezervovaná kapacita nesmie byť vyššia ako kapacita pripojenia uvedená v zmluve o pripojení do prenosovej sústavy.

(4) Podiel výnosov z platieb za rezerváciu kapacity sa z celkových výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a z platieb za prenesenú elektrinu určuje koeficientom 0,8. Podiel výnosov z platieb za prenesenú elektrinu sa z celkových výnosov z platieb za rezerváciu kapacity a z platieb za prenesenú elektrinu určuje koeficientom 0,2.

(5) Spolu s cenovým návrhom na rok t sa predkladá spôsob výpočtu navrhovaných zložiek tarif za rezervovanú kapacitu v megawattoch a za prenesenú elektrinu. Návrh tarif zohľadňuje plánované výnosy v eurách v roku t z platieb za rezervovanú kapacitu pri výrobe elektriny od výrobcov elektriny pripojených do prenosovej sústavy a charakter odberu elektriny koncových

odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy, ich spotrebu elektriny a výšku rezervovanej kapacity pripojených užívateľov prenosovej sústavy takto:

a) ak rezervovaná kapacita na rok t koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 200 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku t-2 bol viac ako 1 TWh, koncovým odberateľom elektriny priamo pripojeným do prenosovej sústavy v roku t sa uhrádzajú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy platby za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, ktoré sa vypočítajú ako súčin hodnoty rezervovanej kapacity a 70 % z tarify za rezervovanú kapacitu a súčin hodnoty prenesenej elektriny a 70 % z tarify za prenesenú elektrinu,

b) ak rezervovaná kapacita na rok t koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 250 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku t-2 bol viac ako 2 TWh, koncovým odberateľom elektriny priamo pripojeným do prenosovej sústavy v roku t sa uhrádzajú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy platby za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, ktoré sa vypočítajú ako súčin hodnoty rezervovanej kapacity a 50 % z tarify za rezervovanú kapacitu a súčin hodnoty prenesenej elektriny a 50 % z tarify za prenesenú elektrinu,

c) ak rezervovaná kapacita na rok t koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy je viac ako 350 MW a zároveň prenos elektriny pre koncového odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy v roku t-2 bol viac ako 2,5 TWh, koncovým odberateľom elektriny priamo pripojeným do prenosovej sústavy v roku t sa uhrádzajú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy platby za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny, ktoré sa vypočítajú ako súčin hodnoty rezervovanej kapacity a 30 % z tarify za rezervovanú kapacitu a súčin hodnoty prenesenej elektriny a 30 % z tarify za prenesenú elektrinu.

§ 21

(1) Povolené plánované množstvo strát elektriny pri prenose QPL_t v jednotkách množstva elektriny na rok t sa vypočíta podľa vzorca

$$QPL_t = VstE_{PS,t} \times \frac{PPSC_{PS,t}}{100},$$

kde

a) $VstE_{PS,t}$ je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do prenosovej sústavy na rok t vrátane tokov zo zahraničia,

b) $PPSC_{PS,t}$ je percento plánovaných strát elektriny pri prenose elektriny prenosovou sústavou na rok t vypočítané podľa vzorca

$$PPSC_{PS,t} = \frac{SQPL_t}{SVstE_{PS,t}} \times 100,$$

ak výsledok výpočtu $\frac{SQPL_t}{SVstE_{PS,t}} \times 100$ je vačší ako 1, tak $PPSC_{PS,t}$ sa rovná 1,

kde

1. $SQPL_t$ je ročný priemer zo súčtu skutočného množstva strát elektriny pri prenose elektriny za roky t-3 a t-2, očakávaného množstva strát elektriny pri prenose elektriny za rok t-1 a plánovaného množstva strát elektriny pri prenose elektriny za roky t a t+1 v jednotkách množstva elektriny,
2. $SVstE_{PS,t}$ je ročný priemer zo súčtu skutočného množstva elektriny vstupujúceho do prenosovej sústavy za roky t-3 a t-2 vrátane tokov zo zahraničia, očakávaného množstva elektriny vstupujúceho do prenosovej sústavy za rok t-1 vrátane tokov zo zahraničia a plánovaného množstva elektriny vstupujúceho do prenosovej sústavy za roky t a t+1 vrátane tokov zo zahraničia v jednotkách množstva elektriny.

(2) Užívateľom prenosovej sústavy sa uplatňuje tarifa za straty elektriny pri prenose elektriny $PSstraty_t$ a výnos z týchto platieb sa nezahŕňa do výnosu za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny. Výška tarify za straty elektriny pri prenose elektriny $PSstraty_t$ v eurách na jednotku množstva elektriny odobratej z prenosovej sústavy v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$PSstraty_t = \frac{QPL_t \times PLE_t}{QPLprenos_t} + FPS_t,$$

kde

a) QPL_t je povolené plánované množstvo strát elektriny pri prenose elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t podľa odseku 1,

b) PLE_t je schválená alebo určená cena elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t vypočítaná podľa vzorca

$$PLE_t = CE_{PXE,t} \times (1 + \frac{k_t}{100}) + O_t,$$

kde

1. $CE_{PXE,t}$ je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny za obdobie od 1. apríla roku t-1 do 30. septembra roku t-1,
2. k_t je koeficient na rok t v percentách určený cenovým rozhodnutím v rozsahu najviac 10 % v závislosti od plánovaného diagramu strát elektriny pri prenose elektriny
na rok t,
3. O_t sú schválené alebo určené plánované náklady regulovaného subjektu v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t na odchýlku súvisiacu s plánovaným diagramom strát elektriny na rok t pri prenose elektriny; tieto náklady sa stanovia pomerne k skutočným nákladom za obdobie január až jún t-1,

c) $QPLprenos_t$ je plánované množstvo elektriny odobratej z prenosovej sústavy v jednotkách množstva elektriny na rok t,

d) FPS_t je faktor strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$FPS_t = \frac{PSstraty_{t-2} \times (QPLprenos_{t-2} - QSKprenos_{t-2}) + PLE_{t-2} \times (QSK_{t-2} - QPL_{t-2})}{QPLprenos_t}$$

,

kde

1. $PSstraty_{t-2}$ je tarifa za straty elektriny pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny odobratej z prenosovej sústavy v roku t-2,
2. $QPLprenos_{t-2}$ je plánované množstvo elektriny odobratej z prenosovej sústavy v jednotkách množstva elektriny na rok t-2,
3. $QSKprenos_{t-2}$ je skutočné množstvo elektriny odobratej z prenosovej sústavy v jednotkách množstva elektriny v roku t-2,
4. PLE_{t-2} je schválená alebo určená cena elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,
5. QPL_{t-2} je povolené plánované množstvo strát elektriny pri prenose elektriny na rok t-2,
6. QSK_{t-2} jeskutočné čisté množstvo elektriny obstaranej na krytie strát elektriny pri prenose elektriny v roku t-2 po odpočítaní množstva predanej prebytočnej elektriny.

§ 22

(1) Na základe dohodnutého a schváleného technického rozsahu jednotlivých druhov podporných služieb sa prevádzkovateľovi prenosovej sústavy určujú celkové plánované náklady v eurách na nákup všetkých druhov podporných služieb PPS_t od výrobcov elektriny a ostatných poskytovateľov podporných služieb.

(2) Na základe porovnania nákladov na poskytovanie podporných služieb a s prihliadnutím na osobitosti poskytovania podporných služieb v podmienkach Slovenskej republiky sa priamym určením určuje na rok t maximálna cena za poskytovanie primárnej regulácie činného výkonu, sekundárnej regulácie činného výkonu, terciárnych regulácií činného výkonu v eurách na jednotku disponibilného elektrického výkonu a maximálny ročný náklad na zabezpečenie poskytovania diaľkovej regulácie napätia a jalového výkonu a štartu z tmy v eurách a maximálna cena ponúkanej kladnej regulačnej elektriny alebo minimálna cena ponúkanej zápornej regulačnej elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny pri aktivácii predmetného druhu podpornej služby.

(3) Cena za obstaranú regulačnú elektrinu v eurách na jednotku množstva elektriny sa určuje na základe ponukových cien využitých elektroenergetických zariadení poskytovateľov podporných služieb ako

a) najvyššia cena zdroja poskytujúceho regulačnú elektrinu v štvrťhodinovom rozlíšení, ak je regulačná elektrina kladná, najviac však maximálna cena určená cenovým rozhodnutím v eurách za jednotku množstva elektriny,

b) najnižšia cena zdroja poskytujúceho regulačnú elektrinu v štvrťhodinovom rozlíšení, ak je regulačná elektrina záporná, najmenej však minimálna cena určená cenovým rozhodnutím v eurách za jednotku množstva elektriny.

(4) V každej obchodnej hodine v štvrťhodinovom rozlíšení sa osobitne vyhodnocuje kladná regulačná elektrina a osobitne záporná regulačná elektrina, kde kladná regulačná elektrina sa použije na vyrovnanie zápornej odchýlky sústavy a záporná regulačná elektrina sa použije na vyrovnanie kladnej odchýlky sústavy.

§ 23

(1) Tarifa za systémové služby sa vypočíta ako podiel plánovaných nákladov zvýšených o primeraný zisk na systémové služby určených podľa odseku 2 a celkovej plánovanej koncovej spotreby elektriny na vymedzenom území,[52]) na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby, a vypočíta sa podľa vzorca

$$TSS_t = \frac{NPSS_t}{QPKStss_t - QPvdtss_t \times Kistss_t}$$

kde

a) $NPSS_t$ sú plánované náklady na systémové služby s primeraným ziskom,

b) $QPKStss_t$ je celková plánovaná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území na rok t, na ktorú sa uplatňujú tarify na systémové služby,

c) $QPvdtss_t$ je celkový plánovaný objem koncovej spotreby elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t odobratej koncovými odberateľmi elektriny priamo pripojenými do prenosovej sústavy s dobou ročného využitia maxima v roku t-2 vyššou ako 6 800 hodín a súčasne

pomernou odchýlkou subjektu zúčtovania menšou ako 0,025; dobou ročného využitia maxima sa rozumie podiel celkového ročného preneseného množstva elektriny v roku t-2 a rezervovanej kapacity určenej ako aritmetický priemer mesačných maxím štvrťhodinového výkonu za mesiace november roku t-4 až február roku t-3, pričom podmienky zvýhodnenia odberového diagramu na rok t sa preukazujú znaleckým posudkom, predloženým prevádzkovateľovi prenosovej sústavy, organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou a úradu, a to tými koncovými odberateľmi priamo pripojenými do prenosovej sústavy, u ktorých je predpoklad splnenia týchto podmienok v roku t,

d) $Kistss_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za systémové služby na rok t najviac vo výške 0,95.

(2) Plánované náklady na systémové služby s primeraným ziskom sa vypočítajú podľa vzorca

$$NPSS_t = PPS_t + PNDisp_{vych} \times \prod_{n=2012}^{t} (1 + \frac{JPI_n - X}{100}) + ODisp_{vych} + PODisp_t + ,$$
$$+ RABDisp_{vych} \times WACC + FINVDisp_t - KS_t$$

kde

a) PPS_t sú celkové schválené alebo určené plánované náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup podporných služieb v roku t od poskytovateľov podporných služieb podľa osobitného predpisu[56]) v eurách,

b) $PNDisp_{vych}$ sú schválené alebo určené skutočné ekonomicky oprávnené prevádzkové ročné náklady v eurách v roku 2010 na dispečerskú činnosť prevádzkovateľa prenosovej sústavy na zabezpečenie systémových služieb okrem odpisov,

c) JPI_n je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roku n-2 do júna roku n-1,

d) X je faktor efektivity, ktorého hodnota v každom roku regulačného obdobia je 3,5; ak je hodnota rozdielu JPI_n a X nižšia ako 0, na účely výpočtu plánovaných nákladov na systémové služby s primeraným ziskom na rok t sa hodnota rozdielu JPI_n a X rovná 0,

e) $ODisp_{vych}$ je schválená alebo určená východisková hodnota odpisov regulovaného subjektu vo východiskovom roku regulačného obdobia v eurách súvisiacich s dispečerskou činnosťou vzťahujúcich sa na $RABDisp_{vych}$ a vypočítaných na základe zostatkovej doby technickej životnosti tried aktív nevyhnutne využívaných pre dispečerskú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 2,

f) $PODisp_t$ sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t súvisiace s dispečerskou činnosťou vypočítané na základe dôb technických životností tried aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 3 z plánovaných hodnôt schválených alebo určených investícií v eurách zaradených v roku t-1 do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných na dispečerskú činnosť,

g) $RABDisp_{vych}$ je východisková schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív v eurách, ktorá sa rovná všeobecnej hodnote majetku regulačnej bázy aktív nevyhnutne súvisiacej s dispečerskou činnosťou precenenej k 1. januáru roka 2011,

h) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie rokov 2017 až 2022 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

i) $FINVDisp_t$ je faktor investícií v eurách na rok t; $FINVDisp_t$ sa na roky 2017 až 2022 vypočíta podľa vzorca

$FINVDisp_t = SODisp_{t-2} - PODisp_{t-2}$,

kde

1. $SODisp_{t-2}$ sú skutočné schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t-2 súvisiace s dispečerskou činnosťou vypočítané na základe dôb technických životností tried aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 3 zo skutočných hodnôt schválených alebo určených investícií v eurách zaradených v roku t-3 do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných na dispečerskú činnosť,
2. $PODisp_{t-2}$ sú plánované schválené alebo určené odpisy v eurách na rok t-2 súvisiace s dispečerskou činnosťou vypočítané na základe dôb technických životností tried aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 3 z plánovaných hodnôt schválených alebo určených investícií v eurách zaradených v roku t-3 do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných na dispečerskú činnosť,

j) KS_t je faktor vyrovnania v eurách v roku t vypočítaný podľa odseku 3.

(3) Faktor vyrovnania v eurách na rok t sa vypočíta podľa vzorca
$KS_t = NSSS_{t-2} - NPSS_{t-2} - (1 - s) \times (SPS_{t-2} - PPS_{t-2}) - Naukc_{t-2} - CV_{t-2} + 0{,}7 \times IGCC_{t-2}$,

kde

a) s je koeficient delenia rozdielu medzi skutočnými nákladmi a plánovanými nákladmi na nákup podporných služieb regulovaného subjektu medzi regulovaný subjekt a subjekty zúčtovania určený cenovým rozhodnutím v rozsahu nula až jedna,

b) SPS_{t-2} sú celkové skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup podporných služieb od poskytovateľov podporných služieb v eurách v roku t-2,

c) PPS_{t-2} sú celkové schválené alebo určené plánované náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup podporných služieb v roku t od poskytovateľov podporných služieb v eurách v roku t-2,

d) $Naukc_{t-2}$ sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na aukcie potrebné na dovoz podporných služieb zo zahraničia v roku t-2,

e) CV_{t-2} je skutočný dopad z cezhraničnej výpomoci v eurách v roku t-2, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$CV_{t-2} = NOcv_{t-2} - VOcv_{t-2} + NREcv_{t-2} - VREcv_{t-2} + Ncv_{t-2} - Vcv_{t-2}$,

kde

1. $NOcv_{t-2}$ sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za spôsobenú odchýlku súvisiace s cezhraničným saldom a havarijnou výpomocou v roku t-2,
2. $VOcv_{t-2}$ sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako subjektu zúčtovania odchýlok za spôsobenú odchýlku súvisiace s cezhraničným saldom a havarijnou výpomocou v roku t-2,
3. $NREcv_{t-2}$ sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny z havarijnej výpomoci v roku t-2,
4. $VREcv_{t-2}$ sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny z havarijnej výpomoci v roku t-2,

5. Ncv_{t-2} sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy za havarijnú výpomoc a dodávku elektriny v rámci cezhraničného redispečingu poskytnutú ostatnými prevádzkovateľmi prenosových sústav v roku t-2,
6. Vcv_{t-2} sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy za havarijnú výpomoc a dodávku elektriny v rámci cezhraničného redispečingu poskytnutú ostatným prevádzkovateľom prenosových sústav v roku t-2.

f) $IGCC_{t-2}$ je skutočný dopad z regulačnej elektriny obstaranej v rámci systému GCC v eurách v roku t-2; $IGCC_{t-2}$ za roky 2017 až 2022 sa vypočíta podľa vzorca

$$IGCC_{t-2} = VGCC_{t-2} - NGCC_{t-2} + VREGCC_{t-2} - NREGCC_{t-2},$$

kde

1. $VGCC_{t-2}$ sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy za predaj regulačnej elektriny obstaranej automatickou aktiváciu regulačnej elektriny s parametrami sekundárnej regulácie výkonu prostredníctvom riadiaceho informačného systému dispečingu prevádzkovateľa prenosovej sústavy v spolupráci so susednými prevádzkovateľmi prenosových sústav v rámci systému GCC v eurách v roku t-2,
2. $NGCC_{t-2}$ sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nákup regulačnej elektriny obstaranej automatickou aktiváciu regulačnej elektriny s parametrami sekundárnej regulácie výkonu prostredníctvom riadiaceho informačného systému dispečingu prevádzkovateľa prenosovej sústavy v spolupráci so susednými prevádzkovateľmi prenosových sústav v rámci systému GCC v eurách v roku t-2,
3. $VREGCC_{t-2}$ sú skutočné výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny typu sekundárnej regulácie výkonu obstaranej prevádzkovateľom prenosovej sústavy v systéme GCC v eurách v roku t-2,
4. $NREGCC_{t-2}$ sú skutočné náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy ako dodávateľa regulačnej elektriny typu sekundárnej regulácie výkonu obstaranej prevádzkovateľom prenosovej sústavy v systéme GCC v eurách v roku t-2,

g) $NSSS_{t-2}$ sú skutočné náklady spojené so systémovými službami vyúčtované prevádzkovateľom prenosovej sústavy v roku t-2,

h) $NPSS_{t-2}$ sú plánované náklady na systémové služby na rok t-2 s primeraným ziskom.

(4) Pre odberateľa elektriny priamo pripojeného do prenosovej sústavy sa uplatňuje tarifa za systémové služby TSS_t v eurách na jednotku množstva elektriny za prenesenú elektrinu vrátane elektriny vyrobenej v jeho vlastnom zariadení na výrobu elektriny a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny tohto odberateľa elektriny alebo dodanej iným odberateľom elektriny bez použitia prenosovej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy.

(5) Pre odberateľa elektriny pripojeného do regionálnej distribučnej sústavy sa uplatňuje tarifa za systémové služby TSS_t za distribuovanú elektrinu vrátane elektriny vyrobenej v jeho vlastnom zariadení na výrobu elektriny a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny tohto odberateľa elektriny alebo dodanej iným odberateľom elektriny bez použitia regionálnej distribučnej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej sústavy.

(6) Pre odberateľa elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy sa uplatňuje tarifa za systémové služby TSS_t za všetku elektrinu odobratú z nadradenej sústavy a distribuovanú odberateľom elektriny pripojeným do tejto miestnej distribučnej sústavy vrátane elektriny

vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny alebo v inom zariadení na výrobu elektriny pripojených do tejto miestnej distribučnej sústavy a spotrebovanej na vlastnú spotrebu elektriny alebo dodanej odberateľom elektriny bez použitia nadradenej sústavy okrem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej distribučnej sústavy.

(7) Pre odberateľa elektriny, ktorý odoberá elektrinu od výrobcu elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy, sa výrobcom elektriny uplatňuje tomuto odberateľovi elektriny tarifa za systémové služby TSS_t na celé množstvo takto odobratej elektriny.

(8) Tarifa za systémové služby sa neuplatňuje na straty elektriny v sústave, za vlastnú spotrebu prevádzkovateľa sústavy pri prevádzkovaní sústavy, za vlastnú spotrebu elektriny pri výrobe elektriny, ktorá nie je odobratá z nadradenej distribučnej sústavy, za spotrebu elektriny pri skúškach po ukončení výstavby zariadenia na výrobu elektriny pred jeho uvedením do prevádzky, ak takéto skúšky sú vykonané prostredníctvom odberu elektriny z prenosovej sústavy, ani za spotrebu elektriny na prečerpávanie v prečerpávacích vodných elektrárňach.

§ 24

(1) Ak účastník trhu s elektrinou zvolil pre svoje odberné alebo odovzdávacie miesto režim prenesenej zodpovednosti za odchýlku, uhrádza sa platba za systémové služby účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za jeho odberné alebo odovzdávacie miesto prevzal zodpovednosť za odchýlku.

(2) Ak účastník trhu s elektrinou prevzal zodpovednosť za odchýlku za odberné alebo odovzdávacie miesto iného účastníka trhu s elektrinou a nie je subjektom zúčtovania, uhrádza sa platba za systémové služby účastníkovi trhu s elektrinou, ktorý za neho prevzal zodpovednosť za odchýlku.

(3) Skutočná koncová spotreba elektriny na odbernom mieste alebo odovzdávacom mieste $QSKSnssoom_t$, na ktorú sa za odberné miesto a odovzdávacie miesto uhrádzajú náklady za systémové služby, sa určí podľa vzorca

$$QSKSnssoom_t = QSKStssoom_t - QSvdtssoom_t \times Kistss_t ,$$

kde

a) $QSKStssoom_t$ je celková skutočná koncová spotreba elektriny na odbernom mieste alebo odovzdávacom mieste v roku t, na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby,

b) $QSvdtssoom_t$ je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny na odbernom mieste alebo odovzdávacom mieste v jednotkách množstva elektriny v roku t odobratej koncovými odberateľmi elektriny priamo pripojenými do prenosovej sústavy s dobou ročného využitia maxima v roku t-2 vyššou ako 6 800 hodín a súčasne pomernou odchýlkou subjektu zúčtovania menšou ako 0,025; dobou ročného využitia maxima sa rozumie podiel celkového ročného preneseného množstva elektriny v roku t-2 a rezervovanej kapacity určenej ako aritmetický priemer mesačných maxím štvrťhodinového výkonu za mesiace november roku t-4 až február roku t-3,

c) $Kistss_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za systémové služby na rok t najviac vo výške 0,95.

§ 25

(1) Náklady na systémové služby sa vyúčtujú organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou všetkým subjektom zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku[55]) daňovým dokladom mesačne k 15. dňu nasledujúceho mesiaca a vypočítajú sa podľa vzorca

$NSSsz^i = TSS_t \times (QSKStsssz^i - QSvdtss^i \times Kistss_t)$,

kde

a) $QSKStsssz^i$ je skutočná celková koncová spotreba elektriny i-tého subjektu zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku, na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby,

b) QSvdtss na i je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny i-tého subjektu zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku v jednotkách množstva elektriny odobratej koncovými odberateľmi elektriny, ktorí patria do bilančnej skupiny i-tého subjektu zúčtovania s vlastnou zodpovednosťou za odchýlku a sú priamo pripojení do prenosovej sústavy s dobou ročného využitia maxima v roku t-2 vyššou ako 6 800 hodín a súčasne pomernou odchýlkou subjektu zúčtovania menšou ako 0,025; dobou ročného využitia maxima sa rozumie podiel celkového ročného odobratého množstva elektriny v roku t-2 a rezervovanej kapacity určenej ako aritmetický priemer mesačných maxím štvrťhodinového výkonu za mesiace november roku t-4 až február roku t-3,

c) $Kistss_t$ je koeficient individuálnej sadzby tarify za systémové služby na rok t najviac vo výške 0,95.

(2) Náklady na systémové služby sa neúčtujú za celkovú koncovú spotrebu elektriny na prečerpávanie v prečerpávacích vodných elektrárňach ani malým výrobcom elektriny, ktorí nepodnikajú v energetike podľa osobitného predpisu.[53])

(3) Náklady prevádzkovateľa prenosovej sústavy spojené so systémovými službami NSSps sa vyúčtovávajú organizátorovi krátkodobého trhu s elektrinou mesačne vždy k 15. dňu nasledujúceho mesiaca podľa vzorca

$NSSps = TSS_t \times (QSKStss_t - QSvdtss_t \times Kistss_t)$,

kde

a) $QSKStss_t$ je celková skutočná koncová spotreba elektriny na vymedzenom území za uplynulé obdobie, na ktorú sa uplatňujú tarify za systémové služby,

b) $QSvdtss_t$ je celkový skutočný objem koncovej spotreby elektriny v jednotkách množstva elektriny za uplynulé obdobie odobratej koncovými odberateľmi elektriny priamo pripojenými do prenosovej sústavy s dobou ročného využitia maxima v roku t-2 vyššou ako 6 800 hodín a súčasne pomernou odchýlkou subjektu zúčtovania menšou ako 0,025; dobou ročného využitia maxima sa rozumie podiel celkového ročného odobratého množstva elektriny v roku t-2 a rezervovanej kapacity určenej ako aritmetický priemer mesačných maxím štvrťhodinového výkonu za mesiace november roku t-4 až február roku t-3, na ktorý sa uplatňuje koeficient individuálnej sadzby tarify za systémové služby,

c) $Kistss_t$ je koeficient zvýhodnenia odberového diagramu pre individuálne sadzby taríf koncových odberateľov elektriny priamo pripojených do prenosovej sústavy na rok t, ktorého hodnota je najviac vo výške 0,95.

Cenová regulácia prístupu do distribučnej sústavy a distribúcie elektriny prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy, postup a podmienky uplatňovania cien a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností

§ 26

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 35 a § 27 a 28 sa vzťahuje na prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien alebo sadzieb za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny, vrátane ich štruktúry, na rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie cien za rok t-2, najmä skutočný objem distribúcie elektriny, počet odberných miest v členení po jednotlivých sadzbách, výšku zmluvných a nameraných technických maxím v jednotlivých sadzbách v megawattoch,

c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

d) výpočty a údaje podľa § 27 a 28 týkajúce sa prístupu do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny a uplatňovania tarify za systémové služby a tarify za prevádzkovanie systému,

e) podklady podľa prílohy č. 4,

f) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) Na účely cenovej regulácie sa úradu oznamuje najneskôr do 31. augusta roku t-1 plánované množstvo elektriny v roku t a do 25. dňa každého mesiaca skutočné alebo prepočítané množstvá v závislosti od typu merania v predchádzajúcom mesiaci roku t elektriny odobratej z príslušnej distribučnej sústavy

a) prevádzkovateľmi distribučnej sústavy a koncovými odberateľmi elektriny vrátane elektriny odobratej prevádzkovateľmi distribučnej sústavy a koncovými odberateľmi elektriny v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky,

b) prevádzkovateľmi distribučnej sústavy a koncovými odberateľmi elektriny v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky.

(6) Maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny sa určuje osobitne pre každú napäťovú úroveň a rozpočíta sa na príslušnej napäťovej úrovni ako vážený priemer jednotlivých tarif.

(7) Na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa určená tarifa za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny rozpočíta najviac do trinástich sadzieb pre odberateľov elektriny mimo domácnosti takto:

a) C1 je jednopásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny,

b) C2 je jednopásmová sadzba so strednou spotrebou elektriny,

c) C3 je jednopásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny,

d) C4 je dvojpásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne; sadzba C4 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

e) C5 je dvojpásmová sadzba so strednou spotrebou elektriny, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne; sadzba C5 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

f) C6 je dvojpásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne; sadzba C6 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

g) C7 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne

s blokovaním priamovýhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba C7 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

h) C8 je dvojpásmová sadzba pre tepelné čerpadlo, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 22 hodín denne s blokovaním výhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba C8 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

i) C9 je sadzba pre nemerané odbery elektriny,

j) C10 je sadzba pre verejné osvetlenie,

k) C11 je sadzba pre dočasné odbery elektriny,

l) C12 je dvojpásmová sadzba pre odberné miesto výhradne s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel vybavených blokovaním nabíjacej stanice v čase vysokého pásma, pričom sadzba vo vysokom pásme je minimálne o 30 % vyššia ako sadzba v nízkom pásme a nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne,

m) C13 je viacpásmová sadzba pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím systémom, pričom sa poskytuje minimálne v štyroch časových pásmach v priebehu 24 hodín a cena v najvyššom pásme je minimálne o 30 % vyššia ako cena v najnižšom pásme.

(8) Na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa určená maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny rozpočíta najviac do desiatich sadzieb pre odberateľov elektriny v domácnosti takto:

a) D1 je jednopásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny,

b) D2 je jednopásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny,

c) D3 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s fixne určenými intervalmi času prevádzky v nízkom pásme a aspoň jeden interval sa poskytuje v nepretržitom trvaní minimálne tri hodiny, blokovanie elektrických spotrebičov sa nevyžaduje; informácia o fixnom čase trvania intervalu v nepretržitom trvaní času prevádzky v nízkom pásme minimálne tri hodiny sa zverejňuje na webovom sídle prevádzkovateľa distribučnej sústavy,

d) D4 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s blokovaním akumulačných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba D4 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

e) D5 je dvojpásmová sadzba pre priamovýhrevné elektrické vykurovanie, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne s blokovaním priamovýhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba D5 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

f) D6 je dvojpásmová sadzba pre tepelné čerpadlo, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 22 hodín denne s blokovaním elektrických spotrebičov na vykurovanie v čase vysokého pásma; sadzba D6 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

g) D7 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje celoročne od piatka 15:00 hodiny do pondelka 6:00 hodiny bez blokovania elektrických spotrebičov,

h) D8 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s blokovaním akumulačných spotrebičov elektriny v čase vysokého pásma s určeným minimálnym inštalovaným výkonom akumulačných spotrebičov,

i) D9 je dvojpásmová sadzba pre odberné miesto výhradne s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel vybavených blokovaním nabíjacej stanice v čase vysokého pásma, pričom sadzba vo vysokom pásme je minimálne o 30 % vyššia ako sadzba v nízkom pásme a nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne,

j) D10 je viacpásmová sadzba pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím

systémom, pričom sa poskytuje minimálne v štyroch časových pásmach v priebehu 24 hodín a cena v najvyššom pásme je minimálne o 30 % vyššia ako cena v najnižšom pásme.

(9) Spolu s návrhom ceny na rok t sa predkladá odôvodnenie k spôsobu výpočtu navrhovaných cien a tarív.

(10) Na účely regulácie ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny napäťová úroveň veľmi vysokého napätia zahŕňa sústavu veľmi vysokého napätia, napäťová úroveň vysokého napätia zahŕňa sústavu vysokého napätia vrátane transformácie veľmi vysokého napätia na vysoké napätie a napäťová úroveň nízkeho napätia zahŕňa sústavu nízkeho napätia vrátane transformácie vysokého napätia na nízke napätie.

(11) Na účely uplatnenia tarify za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny sa poskytujú prevádzkovateľovi prenosovej sústavy údaje o skutočnom množstve elektriny v jednotkách množstva elektriny, ktorú odoberú prevádzkovatelia distribučnej sústavy a koncoví odberatelia elektriny z distribučnej sústavy regulovaného subjektu vrátane prevádzkovateľov distribučnej sústavy a odberateľov elektriny pripojených v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od sústavy Slovenskej republiky a skutočné údaje o množstve elektriny v jednotkách množstva elektriny, ktorú odoberú prevádzkovatelia distribučnej sústavy a koncoví odberatelia elektriny z distribučnej sústavy regulovaného subjektu v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od sústavy Slovenskej republiky, a to vždy za príslušný mesiac do ôsmeho kalendárneho dňa nasledujúceho mesiaca.

(12) Ak cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny alebo tarifa za straty pri distribúcii elektriny v roku t oproti roku t-1 spôsobí na napäťovej úrovni nízkeho napätia väčšiu zmenu, ako je násobok JPI-X, uplatní sa alokácia ekonomicky oprávnených nákladov za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát elektriny pri prenose elektriny alebo alokácia ekonomicky oprávnených nákladov za straty elektriny pri distribúcii elektriny medzi napäťovými úrovňami takým spôsobom, aby bola percentuálna zmena cien distribúcie a strát pri distribúcii elektriny na všetkých napäťových úrovniach rovnaká, kde JPI je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roku t-2 do júna roku t-1 a X je faktor efektivity.

(13) Podiel výnosov z platieb za rezerváciu výkonu a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny sa ustanovuje maximálne vo výške 0,65. Medziročná zmena podielu výnosov z platieb za rezervovanú kapacitu a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny na rok t sa ustanovuje maximálne vo výške 3 % z povolenej hodnoty podielu výnosov z platieb za rezerváciu výkonu a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny v roku t-1.

(14) Maximálna rezervovaná kapacita na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia a vysokého napätia je stredná hodnota štvrťhodinového činného výkonu dohodnutá v zmluve o pripojení alebo určená v pripojovacích podmienkach pre jedno odberné miesto. Ak nameraný štvrťhodinový výkon prekročí hodnotu rezervovanej kapacity alebo hodnotu maximálnej rezervovanej kapacity, uplatnia sa prevádzkovateľom distribučnej sústavy tarify za nedodržanie zmluvných hodnôt. Do celkového objemu rezervovanej kapacity sa započíta aj rezervovaná kapacita pre každého výrobcu elektriny určená podľa odsekov 23, 24 a 26.

(15) Dvanásťmesačná, trojmesačná a mesačná rezervovaná kapacita na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia a vysokého napätia je hodnota štvrťhodinového výkonu, ktorý sa na príslušné obdobie zabezpečuje pre odberateľa elektriny v zmluve o prístupe do distribučnej sústavy a distribúcii elektriny alebo v rámcovej distribučnej zmluve. Hodnota rezervovanej kapacity nemôže prekročiť hodnotu maximálnej rezervovanej kapacity a nemôže byť nižšia ako minimálna

hodnota rezervovanej kapacity. Minimálnou hodnotou rezervovanej kapacity je 20 % hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity okrem odberného miesta so sezónnym odberom elektriny, na ktorom je minimálnou hodnotou rezervovanej kapacity 5 % hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity. Hodnotu rezervovanej kapacity počas doby platnosti dohodnutého typu rezervovanej kapacity nie je možné znížiť. Hodnotu rezervovanej kapacity je možné meniť v intervale hodnôt maximálnej a minimálnej hodnoty rezervovanej kapacity pri zmene typu rezervovanej kapacity alebo po uplynutí doby, na ktorú bola rezervovaná kapacita dohodnutá. Ak sa zvýši hodnota maximálnej rezervovanej kapacity a táto zmena bude mať za následok, že dohodnutá hodnota rezervovanej kapacity bude nižšia ako minimálna hodnota rezervovanej kapacity, potom na základe zmeny dohodnutej hodnoty rezervovanej kapacity bude nová hodnota rezervovanej kapacity rovnaká ako minimálna hodnota rezervovanej kapacity; to neplatí, ak odberateľ elektriny požiada prevádzkovateľa distribučnej sústavy o zvýšenie dohodnutej hodnoty rezervovanej kapacity. Ak sa zvýši hodnota maximálnej rezervovanej kapacity, odberateľ elektriny môže požiadať prevádzkovateľa distribučnej sústavy o súčasné zvýšenie dohodnutej hodnoty rezervovanej kapacity v intervale hodnôt maximálnej a minimálnej hodnoty rezervovanej kapacity; dohodnutý typ a dohodnutá doba platnosti rezervovanej kapacity týmto zvýšením dohodnutej hodnoty rezervovanej kapacity nie sú dotknuté.

(16) Za sezónny odber elektriny sa považuje odber elektriny z distribučnej sústavy na napäťovej úrovni vysokého napätia alebo nízkeho napätia s priebehovým meraním typu A alebo B trvajúci najmenej jeden mesiac a najviac sedem mesiacov v kalendárnom roku v odbernom mieste, v ktorom množstvo elektriny odobratej počas sezónneho odberu elektriny tvorí najmenej 90 % množstva elektriny odobratej za príslušný kalendárny rok. Pre sezónny odber elektriny je možné meniť rezervovanú kapacitu dvakrát za kalendárny rok s využitím dvanásťmesačnej rezervovanej kapacity. Splnenie podmienok sezónneho odberu za uplynulý kalendárny rok sa vyhodnocuje prevádzkovateľom distribučnej sústavy po ukončení kalendárneho roka a vyúčtovacia faktúra sa odberateľovi elektriny zasiela do konca februára nasledujúceho roka. Ak odberné miesto nesplní podmienky pridelenia sezónneho odberu elektriny, odberateľovi elektriny za obdobie mimo sezóny sa uplatní platba za rezervovanú kapacitu, a to uplatnením mesačnej rezervovanej kapacity (mesačná tarifa za mesačnú rezervovanú kapacitu) s hodnotou rezervovanej kapacity vo výške 20 % maximálnej rezervovanej kapacity alebo nameranej hodnoty maximálneho výkonu za predchádzajúce obdobie uplatňovania tarify sezónneho odberu, ak je táto hodnota vyššia ako 20 % maximálnej rezervovanej kapacity a platba za prácu v sadzbe, na ktorú má užívateľ sústavy právo. Zistený rozdiel v platbe (tarify za prácu a tarify za výkon) v dôsledku nesplnenia podmienok pridelenia tarify sezónneho odberu sa uhradí odberateľom elektriny prevádzkovateľovi distribučnej sústavy.

(17) Rezervovaná kapacita sa dohodne takto:

a) mesačná na jeden kalendárny mesiac,

b) trojmesačná na tri po sebe nasledujúce kalendárne mesiace,

c) dvanásťmesačná na dvanásť po sebe nasledujúcich kalendárnych mesiacov.

(18) Ak odberateľ elektriny zvyšuje hodnotu rezervovanej kapacity bez zmeny typu rezervovanej kapacity, na dodržanie minimálneho času použitia daného typu rezervovanej kapacity podľa tohto odseku sa neprihliada. Zmena rezervovanej kapacity sa vykoná vždy k 1. dňu v mesiaci v súlade s platnými pravidlami pre zmenu rezervovanej kapacity príslušného prevádzkovateľa distribučnej sústavy. O zmenu rezervovanej kapacity môže odberateľ elektriny, ktorého odberné miesto je pripojené na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia alebo vysokého napätia a ktorý má uzavretú zmluvu o prístupe do distribučnej sústavy a distribúcii elektriny, požiadať prevádzkovateľa distribučnej sústavy pri zmene z

a) dvanásťmesačnej rezervovanej kapacity na trojmesačnú rezervovanú kapacitu alebo mesačnú rezervovanú kapacitu po uplynutí troch mesiacov, odkedy bola dvanásťmesačná kapacita

uplatňovaná,

b) trojmesačnej rezervovanej kapacity na mesačnú rezervovanú kapacitu alebo dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu po uplynutí troch mesiacov, odkedy bola trojmesačná kapacita uplatňovaná; zmena na dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu je možná jedenkrát počas kalendárneho roka,

c) mesačnej rezervovanej kapacity na trojmesačnú rezervovanú kapacitu alebo dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu po uplynutí jedného mesiaca, odkedy bola mesačná kapacita uplatňovaná; zmena na dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu je možná jedenkrát počas kalendárneho roka.

(19) Ak má odberateľ elektriny uzavretú zmluvu o združenej dodávke elektriny, môže požiadať o zmenu rezervovanej kapacity podľa odseku 18 prostredníctvom svojho dodávateľa elektriny. Pri zmene rezervovanej kapacity odberateľa elektriny sa postupuje podľa rámcovej distribučnej zmluvy uzavretej medzi dodávateľom elektriny a prevádzkovateľom distribučnej sústavy.

(20) Hodnota a doba trvania rezervovanej kapacity platí ďalej na príslušné nasledujúce obdobie, ak odberateľ elektriny nepožiada o ich zmenu. Mesačná rezervovaná kapacita platí ďalší mesiac, trojmesačná rezervovaná kapacita platí ďalšie tri mesiace, dvanásťmesačná platí ďalších 12 mesiacov. O zmenu rezervovanej kapacity na nasledujúce obdobie môže odberateľ elektriny požiadať dodávateľa elektriny alebo prevádzkovateľa distribučnej sústavy podľa zmluvy alebo najneskôr posledný pracovný deň posledného mesiaca obdobia, na ktoré je kapacita dohodnutá. Rezervovaná kapacita sa účtuje mesačne.

(21) Rezervovaná kapacita na napäťovej úrovni nízkeho napätia je maximálna rezervovaná kapacita určená amperickou hodnotou ističa pred elektromerom alebo prepočítaná kilowattová hodnota maximálnej rezervovanej kapacity na prúd v ampéroch dohodnutá v zmluve o pripojení do distribučnej sústavy alebo určená v pripojovacích podmienkach; pre odberné miesta vybavené určeným meradlom s meraním štvrťhodinového činného výkonu s mesačným odpočtom môže byť rezervovaná kapacita zmluvne dohodnutá a môže byť nižšia, ako je hodnota kapacity zodpovedajúca amperickej hodnote hlavného ističa. Do celkového objemu rezervovanej kapacity sa započíta aj rezervovaná kapacita pre každého výrobcu elektriny určená podľa odsekov 23, 24 a 26. Odberateľ elektriny na napäťovej úrovni nízkeho napätia môže požiadať o zníženie rezervovanej kapacity po uplynutí 12 mesiacov od poslednej zmeny rezervovanej kapacity. Pri žiadosti odberateľa elektriny o zníženie rezervovanej kapacity alebo zvýšenie hodnoty rezervovanej kapacity do výšky maximálnej rezervovanej kapacity pre odberné miesta vybavené určeným meradlom s meraním štvrťhodinového činného výkonu s mesačným odpočtom sa predloženie revíznej správy nevyžaduje. Podmienkou na zníženie hodnoty rezervovanej kapacity pre odberné miesto nevybavené určeným meradlom s meraním štvrťhodinového činného výkonu je predloženie revíznej správy o výmene ističa. Pri zvýšení rezervovanej kapacity sa odberateľom elektriny podáva žiadosť o pripojenie zariadenia do distribučnej sústavy. Ak o zníženie rezervovanej kapacity požiadal odberateľ elektriny pripojený do sústavy po 31. decembri 2004, po predložení žiadosti o opätovné pridelenie pôvodnej rezervovanej kapacity do dvoch rokov od zníženia hodnoty rezervovanej kapacity na žiadosť odberateľa elektriny sa mu pri pridelení tejto kapacity neuplatňuje cena za pripojenie.

(22) Pri odbere elektriny z distribučnej sústavy sa výrobcom elektriny okrem výrobcov elektriny, ktorí odberajú elektrinu z distribučnej sústavy výlučne na účely čerpania v prečerpávacích vodných elektrárňach, účtuje dohodnutá rezervovaná kapacita (platba za prístup do distribučnej sústavy) podľa cenového rozhodnutia úradu (mesačná, trojmesačná, dvanásťmesačná rezervovaná kapacita).

(23) Platba za prístup do distribučnej sústavy sa uhrádza prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy výrobcom elektriny pripojeným do regionálnej distribučnej sústavy vo výške

15 % hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity dojednanej v zmluve o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do regionálnej distribučnej sústavy alebo z hodnoty výšky celkového inštalovaného výkonu zariadenia na výrobu elektriny, ak zariadenie na výrobu elektriny nemá uzatvorenú zmluvu o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do regionálnej distribučnej sústavy vo výške tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok t pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy. Výrobcom elektriny pripojeným do regionálnej distribučnej sústavy sa uhrádza prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy platba za prístup do distribučnej sústavy vo výške podľa prvej vety na základe faktúry vystavenej prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy. Výrobcovia elektriny si rezervovanú kapacitu pre odovzdávacie miesto neobjednávajú. Na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa hodnota maximálnej rezervovanej kapacity rovná hodnote rezervovanej kapacity určenej menovitou hodnotou hlavného ističa v ampéroch. To neplatí pre výrobcu elektriny, ktorého zariadenie na výrobu elektriny slúži výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny a výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW.

(24) Ak je zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojené do miestnej distribučnej sústavy prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy, do ktorého miestnej distribučnej sústavy je zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojené, uhrádza sa prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy, do ktorého regionálnej distribučnej sústavy je jeho miestna distribučná sústava pripojená alebo je zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojené do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, platba za prístup do distribučnej sústavy vo výške 15 % z hodnoty výšky celkového inštalovaného výkonu takého zariadenia na výrobu elektriny výrobcu elektriny vo výške tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia úradu za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok t pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy. Platba za prístup do distribučnej sústavy sa uhrádza prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy vo výške podľa prvej vety na základe faktúry vystavenej prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy. To neplatí pre výrobcu elektriny, ktorého zariadenie na výrobu elektriny slúži výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny, výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW a pre dopravné prostriedky elektrickej trakcie dodávajúce elektrinu do sústavy.

(25) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripája do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, alebo sa mení maximálna rezervovaná kapacita existujúceho zariadenia na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy pripojená, môžu dohodnúť v zmluve o pripojení do regionálnej distribučnej sústavy medzi prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy maximálnu rezervovanú kapacitu vo výške celkového inštalovaného výkonu takého zariadenia na výrobu elektriny, maximálne však do výšky rezervovanej kapacity, ktorú je technicky možné dodať do regionálnej distribučnej sústavy a ktorú prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy písomne odsúhlasil.

(26) Pri pripojení miestnej distribučnej sústavy alebo výrobcu elektriny do regionálnej distribučnej sústavy cez existujúce odovzdávacie miesto sa tarifa za prístup do regionálnej

distribučnej sústavy uhrádza za rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny takto:

a) výrobcom elektriny sa prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy uhrádza tarifa za rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny vo výške podľa odseku 23 alebo tarifa za rezervovanú kapacitu odberu elektriny, ak je výrobca elektriny pripojený do regionálnej distribučnej sústavy cez existujúce odberné miesto podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia,

b) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy uhrádza tarifa za rezervovanú kapacitu vo výške podľa odseku 24 zariadenia na výrobu elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ak je zariadenie na výrobu elektriny prevádzkované inou osobou, ako je prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy,

c) prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy sa prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy uhrádza tarifa za rezervovanú kapacitu vo výške podľa odseku 24 zariadenia na výrobu elektriny, ktoré prevádzkuje ako výrobca elektriny, alebo tarifa za rezervovanú kapacitu odberu miestnej distribučnej sústavy podľa toho, ktorá rezervovaná kapacita je vyššia.

(27) Užívateľovi regionálnej distribučnej sústavy, ktorý je prevádzkovateľom distribučnej sústavy na vymedzenom území, ktorý má na jednej z napäťových úrovní veľmi vysokého napätia alebo vysokého napätia jedného prevádzkovateľa distribučnej sústavy pripojených viac odberných miest s priebehovým meraním typu A alebo meraním typu B, ich odber elektriny je prepojený vlastnou elektrickou sústavou a ktorými sú napájané dopravné prostriedky elektrickej trakcie, sa určí prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy na základe žiadosti užívateľa distribučnej sústavy s uvedením EIC kódov odberných miest rezervovaná kapacita na účely vyhodnotenia a určenia cien za rezervovanú kapacitu pre každú napäťovú úroveň osobitne zo súčtov výkonov nameraných v odberných miestach v čase, keď je tento súčet v danom mesiaci najvyšší. Prekročenie maximálnej rezervovanej kapacity v odbernom mieste podľa tohto odseku o viac ako 10 % sa nefakturuje, ak o to vlastník odberného miesta požiada a súčasne preukáže v termíne do dvoch pracovných dní po uplynutí kalendárneho mesiaca, v ktorom k prekročeniu došlo, že k prekročeniu došlo v dôsledku prekážky podľa § 374 Obchodného zákonníka.

(28) Rezervovaná kapacita sa za odberné miesta podľa odseku 27 neobjednáva u prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy. Prekročenie rezervovanej kapacity sa za odberné miesta podľa odseku 27 nevyhodnocuje a nefakturuje. Prekročenie maximálnej rezervovanej kapacity sa za odberné miesta podľa odseku 27 vyhodnocuje a fakturuje samostatne za každé odberné miesto osobitne. Nedodržanie predpísaných hodnôt účinníka a dodávky jalovej elektriny do distribučnej sústavy sa za odberné miesta podľa odseku 27 vyhodnocuje a fakturuje samostatne za každé odberné miesto osobitne.

(29) Odberné miesta podľa odseku 27 sa za každú napäťovú úroveň osobitne zaradia len do jednej bilančnej skupiny.

(30) Prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy za odberné miesta, ktoré spĺňajú podmienky podľa odseku 27, sa fakturuje mesačne pre každú napäťovú úroveň osobitne tarifa ročnej rezervovanej kapacity za maximálnu hodnotu súčtu stredných hodnôt štvrťhodinových činných výkonov za odberné miesta, ktoré spĺňajú podmienky podľa odseku 27, za príslušný kalendárny mesiac.

(31) Ak maximálna hodnota súčtu stredných hodnôt štvrťhodinových činných výkonov za všetky odberné miesta, ktoré spĺňajú podmienky podľa odseku 27, pre každú napäťovú úroveň osobitne nedosiahne 20 % súčtu maximálnej rezervovanej kapacity pre každú napäťovú úroveň osobitne, prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy sa fakturuje pre každú napäťovú úroveň osobitne tarifa ročnej rezervovanej kapacity vo výške 20 % súčtu maximálnej rezervovanej kapacity.

(32) Ak užívateľ regionálnej distribučnej sústavy, ktorý je prevádzkovateľom distribučnej sústavy na vymedzenom území, zahrnie do odberných miest podľa odseku 27 aj odberné miesta, ktoré nie sú prepojené vlastnou elektrickou sústavou alebo ktorými nie sú napájané výhradne dopravné prostriedky elektrickej trakcie, tak za tieto odberné miesta sa platí užívateľom regionálnej distribučnej sústavy, ktorý je prevádzkovateľom distribučnej sústavy na vymedzenom území, so spätnou platnosťou rezervovaná kapacita vo výške 100 % hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity, kým si neobjedná rezervovanú kapacitu podľa pravidiel prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy.

(33) Na účely cenovej regulácie v elektroenergetike možno uplatniť straty elektriny, ktoré vznikajú transformáciou z napäťovej úrovne

a) veľmi vysokého napätia na úroveň vysokého napätia najviac 2 % z množstva elektriny vystupujúceho na strane vysokého napätia,

b) vysokého napätia na úroveň nízkeho napätia najviac 4 % z množstva elektriny vystupujúceho na strane nízkeho napätia.

(34) Do nákladov na výkon regulovanej činnosti, možno zahrnúť len primerané náklady, ktorých výška je v súlade s osobitným predpisom.[21])

(35) Ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny a ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny sa určujú pri základnom zabezpečení pripojenia užívateľa sústavy štandardným pripojením.

(36) Za štandardné pripojenie odberateľa elektriny sa považuje pripojenie jedným napájacím vedením podľa technických podmienok prevádzkovateľa distribučnej sústavy. Pri pripojení odberateľa elektriny s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia distribúcie elektriny, napríklad cez ďalšie napájacie vedenia, sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu, ktorá je dohodnutá pre ďalšie napájacie vedenie, podľa cenového rozhodnutia na rok t. Odberateľ elektriny si určuje, ktoré napájacie vedenie je štandardné a ktoré je ďalšie napájacie vedenie, a to na obdobie kalendárneho roka. Pri distribúcii elektriny cez ďalšie napájacie vedenie na základe požiadavky odberateľa elektriny v príslušnom mesiaci sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu pre napäťovú úroveň, do ktorej je ďalšie napájacie vedenie pripojené, a cena za distribúciu elektriny sa určuje vo výške 100 % tarify za distribúciu elektriny pre napäťovú úroveň, do ktorej je ďalšie napájacie vedenie pripojené, pričom cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie nie je tým dotknutá. Ak je dohodnutá rezervovaná kapacita pre ďalšie napájacie vedenie na napäťovej úrovni vysokého napätia vo výške nad 5 MW, cena za prístup do distribučnej sústavy sa určuje tak, že do hodnoty 5 MW vrátane sa určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a nad hodnotu 5 MW sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 7,5 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a v prípade distribúcie elektriny cez ďalšie napájacie vedenie sa cena za distribúciu elektriny určuje vo výške 100 % tarify za distribúciu elektriny, pričom cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie nie je tým dotknutá. Ak je dohodnutá rezervovaná kapacita pre ďalšie napájacie vedenie na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia vo výške nad 50 MW, cena za prístup do distribučnej sústavy sa určuje tak, že do hodnoty 50 MW vrátane sa určuje vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a nad hodnotu 50 MW sa cena za prístup do distribučnej sústavy určuje vo výške 7,5 % z tarify za rezervovanú kapacitu podľa cenového rozhodnutia na rok t, a pri distribúcii elektriny cez ďalšie napájacie vedenie sa cena za distribúciu elektriny určuje vo výške 100 % tarify za distribúciu elektriny, pričom cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie nie je tým dotknutá. Ak sa odber elektriny vykonáva cez štandardné napájacie vedenie, nie je prípustné vykonávať súčasne odber elektriny cez ďalšie

napájacie vedenie.

(37) Ak má odberateľ elektriny určenú rovnakú hodnotu rezervovanej kapacity a maximálnej rezervovanej kapacity na napäťovej úrovni nízkeho napätia v príslušnom odbernom mieste, za prekročenie rezervovanej kapacity odberateľom elektriny sa uplatní len prekročenie maximálnej rezervovanej kapacity.

(38) Odberateľovi elektriny, ktorý neoprávnene využíva sadzbu za distribúciu elektriny, sa určí nová sadzba za distribúciu elektriny na základe histórie odberu elektriny v odbernom mieste a táto nová sadzba za distribúciu elektriny sa oznámi príslušnému dodávateľovi elektriny.

(39) Ak prevádzkovateľ distribučnej sústavy nameria dodávku elektriny alebo odber jalovej elektriny a nedodržanie predpísanej hodnoty účinníka, uplatnia sa tarify za dodávku alebo odber jalovej elektriny a tarify za nedodržanie predpísanej hodnoty účinníka; to neplatí pre zraniteľného odberateľa elektriny na napäťovej úrovni nízkeho napätia. Nedodržanie účinníka cos φ za odber elektriny z distribučnej sústavy na odbernom mieste výrobcu elektriny pripojeného do distribučnej sústavy, ak výrobca elektriny odoberie na odbernom mieste za mesiac množstvo elektriny nižšie ako 5 % z hodnoty rezervovanej kapacity pre odber elektriny vynásobenej 720 hodinami, sa nevyhodnocuje.

(40) Na napäťovej úrovni vysokého napätia sa cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny pre odberateľov elektriny s odberným miestom s pripojenou nabíjacou stanicou elektrických vozidiel uplatňuje vo výške

a) 25 % z tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu a 175 % tarify za distribúciu elektriny podľa cenového rozhodnutia na rok t, ak miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta vypočítaná podľa odseku 41 je nižšia alebo sa rovná 0,1,

b) 75 % tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu a 150 % tarify za distribúciu elektriny podľa cenového rozhodnutia na rok t, ak miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta vypočítaná podľa odseku 41 je vyššia ako 0,1 alebo sa rovná 0,3,

c) tarify za rezervovanú kapacitu a tarify za distribúciu elektriny podľa cenového rozhodnutia na rok t, ak miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta vypočítaná podľa odseku 41 je vyššia ako 0,3.

(41) Miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta s pripojenou nabíjacou stanicou elektrických vozidiel MVRK sa vypočíta podľa vzorca

$$\mathrm{MVRK} = \frac{Q}{RK \times (\frac{365}{2}) \times 24},$$

kde

a) MVRK je miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta s pripojenou nabíjacou stanicou elektrických vozidiel za predchádzajúci kalendárny polrok,

b) Q je celkové odobraté množstvo elektriny v odbernom mieste s nabíjacou stanicou za predchádzajúci kalendárny polrok,

c) RK je dvanásťmesačná rezervovaná kapacita odberného miesta s pripojenou nabíjacou stanicou určená ako priemer zmluvne dohodnutej rezervovanej kapacity za predchádzajúci kalendárny polrok.

(42) Pri uvedení nabíjacej stanice elektrických vozidiel pripojenej na napäťovej úrovni vysokého napätia do prevádzky sa postupuje podľa odseku 40 písm. a). Prvé vyhodnotenie miery využitia rezervovanej kapacity odberného miesta s pripojenou nabíjacou stanicou na napäťovej úrovni vysokého napätia sa vykoná po ukončení prvého uceleného kalendárneho polroka prevádzky,

pričom MVRK sa vypočíta podľa vzorca

$$\mathrm{MVRK} = \frac{Q}{RK \times (\mathrm{d} + \frac{365}{2}) \times 24} ,$$

kde

a) MVRK je miera využitia rezervovanej kapacity odberného miesta s pripojenou nabíjacou stanicou elektrických vozidiel za predchádzajúci kalendárny polrok,

b) Q je celkové odobraté množstvo elektriny v odbernom mieste s nabíjacou stanicou za predchádzajúci kalendárny polrok,

c) RK je dvanásťmesačná rezervovaná kapacita odberného miesta s pripojenou nabíjacou stanicou určená ako priemer zmluvne dohodnutej rezervovanej kapacity za predchádzajúci kalendárny polrok,

d) d je počet dní od začiatku prevádzky nabíjacej stanice do začiatku prvého uceleného kalendárneho polroka prevádzky.

(43) Rozdiel v cene za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny zistený na základe miery využitia rezervovanej kapacity odberného miesta s pripojenou nabíjacou stanicou MVRK vyhodnotenej za predchádzajúci kalendárny polrok sa vyúčtuje odberateľovi elektriny podľa odseku 40.

§ 27

(1) Maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na príslušnej napäťovej úrovni $CD_{HN,t}$ zohľadňuje vlastnú distribúciu elektriny a prenos elektriny vrátane strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny distribuovanej koncovým odberateľom elektriny v roku t a vypočíta sa podľa vzorca

$$CD_{HN,t} = CDE_{HN,t} + CPD_{HN,t} ,$$

kde

a) $CDE_{HN,t}$ je schválená alebo určená zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na príslušnej napäťovej úrovni na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny zohľadňujúca náklady a primeraný zisk vlastnej distribúcie elektriny podľa odseku 2,

b) $CPD_{HN,t}$ je priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát pri prenose v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni na rok t podľa odseku 4.

(2) Schválená alebo určená zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na príslušnej napäťovej úrovni $CDE_{HN,t}$ na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny zohľadňujúca náklady a primeraný zisk vlastnej distribúcie elektriny sa vypočíta podľa vzorca

$$CDE_{HN,t} = \frac{VVD_{HN+1,t} + VVD_{HN,t}}{VystE_{HN,t}} ,$$

kde

a) $VystE_{HN,t}$ je plánované množstvo distribuovanej elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t} ,$$

kde

1. $VystEO_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t distribuované na príslušnej napäťovej úrovni koncovým odberateľom elektriny a prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy vypočítané ako ročný priemer zo súčtu skutočného príslušného množstva elektriny za roky t-3 a t-2, očakávaného príslušného množstva za rok t-1 a plánovaného príslušného množstva za roky t a t+1,
2. $VystETR_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň vypočítané ako ročný priemer zo súčtu skutočného príslušného množstva elektriny za roky t-3 a t-2, očakávaného príslušného množstva za rok t-1 a plánovaného príslušného množstva za roky t a t+1,

b) $VVD_{HN+1,t}$ je alikvotná časť povolených nákladov a zisku za distribúciu elektriny v eurách na rok t priradených z vyššej napäťovej úrovne podľa vzorca

$$VVD_{HN+1,t} = CDE_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t} ,$$

kde

1. $CDE_{HN+1,t}$ je zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na vyššej napäťovej úrovni na rok t v eurách na jednotku množstva elektriny; $CDE_{vvn+1,t}$ sa na vstupe do napäťovej úrovne VVN rovná nule,
2. $VystETR_{HN+1,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t vystupujúce z vyššej napäťovej úrovne HN+1 do transformácie na napäťovú úroveň HN vypočítané ako ročný priemer zo súčtu skutočného príslušného množstva elektriny za roky t-3 a t-2, očakávaného príslušného množstva za rok t-1 a plánovaného príslušného množstva za roky t a t+1,

c) $VVD_{HN,t}$ sú schválené alebo určené náklady a zisk za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na rok t na napäťovej úrovni, okrem alikvotnej časť povolených nákladov a zisku za distribúciu elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne, vypočítané podľa odseku 3.

(3) Schválené alebo určené náklady a zisk za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na rok t na napäťovej úrovni okrem alikvotnej časti povolených nákladov a zisku za distribúciu elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne sa vypočítajú podľa vzorca

$$VVD_{HN,t} = PN_{HN,vych} \times \prod_{n=2012}^{t} (1 + \frac{JPI_n - X}{100}) + O_{HN,vych} + PO_{HN,t} + \\ + RAB_{HN,vych} \times WACC \times K_{DZ} + FINVP_{HN,t} - DV_{HN,t} ,$$

kde

a) $PN_{HN,vych}$ sú schválené alebo určené skutočné ekonomicky oprávnené prevádzkové ročné náklady v eurách v roku 2010 na napäťovej úrovni súvisiace s regulovanou činnosťou okrem odpisov,

b) JPI_n je aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie v percentách zverejnených štatistickým úradom za obdobie od júla roku n-2 do júna roku n-1,

c) X je faktor efektivity v každom roku regulačného obdobia, ktorého hodnota je 3,5; ak je hodnota rozdielu JPI_n a X nižšia ako 0, na účely výpočtu maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok t sa hodnota rozdielu rovná 0,

d) $O_{HN,vych}$ je schválená alebo určená východisková hodnota odpisov regulovaného subjektu vo východiskovom roku regulačného obdobia v eurách vzťahujúca sa na $RAB_{HN,vych}$ na napäťovej úrovni a vypočítaných na základe zostatkovej doby technickej životnosti tried aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 2,

e) $PO_{HN,t}$ sú plánované schválené alebo určené odpisy na napäťovej úrovni v eurách na rok t súvisiace s regulovanou činnosťou z plánovanej hodnoty schválených alebo určených investícií na napäťovej úrovni v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť v roku t-1 a vypočítané na základe doby technickej životnosti tried aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 3,

f) $RAB_{HN,vych}$ je východisková schválená alebo určená hodnota regulačnej bázy aktív na napäťovej úrovni v eurách sa rovná hodnote regulačnej bázy aktív nevyhnutne súvisiacej s regulovanou činnosťou k 31. decembru 2010 a vypočíta sa podľa vzorca

$$RAB_{HN,vych} = RAB_{HN,2005} + INV_{HN,2006\text{-}2010} - O_{HN,2006\text{-}2010},$$

kde

1. $RAB_{HN,2005}$ je hodnota regulačnej bázy aktív regulovaného subjektu na napäťovej úrovni v eurách, sa rovná schválenej alebo určenej hodnote majetku na napäťovej úrovni k 31. decembru 2005 vo výške všeobecnej hodnoty majetku[55]) podľa znaleckých posudkov, a to znaleckého posudku č. 26/2006 pre regulovaný subjekt Západoslovenská distribučná, a.s., znaleckého posudku č. 38/2006 pre regulovaný subjekt Stredoslovenská energetika – Distribúcia, a.s. a znaleckého posudku č. 49/2006 pre regulovaný subjekt Východoslovenská distribučná, a.s.,
2. $INV_{HN,2006\text{-}2010}$ je schválená alebo určená hodnota investícií na napäťovej úrovni v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív na napäťovej úrovni nevyhnutne využívaných na regulovanú činnosť v rokoch 2006 až 2010,
3. $O_{HN,2006\text{-}2010}$ sú schválené alebo určené odpisy na napäťovej úrovni v eurách súvisiace s regulovanou činnosťou v období rokov 2006 až 2010 a vypočítané na základe zostatkovej doby technickej životnosti tried aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 2,

g) WACC je miera výnosnosti regulačnej bázy aktív na regulačné obdobie rokov 2017 až 2022 určená podľa § 5 ods. 2 a 3,

h) K_{DZ} je koeficient miery využitia disponibilných zdrojov do investícií súvisiacich s regulovanou činnosťou; K_{DZ} na roky 2017 až 2022 sa vypočíta podľa vzorca

$$K_{DZ} = \frac{INV_{t-2}}{DispZdr_{t-2}},$$

pričom, ak je výsledok podielu

vyšší alebo sa rovná 0,7, tak K_{DZ} = 1,02,

menší ako 0,7 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,6, tak K_{DZ} = 1,01,

menší ako 0,6 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,5, tak K_{DZ} = 1,00,

menší ako 0,5 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,4, tak K_{DZ} = 0,98,

menší ako 0,4 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,3, tak K_{DZ} = 0,96,

menší ako 0,3 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,2, tak K_{DZ} = 0,94,

menší ako 0,2 a zároveň vyšší alebo sa rovná 0,1, tak K_{DZ} = 0,92, alebo

menší ako 0,1, tak K_{DZ} = 0,90,

kde

1. INV_{t-2} je skutočná hodnota investícií na napäťovej úrovni v eurách zaradených do hodnoty regulačnej bázy aktív na napäťovej úrovni nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť v roku t-2,
2. $DispZdr_{t-2}$ je súčet schválených alebo určených odpisov na napäťovej úrovni v eurách súvisiacich s regulovanou činnosťou v roku t-2 a vypočítaných na základe zostatkovej doby technickej životnosti tried aktív nevyhnutne využívaných pre regulovanú činnosť podľa prílohy č. 1 tabuľky č. 2 a zisku prevádzkovateľa distribučnej sústavy v roku t-2 v eurách po zdanení daňou z príjmov, ktorý sa vypočíta RAB×WACC× (1− daň z príjmov), pričom WACC a daň z príjmov sa vzťahuje na rok t-2,

i) $FINVP_{HN,t}$ je faktor investícií na napäťovej úrovni v eurách na rok t; $FINVP_{HN,t}$ na roky 2017 až 2022 sa vypočíta podľa vzorca

$$FINVP_{HN,t} = SO_{HN,t-2} - PO_{HN,t-2} ,$$

j) $DV_{HN,t}$ sú skutočné dodatočné výnosy na napäťovej úrovni v eurách v roku t-2, ktoré sú zložené z celkových skutočných výnosov

1. z uplatnenia ceny za pripojenie do sústavy,
2. zo sankcií za prekročenie rezervovanej kapacity,
3. za neoprávnený odber elektriny,[57])
4. z tarif za dodávku jalovej elektriny do distribučnej sústavy na základe cenového rozhodnutia úradu, pričom pre rok 2022 sa zohľadnia vo výške 50 % a pre rok 2023 a ďalšie roky sa zohľadnia vo výške 100 %,
5. z taríf za nedodržanie predpísanej hodnoty účinníka cos φ účtované užívateľom sústavy na základe cenového rozhodnutia úradu, pričom pre rok 2022 sa zohľadnia vo výške 50 % a pre rok 2023 a ďalšie roky sa zohľadnia vo výške 100 %.

(4) Zložka maximálnej ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t $CPD_{HN,t}$ súvisiaca s nákladmi za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát pri prenose elektriny na príslušnej napäťovej úrovni sa vypočíta podľa vzorca

$$CPD_{HN,t} = CPE_{HN,t} ,$$

kde

$CPE_{HN,t}$ je priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane nákladov na straty pri prenose v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku t sa vypočíta podľa odseku 5.

(5) Priemerná zložka ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane nákladov na straty pri prenose v eurách na jednotku množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni

v roku t

$$CPE_{HN,t} = \frac{VVP_{HN,t}}{VystE_{HN,t}} ,$$

kde

a) $VVP_{HN,t}$ sú vstupujúce náklady za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane nákladov na straty pri prenose elektriny v eurách v roku t vypočítané podľa vzorca

$$VVP_{HN,t} = CPE_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t} ,$$

kde

1. $CPE_{HN+1,t}$ je cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny vrátane strát pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na vyššej napäťovej úrovni distribúcie elektriny v roku t, z ktorej sa transformuje elektrina do príslušnej napäťovej úrovne,
2. $VystETR_{HN+1,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku t,

b) $VystE_{HN,t}$ je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku t vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t},$$

kde

1. $VystEO_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni ku koncovým odberateľom elektriny v roku t,
2. $VystETR_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň v roku t.

(6) Cena za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny $CPE_{VVN+1,t}$ na vstupe do napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia distribučnej sústavy je jednozložková cena zahŕňajúca náklady regulovaného subjektu na rezervovaný výkon, prenesenú elektrinu a straty elektriny pri prenose elektriny v roku t určené na základe schváleného návrhu ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok t vypočítaná podľa vzorca

$$CPE_{VVN+1,t} = \frac{RKP_t \times CRK_t + KP_t}{VystETR_{VVN+1,t}} + PE_t + PSstraty_t ,$$

kde

a) RKP_t je rezervovaná kapacita v megawattoch na rok t uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

b) CRK_t je cena za rezervovanú kapacitu v roku t v eurách na megawatt na rok uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

c) $VystETR_{VVN+1,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t vstupujúce do napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia regulovaného subjektu z prenosovej sústavy,

d) PE_t je cena za prenesenú elektrinu v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

e) $PSstraty_t$ je tarifa za straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

f) KP_t je faktor vyrovnania ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v eurách, ktorý sa vypočíta podľa vzorca

$$KP_t = KP_{nak,t} - KP_{vyn,t},$$

kde

1. $KP_{nak,t}$ je korekcia nákladov za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny v eurách, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$KP_{nak,t} = (SVystETR_{VVN+1,t-2} - VystETR_{VVN+1,t-2}) \times (PE_{t-2} + PSstraty_{t-2}) ,$$

kde

1a. $SVystETR_{VVN+1,t-2}$ je skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku t-2,

1b. $VystETR_{VVN+1,t-2}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne v roku t-2,

1c. PE_{t-2} je cena za prenesenú elektrinu v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t-2 uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

1d. $PSstraty_{t-2}$ je tarifa za straty pri prenose elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t-2 uplatňovaná regulovanému subjektu prevádzkovateľom prenosovej sústavy,

2. $KP_{vyn,t}$ je korekcia výnosov z účtovania ceny $CPD_{HN,t-2}$, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$KP_{vyn,t} = \sum_{HN}^{n} \left[\left(SVystEO_{HN,t-2} - VystEO_{HN,t-2} \right) \times CPD_{HN,t-2} \right],$$

kde

2a. $SVystEO_{HN,t-2}$ je skutočné množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni ku koncovým odberateľom elektriny v roku t-2,

2b. $VystEO_{HN,t-2}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni koncovým odberateľom elektriny v roku t-2.

§ 28

(1) Tarifa za straty pri distribúcii elektriny $CSD_{HN,t}$ v eurách na jednotku množstva elektriny sa v roku t vypočíta postupným výpočtom na jednotlivých napäťových úrovniach začínajúcim od napäťovej úrovne veľmi vysokého napätia

$$CSD_{HN,t} = \frac{VVSD_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

a) $VVSD_{HN,t}$ sú náklady za straty pri distribúcii elektriny v eurách priradené príslušnej napäťovej úrovni vypočítané podľa odseku 2,

b) $VystE_{HN,t}$ je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku t, vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t} ,$$

kde

1. $VystEO_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny distribuované na príslušnej napäťovej úrovni prevádzkovateľom distribučnej sústavy a koncovým odberateľom elektriny v roku t,
2. $VystETR_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň v roku t.

(2) Náklady za straty pri distribúcii elektriny priradené príslušnej napäťovej úrovni $VVSD_{HN,t}$ v eurách v roku t sú zložené z alikvotnej časti nákladov za straty pri distribúcii elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne a nákladov za straty pri distribúcii elektriny vlastnej napäťovej úrovne a vypočítajú sa podľa vzorca

$$VVSD_{HN,t} = CSD_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t} + CSHD_{HN,t} \times VystE_{HN,t},$$

kde

a) $CSD_{HN+1,t}$ je tarifa za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na vyššej napäťovej úrovni, z ktorej sa transformuje elektrina do príslušnej napäťovej úrovne; na distribučnej napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia sa tarifa za straty na vyššej napäťovej úrovni v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t $CSD_{VVN+1,t}$ rovná nule,

b) $CSHD_{HN,t}$ je cena za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny príslušnej napäťovej úrovne v roku t.

(3) Cena za straty pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni $CSHD_{HN,t}$ v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$CSHD_{HN,t} = \frac{PCSES_t \times PMSE_{HN,t}}{VystE_{HN,t}} ,$$

kde

a) $PMSE_{HN,t}$ je povolené množstvo strát elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku t podľa odseku 4,

b) $PCSES_t$ je schválená alebo určená cena elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t vypočítaná podľa vzorca

$$PCSES_t = CE_{PXE,t} \times \left(1 + \frac{k_t}{100}\right) + O_t + KPCSES_t ,$$

kde

1. $CE_{PXE,t}$ je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka, zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny za obdobie od 1. januára roku t-1 do 31. októbra roku t-1 pre rok 2022,

2. k_t je koeficient na rok t v percentách, ktorého hodnota je najviac 7 %,

3. O_t sú schválené alebo určené plánované náklady regulovaného subjektu za podiel na nákladoch na regulačnú elektrinu a za zúčtovanie rozdielov strát podľa osobitného predpisu[58]) na základe údajov poskytnutých organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a vyrovnávacej ceny elektriny na zúčtovanie rozdielov; vyrovnávacia cena elektriny na zúčtovanie rozdielov je určená vo výške určenej ceny na nákup elektriny na krytie strát v príslušnej sústave na príslušné obdobie na rok t,

4. $KPCSES_t$ je korekcia ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t, ktorej výška sa pre roky 2020 až 2022 rovná nule a pre roky 2023 a 2024 sa vypočíta podľa vzorca

$$KPCSES_t = \frac{\sum_{i=1}^{n}\left(CE_{i,t-2} \times QS_{i,t-2}\right)}{\sum_{i=1}^{n} QS_{i,t-2}} - CE_{PXE,t-2}\,,$$

kde

4.1 $CE_{i,t-2}$ je cena elektriny slovenskej obchodnej oblasti na dennom trhu organizovanom organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou v i-tej štvrťhodine roku t-2 v eurách na jednotku množstva elektriny,

4.2 $QS_{i,t-2}$ je množstvo strát elektriny pri distribúcii elektriny v i-tej štvrťhodine roku t-2 v jednotkách množstva elektriny na základe údajov poskytnutých organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou,

4.3 $CE_{PXE,t-2}$ je schválený alebo určený aritmetický priemer denných cien elektriny na výpočet ceny elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t-2,

c) $PCSES_t$ je schválená alebo určená cena elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok 2023 a nasledujúce roky vypočítaná podľa vzorca

$$PCSES_t = CE_{PXE,t} \times \left(1 + \frac{k_t}{100}\right) + O_t\,,$$

kde

1. $CE_{PXE,t}$ je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka, zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny za obdobie od 1. apríla roku t-1 do 30. septembra roku t-1,

2. k_t je koeficient na rok t v percentách, ktorého hodnota je najviac 7 %,

3. O_t sú schválené alebo určené plánované náklady regulovaného subjektu za podiel na nákladoch na regulačnú elektrinu a za zúčtovanie rozdielov strát elektriny podľa osobitného predpisu[58]) na základe údajov poskytnutých organizátorom krátkodobého trhu s elektrinou a vyrovnávacej ceny elektriny na zúčtovanie rozdielov strát elektriny; vyrovnávacia cena elektriny na zúčtovanie rozdielov strát elektriny je určená vo výške určenej ceny na nákup elektriny na krytie strát elektriny v príslušnej sústave na príslušné obdobie na rok t.

(4) Povolené množstvo strát elektriny $PMSE_{HN,t}$ v jednotkách množstva elektriny na príslušnej

napäťovej úrovni v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$PMSE_{HN,t} = VstE_{HN,t} \times \frac{PPSC_{HN}}{100} \times \prod_{n=2017}^{t} (1 - \frac{XS_{HN,n}}{100}),$$

kde

a) $VstE_{HN,t}$ je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne v roku t cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne, zo všetkých zdrojov elektriny pripojených na príslušnú napäťovú úroveň, z prítokov elektriny zo susedných distribučných sústav, z dovozov elektriny zo susedných elektrizačných sústav a z prítokov elektriny prepravenej cez miestne distribučné sústavy pripojené do distribučnej sústavy regulovaného subjektu,

b) $PPSC_{HN,t}$ je hodnota počiatočného percenta celkových strát pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni určená podľa odseku 5,

c) $XS_{HN,n}$ je faktor efektivity strát elektriny na príslušnej napäťovej úrovni; na roky 2017 až 2022 sa určí podľa odseku 5.

(5) Hodnota počiatočného percenta celkových strát pri distribúcii elektriny $PPSC_{HN}$ na príslušnej napäťovej úrovni a hodnota faktora efektívnosti strát $XS_{HN,n}$ sa určuje takto:

	Regionálna distribučná sústava	
	$PPSC_{HN}$	$XS_{HN,n}$
VVN	0,875 %	0,075 %
VN	3,475 %	0,75 %
NN	10,185 %	1,5 %

.

Cenová regulácia prístupu do distribučnej sústavy a distribúcie elektriny prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy, postup a podmienky uplatňovania cien a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností

§ 29

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 15 a § 30 sa vzťahuje na prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy a vykonáva sa určením spôsobu výpočtu maximálnej ceny a tarify za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien alebo sadzieb za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy vrátane ich štruktúry na rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie cien za rok t-2, najmä skutočný objem distribúcie elektriny, počet odberných miest v členení podľa jednotlivých sadzieb,

c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

d) výpočty a údaje podľa § 29 a 30 týkajúce sa prístupu do distribučnej sústavy a distribúcie elektriny prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy a uplatňovania tarify za systémové

služby a tarify za prevádzkovanie sústavy,

e) podklady podľa prílohy č. 5,

f) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) V roku t môže regulovaný subjekt použiť tarify za distribúciu elektriny prevádzkovateľa distribučnej sústavy, do ktorej je pripojený vrátane podmienok pridelenia jednotlivých taríf (ďalej len „prevzaté tarify“). Ak regulovaný subjekt nepoužil v roku t-1 prevzaté tarify za distribúciu elektriny, môže použiť prevzaté tarify v roku t len vtedy, ak preukáže, že za roky t-2 a t-1 mu nevznikne prebytok výnosov za distribúciu elektriny podľa vzorca

a) za rok t-2

$$PV_{t-2} = (STRD_{t-2} – TRD_{t-2}) - (SEONV_{t-2} - EONV_{t-2} + SEONE_{t-2} – EONE_{t-2}) – 0{,}090\,194 \times (SME_{t-2} – ME_{t-2}),$$

b) za rok t-1

$$PV_{t-1} = (STRD_{t-1} – TRD_{t-1}) - (SEONV_{t-1} - EONV_{t-1} + SEONE_{t-1} – EONE_{t-1})– 0{,}090\,194 \times (SME_{t-1} – ME_{t-1}),$$

kde

1. $SEON_{Vt-2}$ sú očakávané schválené alebo určené oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-2 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
2. $EONV_{t-2}$ sú plánované schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-2 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
3. $SEONE_{t-1}$ sú očakávané schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-1, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
4. $EONE_{t-1}$ sú plánované schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-1, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
5. SME_{t-2} je skutočná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku v eurách používaného výhradne na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-2,
6. ME_{t-2} je očakávaná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku v eurách používaného výhradne na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-2,
7. $STRD_{t-1}$ sú očakávané schválené alebo určené výnosy v eurách za distribúciu elektriny v roku t-1 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
8. TRD_{t-1} sú plánované schválené alebo určené výnosy v eurách za distribúciu elektriny v roku t-1 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny; suma finančných prostriedkov vo výške súčtu PV_{t-2} a PV_{t-1} sa rozdelí medzi odberateľov elektriny pomerne podľa sumy zaplatenej za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za roky t-2 a t-1.

(6) Ak regulovaný subjekt nepoužije prevzaté tarify podľa odseku 5, maximálna cena za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny a tarifa za straty pri distribúcii elektriny na rok t sa určia podľa § 30 na základe vlastného návrhu ceny.

(7) Návrh ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny podľa odseku 5 obsahuje identifikačné údaje regulovaného subjektu, identifikačné údaje prevádzkovateľa distribučnej sústavy, ktorého tarify preberá a prevzaté tarify, ktoré bude regulovaný subjekt uplatňovať jednotlivým skupinám odberateľov elektriny, vrátane podmienok priznania jednotlivých taríf a údaje podľa prílohy č. 5 tabuľky č. 8.

(8) Maximálna cena A_t určená podľa § 30 ods. 1 sa rozpočíta do taríf jednotlivých sadzieb za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny tak, aby vážený priemer taríf týchto sadzieb neprekročil maximálnu cenu A_t. Sadzba sa skladá z tarify za rezervovaný výkon a z tarify za distribuovanú elektrinu. V návrhu taríf týchto sadzieb sa zohľadní napäťová úroveň sadzby.

(9) Za regulovaný subjekt, ktorý predložil vlastný návrh ceny, sa najneskôr do 30. apríla roku t oznamuje

a) množstvo elektriny distribuovanej oprávneným odberateľom vlastnou distribučnou sústavou v roku t-1,

b) množstvo elektriny dodanej odberateľom elektriny v domácnosti na vlastnej časti vymedzeného územia z vlastnej výroby elektriny v roku t-1,

c) množstvo elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny a dodanej priamo odberateľom elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo distribučnej sústavy iného prevádzkovateľa distribučnej sústavy v roku t-1,

d) vlastná spotreba elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny, zníženej o objem vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny v roku t-1,

e) skutočné náklady za distribúciu elektriny v roku t-1.

(10) Na účely regulácie ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny napäťová úroveň veľmi vysokého napätia zahŕňa siete veľmi vysokého napätia, napäťová úroveň vysokého napätia zahŕňa siete vysokého napätia a transformáciu veľmi vysokého napätia na vysoké napätie a napäťová úroveň nízkeho napätia zahŕňa siete nízkeho napätia a transformáciu vysokého napätia na nízke napätie.

(11) Podiel výnosov z platieb za rezervovaný výkon a celkových výnosov za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny okrem výnosov za straty elektriny pri distribúcii elektriny je maximálne do výšky 0,60.

(12) Pri odbere elektriny z miestnej distribučnej sústavy sa výrobcom elektriny okrem výrobcov elektriny, ktorí odoberajú elektrinu z miestnej distribučnej sústavy výlučne na účely čerpania v prečerpávacích vodných elektrárňach, účtuje dohodnutá rezervovaná kapacita (platba za prístup do distribučnej sústavy) podľa cenového rozhodnutia úradu (mesačná, trojmesačná, dvanásťmesačná rezervovaná kapacita).

(13) Platba za prístup do distribučnej sústavy sa uhrádza prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy výrobcom elektriny pripojeným do miestnej distribučnej sústavy vo výške 15 % hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity dojednanej v zmluve o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do distribučnej sústavy alebo z hodnoty výšky inštalovaného činného výkonu zariadenia na výrobu elektriny, ak pre zariadenie na výrobu elektriny nie je uzatvorená zmluva o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do distribučnej sústavy vo výške tarify za dvanásťmesačnú rezervovanú kapacitu podľa účinného cenového rozhodnutia za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny na rok t pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená. Výrobcovia elektriny si neobjednávajú rezervovanú kapacitu. Platba podľa prvej vety sa uhrádza prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy výrobcom elektriny podľa príslušnej napäťovej úrovne miestnej distribučnej sústavy, do ktorej je výrobca elektriny pripojený. Na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa hodnota maximálnej rezervovanej kapacity rovná hodnote rezervovanej kapacity, určenej menovitou hodnotou hlavného ističa v ampéroch. To neplatí pre výrobcu elektriny, ktorého zariadenie slúži výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny a výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW a pre dopravné prostriedky elektrickej trakcie dodávajúce elektrinu do sústavy.

(14) Ak je miestna distribučná sústava pripojená do prenosovej sústavy, tak platba za prístup do prenosovej sústavy sa uhrádza prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy výrobcom elektriny pripojeným do miestnej distribučnej sústavy vo výške podľa § 19 ods. 8 z hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity dojednanej v zmluve o pripojení zariadenia na výrobu elektriny do distribučnej sústavy alebo z hodnoty výšky inštalovaného činného výkonu zariadenia na výrobu elektriny; ak pre zariadenie na výrobu elektriny nie je uzatvorená zmluva o pripojení zariadenia na

výrobu elektriny do distribučnej sústavy vo výške tarify za rezervovanú kapacitu podľa účinného cenového rozhodnutia úradu za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny na rok t pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená. Výrobcovia elektriny si neobjednávajú rezervovanú kapacitu. Na napäťovej úrovni nízkeho napätia sa hodnota maximálnej rezervovanej kapacity rovná hodnote rezervovanej kapacity určenej menovitou hodnotou hlavného ističa v ampéroch. To neplatí pre výrobcu elektriny, ktorého zariadenie slúži výlučne na poskytovanie podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy alebo výlučne na dodávku regulačnej elektriny, a výrobcu elektriny, ktorý prevádzkuje zariadenie na výrobu elektriny z vodnej energie s celkovým inštalovaným výkonom do 5 MW.

(15) Ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny sa kalkulujú pri základnom zabezpečení pripojenia užívateľa sústavy štandardným pripojením. Za štandardné pripojenie užívateľa sústavy sa považuje pripojenie jedným napájacím vedením podľa technických podmienok prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy. Pri pripojení užívateľa sústavy s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia distribúcie elektriny, napríklad cez ďalšie napájacie vedenia, sa cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy určí vo výške 15 % z tarify za rezervovanú kapacitu, ktorá je dohodnutá pre ďalšie napájacie vedenie, podľa cenového rozhodnutia na rok t. Užívateľ sústavy si určí sám, ktoré napájacie vedenie je štandardné a ktoré je ďalšie napájacie vedenie. Pri distribúcii elektriny cez ďalšie napájacie vedenie na základe požiadavky užívateľa sústavy v danom mesiaci sa cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy určí vo výške 100 % z tarify za rezervovanú kapacitu a cena za distribúciu elektriny sa určí vo výške 100 % tarify za distribúciu elektriny, pričom ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny za štandardné pripojenie nie sú týmto dotknuté. Za nadštandardnú distribúciu elektriny sa nepovažuje pripojenie užívateľa sústavy k miestnej distribučnej sústave zaslučkovaním.

§ 30

(1) Maximálna cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny A_t v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t okrem strát elektriny pri distribúcii elektriny sa pre regulovaný subjekt, ktorý predkladá vlastný návrh ceny, vypočíta podľa vzorca

$$A_t = \frac{EONV_t + EONE_t - 0{,}5 \times PVD_{t-2}}{QD_t + QS_t + QSDS_t} + PZ_t - KA_t,$$

kde

a) $EONV_t$ sú plánované schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a plánovaných nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,

b) $EONE_t$ sú plánované schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny vrátane strát elektriny pri distribúcii elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,

c) QD_t je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,

d) QS_t je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t,

e) $QSDS_t$ je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny v roku t,

f) PZ_t je plánovaný maximálny primeraný zisk na rok t vo výške najviac 6,23 eura na jednotku množstva distribuovanej elektriny vypočítaný podľa vzorca

$$PZ_t = ZZ_t + 0{,}090194 \times \frac{ME_t}{QD_t + QS_t + QSDS_t},$$

kde

1. ZZ_t je schválená alebo určená základná výška zisku v rozsahu 0 až 2,77 eura na jednotku množstva elektriny,

2. ME_t je očakávaná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku v eurách používaného výhradne na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-1,

g) PVD_{t-2} je celkový skutočný objem výnosov v eurách v roku t-1 nesúvisiacich s vykonávaním regulovanej činnosti využívaním prevádzkových aktív nevyhnutne využívaných na distribúciu elektriny, ktoré sa zohľadnia pri návrhu ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v roku t,

h) KA_t je faktor vyrovnania maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t zohľadňujúci skutočnosť za rok t-2; KA_t sa na roky 2017 až 2021 vypočíta podľa vzorca

$$KA_t = \frac{(STRD_{t-2} - TRD_{t-2}) - (SEONV_{t-2} - EONV_{t-2} + SEONE_{t-2} - EONE_{t-2}) - 0{,}090194 \times (SME_{t-2} - ME_{t-2})}{QD_t + QS_t + QSDS_t}$$

kde

1. $SEONV_{t-2}$ sú skutočné schválené alebo určené oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-2 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
2. $EONV_{t-2}$ sú plánované schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-2 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny a ekonomicky oprávnených nákladov na distribúciu elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
3. $SEONE_{t-2}$ sú skutočné schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-2, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
4. $EONE_{t-2}$ sú plánované schválené alebo určené ekonomicky oprávnené náklady v eurách na distribúciu elektriny v roku t-2, ktoré zahŕňajú náklady na distribúciu elektriny a straty elektriny pri distribúcii od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je regulovaný subjekt pripojený,
5. SME_{t-2} je skutočná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku v eurách používaného výhradne na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-3,
6. ME_{t-2} je očakávaná účtovná zostatková cena dlhodobého majetku v eurách používaného výhradne na distribúciu elektriny k 31. decembru roku t-3,
7. $STRD_{t-2}$ sú skutočné schválené alebo určené výnosy v eurách za distribúciu elektriny v roku t-2 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny,
8. TRD_{t-2} sú plánované schválené alebo určené výnosy v eurách za distribúciu elektriny v roku t-2 okrem nákladov na obstaranie elektriny na krytie strát elektriny pri distribúcii elektriny.

(2) Tarifa za straty elektriny pri distribúcii elektriny $CSD_{HN,t}$ v eurách na jednotku množstva elektriny sa v roku t vypočíta postupným výpočtom na jednotlivých napäťových úrovniach začínajúcim od napäťovej úrovne, do ktorej je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená, sa vypočíta podľa vzorca

$$CSD_{HN,t} = \frac{VVSD_{HN,t}}{VystE_{HN,t}},$$

kde

a) $VVSD_{HN,t}$ sú náklady za straty pri distribúcii elektriny v eurách priradené príslušnej napäťovej úrovni vypočítané podľa odseku 3,

b) $Vyst_{EHN,t}$ je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne v roku t vypočítané podľa vzorca

$$VystE_{HN,t} = VystEO_{HN,t} + VystETR_{HN,t},$$

kde

1. $VystEO_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t distribuované na príslušnej napäťovej úrovni koncovým odberateľom elektriny a pre vlastnú spotrebu elektriny prevádzkovateľa sústavy regulovaného subjektu a ostatnú spotrebu elektriny prevádzkovateľa sústavy regulovaného subjektu,
2. $VystETR_{HN,t}$ je plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny na rok t vystupujúce z príslušnej napäťovej úrovne do transformácie na nižšiu napäťovú úroveň.

(3) Náklady za straty elektriny pri distribúcii elektriny priradené príslušnej napäťovej úrovni $VVSD_{HN,t}$ v eurách v roku t skladajúce sa z alikvotnej časti nákladov za straty elektriny pri distribúcii elektriny priradených z vyššej napäťovej úrovne a nákladov za straty elektriny pri distribúcii vlastnej napäťovej úrovne sa vypočítajú podľa vzorca

$$VVSD_{HN,t} = CSD_{HN+1,t} \times VystETR_{HN+1,t} + CSHD_{HN,t} \times VystE_{HN,t} ,$$

kde

a) $CSD_{HN+1,t}$ je tarifa za straty elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na vyššej napäťovej úrovni, z ktorej sa transformuje elektrina do príslušnej napäťovej úrovne; na distribučnej napäťovej úrovni, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená, sa tarifa za straty elektriny na vyššej napäťovej úrovni v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t $CSD_{HN+1,t}$ rovná nule,

b) $CSHD_{HN,t}$ je cena za straty elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny príslušnej napäťovej úrovne v roku t podľa odseku 4.

(4) Cena za straty pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni $CSHD_{HN,t}$ v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$CSHD_{HN,t} = PCSES_t \times \frac{PMSE_{HN,t}}{VystE_{HN,t}} ,$$

kde

a) $PCSES_{,t}$ je schválená alebo určená cena elektriny na účely pokrytia strát elektriny pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t vypočítaná podľa vzorca

$$PCSES_t = CE_{PXE,t} \times (1 + \frac{k_t}{100}) + O_t ,$$

kde

1. $CE_{PXE,t}$ je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny za obdobie od 1. januára roku t-1 do 30. júna roku t-1,

	2. k_t je koeficient na rok t v percentách určený cenovým rozhodnutím v rozsahu najviac 1O % v závislosti od plánovaného diagramu strát elektriny pri distribúcii elektriny na rok t, 3. O_t sú schválené alebo určené plánované náklady regulovaného subjektu na odchýlku v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t súvisiacu s plánovaným diagramom strát elektriny na rok t pri distribúcii elektriny,
b) $PMSE_{HN,t}$	je povolené množstvo strát elektriny v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku t vypočítané podľa odseku 5.

(5) Povolené množstvo strát elektriny $PMSE_{HN,t}$ v jednotkách množstva elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v roku t sa vypočíta podľa vzorca

$$PMSE_{HN,t} = VstE_{HN,t} \times \frac{PPSC_{HN}}{100},$$

kde

a) $VstE_{HN,t}$ je celkové plánované množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vstupujúce do príslušnej napäťovej úrovne v roku t z nadradenej distribučnej sústavy, cez transformáciu z vyššej napäťovej úrovne, zo všetkých zdrojov elektriny pripojených na danú napäťovú úroveň, z prítokov elektriny z iných miestnych distribučných sústav,

b) $PPSC_{HN}$ je hodnota percenta strát pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni v závislosti od napäťovej úrovne pripojenia miestnej distribučnej sústavy je najviac,

1. ak je sústava pripojená na úrovni veľmi vysokého napätia,

1a. 0,1 % na napäťovej úrovni veľmi vysokého napätia,

1b. 2,2 % na napäťovej úrovni vysokého napätia,

1c. 5 % na napäťovej úrovni nízkeho napätia,

2. ak je sústava pripojená na napäťovej úrovni vysokého napätia,

2a. 2 % na napäťovej úrovni vysokého napätia,

2b. 5 % na napäťovej úrovni nízkeho napätia,

3. ak je sústava pripojená na napäťovej úrovni nízkeho napätia, 1 % na napäťovej úrovni nízkeho napätia.

(6) Hodnota percenta strát elektriny pri distribúcii elektriny na príslušnej napäťovej úrovni $PPSC_{HN}$ sa pre miestnu distribučnú sústavu, ktorá je rozlohou porovnateľná s regionálnou distribučnou sústavou, určí individuálne.

(7) Ak regulovaný subjekt nemá schválenú alebo určenú maximálnu cenu za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny At v eurách na jednotku množstva elektriny na rok t podľa odseku 1, faktor vyrovnania maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny KAt na rok t zohľadňujúci skutočnosť za rok t-2 sa rovná nule.

Cenová regulácia dodávky elektriny odberateľom elektriny v domácnosti a postup a podmienky uplatňovania cien

§ 31

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 6 a § 32 sa vzťahuje na dodávateľa elektriny v domácnosti.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú

a) návrh cien alebo sadzieb za dodávku elektriny pre odberateľov elektriny v domácnosti, vrátane ich štruktúry na rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie cien za rok t-2, najmä skutočný objem dodávky elektriny, počet odberných miest v členení podľa jednotlivých sadzieb,

c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

d) výpočty a údaje podľa § 32 týkajúce sa dodávky elektriny pre odberateľov elektriny v domácnosti,

e) podklady podľa prílohy č. 6,

f) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) Za dodávku elektriny odberateľom elektriny v domácnosti sa pre jednotlivé odberné miesta uplatní najviac deväť sadzieb, a to

a) DD1 je jednopásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny,

b) DD2 je jednopásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny,

c) DD3 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s fixne určeným časom prevádzky v nízkom pásme v nepretržitom trvaní aspoň tri hodiny a blokovanie elektrických spotrebičov sa nevyžaduje,

d) DD4 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s blokovaním akumulačných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba DD4 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

e) DD5 je dvojpásmová sadzba pre priamovýhrevné elektrické vykurovanie, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne s blokovaním priamovýhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba DD5 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

f) DD6 je dvojpásmová sadzba pre tepelné čerpadlo, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 22 hodín denne s blokovaním elektrických spotrebičov na vykurovanie v čase vysokého pásma; sadzba DD6 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

g) DD7 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje celoročne od piatka 15:00 hodiny do pondelka 6:00 hodiny a blokovanie elektrických spotrebičov sa nevyžaduje,

h) DD8 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne s blokovaním akumulačných spotrebičov elektriny v čase vysokého pásma s určeným minimálnym inštalovaným výkonom akumulačných spotrebičov,

i) DD9 je viacpásmová sadzba pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím systémom.

(6) Ceny za dodávku elektriny pre odberateľov elektriny v domácnosti v jednotlivých zložkách sadzieb sú maximálnymi cenami.

§ 32

(1) Maximálna cena za elektrinu CE_t na účely dodávky elektriny pre domácnosti schválená alebo určená cenovým rozhodnutím sa vypočíta podľa vzorca

$$CE_t = CE_{PXE,t} \times (1 + \frac{k_t}{100}) + O_t,$$

kde

a) $CEP_{XE,t}$ je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny pre rok 2022 za obdobie od 1. januára roku t-1 do 30. júna roku t-1 a pre rok 2023 za obdobie od 1. júla roku t-1 do 30. septembra roku t-1,

b) k_t je koeficient na rok t v percentách určený cenovým rozhodnutím v rozsahu najviac 10 % v závislosti od plánovaného diagramu dodávky elektriny pre domácnosti na rok t,

c) O_t sú schválené náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s dodávkou elektriny domácnostiam v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t; ak je regulovaným subjektom dodávateľ elektriny, ktorý je súčasne prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy a nie je subjektom zúčtovania, hodnota O_t je maximálne vo výške aritmetického priemeru nákladov na odchýlku súvisiacich s dodávkou elektriny domácnostiam schválených pre dodávateľov elektriny, ktorí sú určení dodávateľom poslednej inštancie podľa osobitného predpisu.[58a])

(2) Jednopásmové sadzby podľa § 31 ods. 5 sú zložené z

a) mesačnej platby za jedno odberné miesto NDO_t; NDO_t sú náklady na dodávku elektriny na jedno odberné miesto za mesiac, ktoré možno zahrnúť do ceny vo výške maximálne 1,10 eura na jedno odberné miesto a mesiac,

b) ceny za elektrinu CE_{Di} v eurách na jednotku množstva elektriny, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$CE_{Di} = KJP_{Di} \times CE_t + PZ_t$$

kde

1. KJP_{Di} je koeficient ceny jednopásmového odberu elektriny určený podľa odseku 4,
2. CE_t je cena elektriny určená podľa odseku 1,
3. PZ_t je primeraný zisk v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny podľa odseku 6, ktorý je možné zahrnúť do ceny,
4. i je číselný znak jednopásmovej sadzby.

(3) Dvojpásmové sadzby podľa § 31 ods. 5 sú zložené z

a) mesačnej platby za jedno odberné miesto NDO_t; NDO_t sú náklady na dodávku elektriny na jedno odberné miesto za mesiac, ktoré možno zahrnúť do ceny vo výške 1,10 eura na jedno odberné miesto a mesiac,

b) ceny za elektrinu $CEVT_{Di}$ v eurách na jednotku množstva elektriny odobranej vo vysokom

pásme, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$CEVT_{Di} = KVT_{Di} \times CE_t + PZ_t ,$$

kde

1. KVT_{Di} je koeficient ceny odberu elektriny vo vysokom pásme podľa odseku 4,
2. CE_t je cena elektriny určená podľa odseku 1,
3. PZ_t je primeraný zisk v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny podľa odseku 6, ktorý je možné zahrnúť do ceny,
4. i je číselný znak dvojpásmovej sadzby,

c) ceny za elektrinu $CENT_{Di}$ v eurách na jednotku množstva elektriny odobratej v nízkom pásme, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$CENT_{Di} = KNT_{Di} \times CE_t + PZ_t ,$$

kde

1. KNT_{Di} je koeficient ceny odberu elektriny v nízkom pásme podľa odseku 4,
2. CE_t je cena elektriny určená podľa odseku 1,
3. PZ_t je primeraný zisk v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny podľa odseku 6, ktorý je možné zahrnúť do ceny,
4. i je číselný znak dvojpásmovej sadzby.

(4) Koeficienty ceny jednopásmového odberu elektriny KJP_{Di}, koeficienty ceny odberu elektriny vo vysokom pásme KVT_{Di} a koeficienty ceny odberu elektriny v nízkom pásme KNT_{Di} sa uvedú v návrhu ceny regulovaného subjektu tak, aby vážený priemer cien elektriny bez primeraného zisku PZ_t všetkých sadzieb bol najviac vo výške rovnajúcej sa CE_t podľa odseku 1, pričom pre koeficienty $KVTD_i$ a $KNTD_i$ platí, že hodnota koeficientu $KVTD_i$ je vyššia o viac ako 30 % v porovnaní s hodnotou koeficientu KNT_{Di}.

(5) K sadzbám podľa odsekov 2 a 3 sa dodávateľom elektriny pripočíta cena za distribúciu elektriny vrátane prenosu elektriny a strát elektriny pri prenose a cena za straty elektriny pri distribúcii elektriny, tarifa za systémové služby a tarifa za prevádzkovanie systému podľa cenového rozhodnutia, ktorým boli schválené alebo určené ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny pre prevádzkovateľa distribučnej sústavy, do ktorej je odberateľ elektriny v domácnosti pripojený.

(6) Na určenie najvyššej miery primeraného zisku pri dodávke elektriny pre odberateľov elektriny v domácnosti, ktorý je možné zahrnúť do ceny za dodávku elektriny pre odberateľov elektriny v domácnosti, sa použije nižšia z hodnôt 3 eurá/MWh alebo 8 % z ceny elektriny CE_t určenej podľa odseku 1.

(7) Ak sa preukáže neočakávaný výrazný nárast odberateľov elektriny v domácnosti, ktorým dodáva elektrinu dodávateľ elektriny, v poslednom štvrťroku roku t-1, v cenovom konaní o dodávke elektriny na rok t sa primeraným spôsobom zohľadní rozdiel nákladov na nákup elektriny prislúchajúcich k cene $CE_{PXE,t}$ podľa odseku 1 a preukázanými nákladmi vynaloženými dodávateľom elektriny na nákup elektriny na zabezpečenie dodávky elektriny pre nových odberateľov elektriny v domácnosti.

Cenová regulácia dodávky elektriny malému podniku a postup a podmienky uplatňovania cien

§ 33

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 6 a § 34 a 35 sa vzťahuje na regulovaný subjekt, ktorý dodáva elektrinu malému podniku.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien alebo sadzieb za dodávku elektriny malému podniku, vrátane ich štruktúry na rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,

b) údaje potrebné na preverenie cien za rok t-2, najmä skutočný objem dodávky elektriny malému podniku, počet odberných miest v členení po jednotlivých sadzbách,

c) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

d) výpočty a údaje podľa § 34 a 35 týkajúce sa dodávky elektriny malému podniku,

e) podklady podľa prílohy č. 7,

f) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a), b) a d) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

(5) Malý podnik je koncový odberateľ elektriny s ročnou spotrebou elektriny za všetky jeho odberné miesta najviac 30 000 kWh za rok, ktorý predchádza roku predkladania návrhu ceny. Rokom na zaradenie do kategórie malý podnik sa na účely tejto vyhlášky rozumie rok t-2.

(6) Cena za dodávku elektriny malému podniku v jednotlivých zložkách sadzieb je určená ako maximálna cena. Maximálna cena sa skladá z dvoch zložiek, a to z mesačnej platby za jedno odberné miesto a z ceny za jednu MWh odobratej elektriny v príslušnom pásme.

§ 34

Za dodávku elektriny malým podnikom sa pre jednotlivé odberné miesta uplatní najviac dvanásť sadzieb, a to:

a) DMP1 je jednopásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny,

b) DMP2 je jednopásmová sadzba so strednou spotrebou elektriny,

c) DMP3 je jednopásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny,

d) DMP4 je dvojpásmová sadzba s nižšou spotrebou elektriny; nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne, sadzba DMP4 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

e) DMP5 je dvojpásmová sadzba so strednou spotrebou elektriny; nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne, sadzba DMP5 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

f) DMP6 je dvojpásmová sadzba s vyššou spotrebou elektriny; nízke pásmo sa poskytuje minimálne osem hodín denne, sadzba DMP6 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

g) DMP7 je dvojpásmová sadzba, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 20 hodín denne s blokovaním priamovýhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba DMP7

sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

h) DMP8 je dvojpásmová sadzba pre tepelné čerpadlo, pričom nízke pásmo sa poskytuje minimálne 22 hodín denne s blokovaním výhrevných elektrických spotrebičov v čase vysokého pásma; sadzba DMP8 sa použije aj pre odberné miesto s nabíjacou stanicou elektrických vozidiel,

i) DMP9 je sadzba pre nemerané odbery elektriny,

j) DMP10 je sadzba pre verejné osvetlenie,

k) DMP11 je sadzba pre dočasné odbery elektriny,

l) DMP12 je viacpásmová sadzba pre odberné miesto s nainštalovaným inteligentným meracím systémom.

§ 35

(1) Maximálna cena za elektrinu CE_t na účely dodávky elektriny malému podniku schválená alebo určená cenovým rozhodnutím sa vypočíta podľa vzorca

$$CE_t = CE_{PXE,t} x(1+\frac{k_t}{100}) + O_t,$$

kde

a) $CE_{PXE,t}$ je aritmetický priemer denných cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL Cal-t v eurách na jednotku množstva elektriny, pre rok 2022 za obdobie od 1. januára roku t-1 do 30. júna roku t-1 a pre rok 2023 za obdobie od 1. júla roku t-1 do 30. septembra roku t-1,

b) k_t je koeficient na rok t v percentách určený cenovým rozhodnutím v rozsahu najviac 10 % v závislosti od plánovaného diagramu dodávky elektriny pre malý podnik na rok t,

c) O_t sú schválené náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s dodávkou elektriny malému podniku v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t; ak je regulovaným subjektom dodávateľ elektriny, ktorý je súčasne prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy a nie je subjektom zúčtovania, hodnota O_t je maximálne vo výške aritmetického priemeru nákladov na odchýlku súvisiacich s dodávkou elektriny malým podnikom schválených pre dodávateľov elektriny, ktorí sú určení dodávateľom poslednej inštancie podľa osobitného predpisu.[58a])

(2) Jednopásmové sadzby podľa § 34 sú zložené z

a) mesačnej platby za jedno odberné miesto NDO_t; NDO_t sú náklady na dodávku elektriny na jedno odberné miesto za mesiac, ktoré možno do ceny započítať najviac vo výške 1,10 eura na jedno odberné miesto a mesiac,

b) ceny za elektrinu CE_{MPi} v eurách na jednotku množstva elektriny, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$CE_{MPi} = KJP_{MPi} \text{ x } CE_t + PZ_t ,$$

kde

KJP_{MPi} je koeficient ceny jednopásmového odberu elektriny podľa odseku 4,

CE_t je cena elektriny určená podľa odseku 1,

PZ_t je primeraný zisk v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny malému podniku; na určenie PZ_t sa použije nižšia z hodnôt 8 eur/MWh alebo 16 % z určenej ceny za elektrinu CE_t,

i je číselný znak jednopásmovej sadzby.

(3) Dvojpásmové sadzby podľa § 34 sú zložené z

a) mesačnej platby za jedno odberné miesto NDO_t; NDOt sú náklady na dodávku elektriny na jedno odberné miesto za mesiac, ktoré možno do ceny započítať najviac vo výške 1,10 eura na jedno odberné miesto a mesiac,

b) ceny za elektrinu $CEVT_{MPi}$ v eurách na jednotku množstva elektriny odobranej vo vysokom pásme, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$CEVT_{MPi} = KVT_{MPi} \times CE_t + PZ_t ,$$

kde

KVT_{MPi} je koeficient ceny odberu elektriny vo vysokom pásme podľa odseku 4,

CE_t je cena elektriny určená podľa odseku 1,

PZ_t je primeraný zisk v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny malému podniku; na určenie PZ_t sa použije nižšia z hodnôt 8 eur/MWh alebo 16 % z určenej ceny za elektrinu CE_t,

i je číselný znak dvojpásmovej sadzby,

c) ceny za elektrinu $CENT_{MPi}$ v eurách na jednotku množstva elektriny odobranej v nízkom pásme, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$$CENT_{MPi} = KNT_{MPi} \times CE_t + PZ_t ,$$

kde

KNT_{MPi} je koeficient ceny odberu elektriny v nízkom pásme podľa odseku 4,

CE_t je cena elektriny určená podľa odseku 1,

PZ_t je primeraný zisk v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny malému podniku; na určenie PZ_t sa použije nižšia z hodnôt 8 eur/MWh alebo 16 % z určenej ceny za elektrinu CE_t,

i je číselný znak dvojpásmovej sadzby.

(4) Koeficienty ceny jednopásmového odberu elektriny KJP_{MPi}, koeficienty ceny odberu elektriny vo vysokom pásme KVT_{MPi} a koeficienty ceny odberu elektriny v nízkom pásme KNT_{MPi} sa určia v návrhu ceny regulovaného subjektu tak, aby vážený priemer cien elektriny bez primeraného zisku PZ_t všetkých sadzieb bol najviac vo výške rovnajúcej sa CE_t podľa odseku 1, pričom pre koeficienty $KVTMP_i$ a $KNTMP_i$ platí, že hodnota koeficientu $KVTMP_i$ je vyššia o viac ako 30 % v porovnaní s hodnotou koeficientu $KNTMP_i$.

(5) K sadzbám podľa odsekov 2 a 3 sa dodávateľom elektriny pripočíta cena za distribúciu elektriny vrátane prenosu elektriny a strát elektriny pri prenose a cena za straty elektriny pri distribúcii elektriny, tarifa za systémové služby a tarifa za prevádzkovanie systému podľa cenového rozhodnutia, ktorým boli schválené alebo určené ceny za prístup do distribučnej sústavy

a distribúciu elektriny pre prevádzkovateľa distribučnej sústavy, do ktorej je malý podnik pripojený.

(6) Ak sa preukáže neočakávaný výrazný nárast počtu odberateľov elektriny, ktorými sú malé podniky, v poslednom štvrťroku roku t-1, v cenovom konaní o dodávke elektriny na rok t sa primeraným spôsobom zohľadní rozdiel nákladov na nákup elektriny prislúchajúcich k cene $CE_{PXE,t}$ podľa odseku 1 a preukázanými nákladmi vynaloženými na nákup elektriny na zabezpečenie dodávky elektriny pre nových odberateľov elektriny, ktorými sú malé podniky.

Cenová regulácia dodávky elektriny dodávateľom poslednej inštancie, postup a podmienky uplatňovania cien

§ 36

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 4 a § 37 sa vzťahuje na dodávku elektriny dodávateľom poslednej inštancie do odberných miest odberateľov elektriny v domácnosti a odberateľov elektriny mimo domácnosti.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien alebo sadzieb za dodávku elektriny dodávateľom poslednej inštancie vrátane ich štruktúry na rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou vrátane podmienok ich pridelenia,

b) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

c) výpočty a údaje podľa § 37 týkajúce sa dodávky elektriny dodávateľom poslednej inštancie,

d) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a) a c) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

§ 37

(1) Maximálna cena za dodávku elektriny dodávateľom poslednej inštancie v eurách na jednotku množstva elektriny $CE_{m,t}$ sa určí cenovým rozhodnutím. Pri určení ceny $CE_{m,t}$ sa vychádza z aritmetického priemeru denných cien oficiálneho kurzového lístka zverejneného burzou PXE (POWER EXCHANGE CENTRAL EUROPE) na jej webovom sídle, produktu F PXE SK BL M na tri po sebe nasledujúce mesiace, pričom prvým mesiacom je mesiac, v ktorom sa začne dodávka elektriny dodávateľom poslednej inštancie v eurách na jednotku množstva elektriny za obdobie kalendárneho mesiaca predchádzajúceho prvému dňu dodávky elektriny dodávateľom poslednej inštancie. $CE_{m,t}$ sa určí tak, že tento aritmetický priemer denných cien elektriny sa zvýši o 15 % z dôvodu pokrytia diagramu dodávky elektriny pre príslušných odberateľov elektriny a o 9 % z dôvodu obmedzenia rizika súvisiaceho s dodávkou poslednej inštancie.

(2) Sadzba za dodávku elektriny dodávateľom poslednej inštancie je zložená z

a) mesačnej platby za jedno odberné miesto NDO_t, kde NDO_t sú náklady na dodávku elektriny dodávateľom poslednej inštancie na jedno odberné miesto za mesiac, ktoré možno zahrnúť do ceny vo výške maximálne 1,10 eura na jedno odberné miesto a mesiac,

b) maximálnej ceny za elektrinu CED_t v eurách na jednotku množstva elektriny, ktorá sa vypočíta podľa vzorca

$CED_t = CE_{m,t} + O_t + PZ_t$,

kde

1. $CE_{m,t}$ je cena elektriny určená podľa odseku 1,
2. O_t sú schválené alebo určené náklady regulovaného subjektu na odchýlku súvisiace s dodávkou elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny v roku t v cenovom konaní regulovaného subjektu vo veci dodávky elektriny dodávateľom poslednej inštancie na rok t,
3. PZ_t je primeraný zisk v roku t v eurách na jednotku množstva elektriny, ktorý je možné zahrnúť do ceny za dodávku elektriny dodávateľom poslednej inštancie, je maximálne

3.a 10 % z ceny elektriny určenej spôsobom podľa odseku 1, najviac však 5 eur/MWh pre odberateľov elektriny v domácnosti,

3.b 14 % z ceny elektriny určenej spôsobom podľa odseku 1, najviac však 8 eur/MWh pre odberateľov elektriny okrem odberateľov elektriny v domácnosti.

(3) Ak je dodávka elektriny dodávateľom poslednej inštancie združenou dodávkou elektriny, k sadzbám podľa odseku 2 sa dodávateľom elektriny poslednej inštancie pripočíta cena za distribúciu elektriny vrátane prenosu elektriny a strát elektriny pri prenose elektriny, straty elektriny pri distribúcii elektriny, tarifa za systémové služby a tarifa za prevádzkovanie systému podľa cenového rozhodnutia, ktorým boli schválené alebo určené ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny pre prevádzkovateľa distribučnej sústavy, do ktorej je príslušné odberné miesto pripojené.

Cenová regulácia pripojenia do sústavy, postup a spôsob rozdelenia nákladov za pripojenie a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností

§ 38

(1) Cenová regulácia podľa odsekov 2 až 4 a § 39 až 44 sa vzťahuje na pripojenie užívateľov sústavy do sústavy vrátane nových výrobcov elektriny.

(2) Súčasťou návrhu ceny sú:

a) návrh cien za pripojenie pri pripojení do distribučnej sústavy vrátane ich štruktúry na rok t, ktoré sa budú uplatňovať pre účastníkov trhu s elektrinou, vrátane podmienok ich pridelenia,

b) plán investícií a plán odpisov za regulovanú činnosť v rokoch t, t+1 a t+2,

c) výpočty a údaje podľa § 39 až 44 týkajúce sa pripojenia účastníkov trhu s elektrinou do sústavy,

d) ďalšie podklady potrebné na správne posúdenie návrhu ceny.

(3) Podklady podľa odseku 2 písm. a) a c) sa predkladajú aj v elektronickej podobe.

(4) Ustanovenia o návrhu ceny sa primerane vzťahujú aj na návrh na zmenu cenového rozhodnutia.

§ 39

(1) Elektroenergetické zariadenie prevádzkovateľa distribučnej sústavy je možné pripojiť do prenosovej sústavy po splnení technických podmienok a obchodných podmienok prevádzkovateľa prenosovej sústavy tak, aby bola zachovaná bezpečnosť, spoľahlivosť a stabilita prevádzky prenosovej sústavy. Deliace miesto medzi technologickými zariadeniami prenosovej sústavy

a zariadeniami distribučnej sústavy sa určuje prevádzkovateľom prenosovej sústavy.

(2) Náklady vyvolané u prevádzkovateľa prenosovej sústavy pripojením elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy alebo zvýšením technického dimenzovania pripojenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy pripojeného do prenosovej sústavy alebo úpravou zariadení prenosovej sústavy na základe žiadosti prevádzkovateľa distribučnej sústavy sa rozdelia medzi príslušných prevádzkovateľov sústav takto:

a) podiel prevádzkovateľa prenosovej sústavy je 60 % nákladov,

b) podiel prevádzkovateľa distribučnej sústavy je 40 % nákladov.

(3) Náklady podľa odseku 2 zahŕňajú

a) náklady súvisiace s obstaraním elektroenergetického zariadenia vrátane jeho dopravy na určené miesto,

b) náklady súvisiace s obstaraním automatických hasiacich zariadení,

c) náklady súvisiace s obstaraním riadiaceho systému,

d) náklady na montáž,

e) iné náklady súvisiace s prípravou, projektovaním a výstavbou elektroenergetického zariadenia a vyvolanými úpravami elektroenergetických zariadení prenosovej sústavy.

(4) Výška nákladov vyvolaných u prevádzkovateľa prenosovej sústavy sa určuje na základe nákladov podľa odseku 3, a to od miesta pripojenia elektroenergetických zariadení prevádzkovateľa distribučnej sústavy k technologickým zariadeniam prenosovej sústavy až do miesta požadovaného dispozičného príkonu v prenosovej sústave. Elektroenergetické zariadenie patriace k prenosovej sústave sa vybuduje prevádzkovateľom prenosovej sústavy v súlade s technickými podmienkami. Elektroenergetické zariadenia patriace k distribučnej sústave sa vybudujú prevádzkovateľom distribučnej sústavy v súlade s technickými podmienkami.

§ 40

(1) Elektroenergetické zariadenie výrobcu elektriny alebo koncového odberateľa elektriny je možné pripojiť do prenosovej sústavy po splnení technických podmienok a obchodných podmienok prevádzkovateľa prenosovej sústavy tak, aby bola zachovaná bezpečnosť, spoľahlivosť a stabilita prevádzky prenosovej sústavy. Deliace miesto medzi technologickými zariadeniami prenosovej sústavy a elektroenergetickými zariadeniami koncového odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny, ktorý žiada o pripojenie, sa určuje prevádzkovateľom prenosovej sústavy.

(2) Preukázané skutočné náklady vyvolané u prevádzkovateľa prenosovej sústavy žiadosťou koncového odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny o pripojenie, zabezpečenie požadovaného príkonu nových elektroenergetických zariadení alebo úpravy existujúcich elektroenergetických zariadení prevádzkovateľa prenosovej sústavy sa uhradia koncovým odberateľom elektriny alebo výrobcom elektriny.

(3) Výška nákladov vyvolaných u prevádzkovateľa prenosovej sústavy sa určuje na základe nákladov podľa odseku 4, a to od miesta pripojenia elektroenergetických zariadení žiadateľa k technologickým zariadeniam prenosovej sústavy až do miesta požadovaného dispozičného príkonu v prenosovej sústave.

(4) Náklady podľa odseku 2 zahŕňajú

a) náklady súvisiace s obstaraním elektroenergetického zariadenia vrátane jeho dopravy na určené miesto,

b) náklady súvisiace s obstaraním automatických hasiacich zariadení,

c) náklady súvisiace s obstaraním riadiaceho systému,

d) náklady na montáž,

e) iné náklady súvisiace s prípravou, projektovaním a výstavbou elektroenergetického zariadenia a vyvolanými úpravami elektroenergetických zariadení prenosovej sústavy.

(5) Elektroenergetické zariadenie patriace do prenosovej sústavy sa vybuduje prevádzkovateľom prenosovej sústavy alebo podnikateľom po dohode a podľa požiadaviek koncového odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny v súlade s technickými podmienkami prevádzkovateľa prenosovej sústavy.

(6) Na účel cenovej regulácie pripojenia do prenosovej sústavy sa za nové pripojenie odberného miesta do prenosovej sústavy nepovažuje odpojenie odberného miesta od prenosovej sústavy a jeho opätovné pripojenie do prenosovej sústavy z dôvodu modernizácie alebo úpravy elektroenergetických zariadení používaných na prenos elektriny do tohto odberného miesta. Výpočet ceny za opätovné pripojenie odberného miesta do prenosovej sústavy sa použije primerane a môže zohľadňovať len zvýšenie technického dimenzovania pripojenia odberného miesta.

§ 41

(1) Elektroenergetické zariadenie účastníka trhu s elektrinou je možné pripojiť do distribučnej sústavy po splnení technických podmienok a obchodných podmienok prevádzkovateľa distribučnej sústavy tak, aby bola zachovaná bezpečnosť, spoľahlivosť a stabilita prevádzky distribučnej sústavy. Deliace miesto medzi technologickými zariadeniami distribučnej sústavy a elektroenergetickými zariadeniami žiadateľa, ktorým je odberateľ elektriny alebo výrobca elektriny, sa určí prevádzkovateľom distribučnej sústavy. Ak je žiadateľom o pripojenie výrobca elektriny z obnoviteľných zdrojov alebo vysoko účinnou kombinovanou výrobou, na určenie deliaceho miesta sa vzťahuje osobitný predpis.[59])

(2) Náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy na zabezpečenie maximálnej rezervovanej kapacity budovaním nových elektroenergetických zariadení alebo úpravou existujúcich elektroenergetických zariadení prevádzkovateľa distribučnej sústavy, vyvolané pripojením žiadateľa, sa uhradia žiadateľom.

(3) Náklady Nc na pripojenie elektroenergetického zariadenia žiadateľa do distribučnej sústavy zahŕňajú

a) náklady súvisiace s obstaraním elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy vrátane jeho dopravy na určené miesto,

b) náklady súvisiace s obstaraním automatických hasiacich zariadení,

c) náklady súvisiace s obstaraním riadiaceho systému,

d) náklady na montáž,

e) iné náklady súvisiace s prípravou, projektovaním, výstavbou a pripojením elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a náklady od prevádzkovateľa sústavy, do ktorej je regulovaný subjekt pripojený.

(4) Ak žiadateľ požaduje zvýšenie existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity, cena za pripojenie za zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity sa vypočíta z rozdielu požadovanej a pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity.

(5) Ak sa pridelená maximálna rezervovaná kapacita po uplynutí 12 mesiacov od zmluvne dohodnutého termínu nevyužíva aspoň na 50 %, zníži sa na 50 % pôvodne dohodnutej maximálnej rezervovanej kapacity, ak sa žiadateľ s prevádzkovateľom sústavy nedohodne inak. Ak sa znížená

maximálna rezervovaná kapacita nevyužíva odberateľom elektriny ani ďalších 12 mesiacov po jej znížení prevádzkovateľom distribučnej sústavy, môže sa jednostranne znížiť na skutočne využívanú hodnotu za posledných 12 mesiacov, ak o zmene informuje odberateľa elektriny najneskôr 15 kalendárnych dní vopred, pričom za skutočne využívanú hodnotu sa považuje aj nulová hodnota odberu elektriny. Na základe žiadosti žiadateľa o opätovné pridelenie pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity sa táto kapacita opätovne žiadateľovi bezplatne pridelí. Podmienkou na bezplatné opätovné pridelenie maximálnej rezervovanej kapacity je predloženie žiadosti o opätovné pridelenie pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity do 12 mesiacov od zníženia maximálnej rezervovanej kapacity podľa prvej vety, ak má prevádzkovateľ distribučnej sústavy dostatočnú kapacitu. Ak žiadateľ o pripojenie nezačne odoberať elektrinu z distribučnej sústavy v priebehu 12 mesiacov, odkedy má možnosť pripojiť sa do distribučnej sústavy, zníži sa maximálna rezervovaná kapacita na úroveň 0 kW.

(6) Úhrada za pripojenie sa od odberateľa elektriny nevyžaduje pri

a) zmene dodávateľa elektriny bez zvýšenia existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity,

b) zmene odberateľa elektriny bez zvýšenia existujúcej maximálnej rezervovanej kapacity podľa schváleného prevádzkového poriadku prevádzkovateľa sústavy,

c) opätovnom pridelení pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity odbernému elektrickému zariadeniu so zohľadnením podmienok podľa odsekov 5 a 7,

d) prevode zariadenia na výrobu elektriny alebo jeho časti na iný právny subjekt, ak toto zariadenie na výrobu elektriny je súčasťou sústavy pôvodného vlastníka zariadenia.

(7) Ak žiadateľ požiadal o zníženie hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity, pri opätovnom požiadaní o zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity do výšky pôvodnej hodnoty sa neuplatňuje cena za pripojenie za zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity, ak žiadateľ predložil žiadosť o opätovné pridelenie pôvodnej maximálnej rezervovanej kapacity do dvoch rokov od požiadaného zníženia hodnoty maximálnej rezervovanej kapacity.

(8) Cena za pripojenie pre krátkodobé odbery elektriny sa určuje prevádzkovateľom distribučnej sústavy vo výške skutočne vyvolaných nákladov prevádzkovateľa distribučnej sústavy pre pripojenie odberateľa elektriny.

(9) Elektroenergetické zariadenie patriace do distribučnej sústavy sa vybuduje prevádzkovateľom distribučnej sústavy alebo podnikateľom po dohode s prevádzkovateľom distribučnej sústavy v súlade s technickými podmienkami prevádzkovateľa sústavy.

(10) Cena za pripojenie sa neuplatní, ak je odberateľ elektriny už pripojený do distribučnej sústavy a táto distribučná sústava bola prevzatá iným prevádzkovateľom distribučnej sústavy.

(11) O nadštandardné pripojenie užívateľa sústavy ide vtedy, ak elektroenergetické zariadenie žiadateľa je už pripojené do distribučnej sústavy a žiadateľ má zabezpečenú požadovanú maximálnu rezervovanú kapacitu a žiada o pripojenie s osobitnými nárokmi na spôsob zabezpečenia distribúcie elektriny, napríklad cez ďalšie napájacie vedenia. Nadštandardné pripojenie sa poskytuje z napäťovej úrovne vysokého napätia a veľmi vysokého napätia. Cena za nadštandardné pripojenia sa určí podľa spôsobu výpočtu pre štandardné pripojenie.

(12) Na účel cenovej regulácie pripojenia do distribučnej sústavy sa za nové pripojenie odberného miesta do distribučnej sústavy nepovažuje odpojenie odberného miesta od distribučnej sústavy a jeho opätovné pripojenie do distribučnej sústavy z dôvodu modernizácie alebo úpravy elektroenergetických zariadení používaných na distribúciu elektriny do tohto odberného miesta. Výpočet ceny za opätovné pripojenie odberného miesta do distribučnej sústavy sa použije primerane a môže zohľadňovať len zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity odberného miesta.

§ 42

(1) Maximálna cena za pripojenie N_O pri pripojení do od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane distribučnej sústavy alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave od 52 kV vrátane do 110 kV vrátane zahrnuje náklady na výstavbu požadovaného elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a všetky nevyhnutné úpravy elektroenergetických zariadení v 110 kV distribučnej sústave a v prenosovej sústave a vypočíta sa podľa vzorca

$$N_o = \frac{N_{VVN} \times k_o}{P_D} \times P_{MRK}$$

kde

a) N_{VVN} sú celkové náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy súvisiace s výstavbou zariadení na pripojenie žiadateľov a súvisiace úpravy v distribučnej sústave a prenosovej sústave v eurách za predchádzajúcich piatich kalendárnych rokov,

b) P_{MRK} je maximálna rezervovaná kapacita žiadateľa o pripojenie v megawattoch,

c) P_D je disponibilná kapacita na pripojenie v megawattoch vytvorená nevyhnutnými úpravami energetických zariadení v distribučnej sústave prevádzkovateľa distribučnej sústavy na základe žiadostí žiadateľov o pripojenie do distribučnej sústavy za predchádzajúcich piatich kalendárnych rokov,

d) k_o je koeficient výšky spoluúčasti žiadateľa o pripojenie, ktorý bude užívateľom sústavy, v hodnote 0,5.

(2) Pri požiadavke na zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny, potom pre výpočet podľa odseku 1 platí, že

a) N_c je celkový náklad prevádzkovateľa distribučnej sústavy v eurách súvisiaci s pripojením žiadateľov na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV za predchádzajúcich päť kalendárnych rokov,

b) P_D je celkový disponibilný výkon v megawattoch vytvorený nevyhnutnými úpravami elektroenergetických zariadení v sústave prevádzkovateľa distribučnej sústavy, na základe žiadostí žiadateľov o pripojenie na napäťovej úrovni od 52 kV vrátane do 110 kV do distribučnej sústavy za predchádzajúcich päť kalendárnych rokov,

c) P_{MRK} je maximálna rezervovaná kapacita určená podľa § 41 ods. 4.

(3) Ak sa za predchádzajúcich päť kalendárnych rokov neuskutočnili nové pripojenia, použije sa na určenie ceny za pripojenie výpočet podľa odseku 1, kde

1. P_{MRK} je maximálna rezervovaná kapacita určená podľa § 41 ods. 4,

2. N_c sú celkové náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy na zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity pripojenia a súvisiace úpravy v distribučnej sústave a prenosovej sústave v eurách.

(4) Ak sa elektroenergetické zariadenie odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny pripája do miestnej distribučnej sústavy alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny v miestnej distribučnej sústave a pripojenie vyvolá náklady na pripojenie v regionálnej distribučnej sústave a v prenosovej sústave, maximálna cena

za pripojenie zahrnuje náklady na pripojenie požadovaného elektroenergetického zariadenia u prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy a vyvolané náklady na pripojenie v regionálnej distribučnej sústave a v prenosovej sústave. Maximálna cena za pripojenie do miestnej distribučnej sústavy, do ktorej je elektroenergetické zariadenie odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny pripojené, sa uhrádza odberateľom elektriny alebo výrobcom elektriny prevádzkovateľovi miestnej distribučnej sústavy.

(5) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripája do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, alebo sa mení maximálna rezervovaná kapacita existujúceho zariadenia na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy pripojená, môžu dohodnúť v zmluve o pripojení do regionálnej distribučnej sústavy medzi prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy maximálnu rezervovanú kapacitu vo výške celkového inštalovaného výkonu takého zariadenia na výrobu elektriny, maximálne však do výšky rezervovanej kapacity, ktorú je technicky možné dodať do regionálnej distribučnej sústavy.

(6) Maximálna cena za pripojenie pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená, sa uhrádza prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy, do ktorej sa elektroenergetické zariadenie odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny pripája. Maximálna cena za pripojenie sa vypočíta podľa odseku 1, pričom pre výpočet platí, že N_c sú celkové preukázateľne vyvolané náklady prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity pripojenia a súvisiace úpravy v prenosovej sústave v eurách.

(7) Maximálna cena za pripojenie do distribučnej sústavy No určená podľa odseku 1 v eurách na kilowatt na obdobie od 1. marca roku t do posledného dňa mesiaca február roku t+1 sa oznamuje úradu najneskôr do konca februára roku t. Výpočet prevádzkovateľa distribučnej sústavy o maximálnej cene za pripojenie do distribučnej sústavy No v eurách na kilowatt na obdobie od 1. marca roku t do posledného dňa mesiaca február roku t+1 sa oznamuje úradu do konca februára roku t. Do 28. februára 2022 sa maximálna cena za pripojenie do distribučnej sústavy N_o určuje podľa ceny uplatňovanej v roku 2021.

§ 43

(1) Maximálna cena za pripojenie C_p pri pripojení odberateľa elektriny alebo výrobcu elektriny do distribučnej sústavy od 1 kV vrátane do 52 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave od 1 kV vrátane do 52 kV zahrnuje náklady na výstavbu požadovaného elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a všetky nevyhnutné úpravy elektroenergetických zariadení v distribučnej sústave a vypočíta sa podľa vzorca

$$C_p = \frac{N_{VN} \times k_o}{P_D} \times P_{MRK} \ ,$$

kde

a) N_{VN} sú celkové náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy v eurách súvisiace s pripojením žiadateľov do distribučnej sústavy na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV v roku t-1,

b) P_D je celkový disponibilný výkon v kilowattoch vytvorený nevyhnutnými úpravami elektroenergetických zariadení v sústave prevádzkovateľa distribučnej sústavy, na základe žiadostí žiadateľov o pripojenie na napäťovej úrovni od 1 kV vrátane do 52 kV do distribučnej sústavy v roku t-1,

c) P_{MRK} je maximálna rezervovaná kapacita žiadateľa o pripojenie v kilowattoch,

d) k_o je koeficient výšky spoluúčasti žiadateľa o pripojenie, ktorý bude užívateľom sústavy, v hodnote 0,5,

e) N_{VN} a P_D - skutočné hodnoty celkových nákladov a celkového disponibilného výkonu v roku t ak neboli realizované pripojenia v miestnej distribučnej sústave v roku t-1.

(2) Maximálna cena za pripojenie Cp určená podľa odseku 1 v eurách na kilowatt na obdobie od 1. marca roku t do posledného dňa mesiaca február roku t+1 sa oznamuje úradu najneskôr do konca februára roku t. Výpočet maximálnej ceny za pripojenie C_p v eurách na kilowatt na obdobie od 1. marca roku t do posledného dňa mesiaca február roku t+1 sa prevádzkovateľom distribučnej sústavy predkladá úradu do konca februára roku t.

(3) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripája do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, alebo sa mení maximálna rezervovaná kapacita existujúceho zariadenia na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy pripojená, môžu dohodnúť v zmluve o pripojení do regionálnej distribučnej sústavy medzi prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy maximálnu rezervovanú kapacitu vo výške celkového inštalovaného výkonu takého zariadenia na výrobu elektriny, maximálne však do výšky rezervovanej kapacity, ktorú je technicky možné dodať do regionálnej distribučnej sústavy. Maximálna cena za pripojenie sa určuje vo výške preukázateľne vyvolaných nákladov prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na zvýšenie maximálnej rezervovanej kapacity, najviac však do výšky podľa odseku 1.

§ 44

(1) Maximálna cena za pripojenie odberateľa elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy do 1 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave do 1 kV zohľadňuje hodnotu príkonu odberného elektroenergetického zariadenia, výšku investičných nákladov na výstavbu požadovaného elektroenergetického zariadenia prevádzkovateľa distribučnej sústavy a všetky nevyhnutné úpravy elektroenergetických zariadení v miestnej distribučnej sústave alebo v regionálnej distribučnej sústave a je určená pre amperickú hodnotu hlavného istiaceho prvku pred elektromerom cenovým rozhodnutím. Cena za pripojenie na rok t sa zvyšuje v porovnaní s cenou za pripojenie na rok t-1 o aritmetický priemer indexov jadrovej inflácie JPIt za obdobie od júla roku t-2 do júna roku t-1. V roku t sa môžu pri pripojení do miestnej distribučnej sústavy použiť ceny za pripojenie odberateľa elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy do 1 kV prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava pripojená. Ak prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy nepoužije ceny podľa predchádzajúcej vety, maximálna cena za pripojenie C_p odberateľa elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy do 1 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave do 1 kV na rok t sa určí alebo schváli na základe vlastného návrhu ceny prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy. Maximálna cena za pripojenie C_p odberateľa elektriny pri pripojení do distribučnej sústavy prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy do 1 kV alebo pri zvýšení maximálnej rezervovanej kapacity v distribučnej sústave prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy do 1 kV sa vypočíta podľa vzorca

$$C_p = \frac{N_{NN} \times k_o}{P_D} \times P_{MRK},$$

kde

a) N_{NN} sú celkové investičné náklady prevádzkovateľa distribučnej sústavy v eurách súvisiace s pripojením žiadateľov na napäťovej úrovni do 1 kV vrátane, reálne vynaložené náklady

súvisiace s pripojením žiadateľov ku dňu predloženia návrhu ceny,

b) P_D je celkový disponibilný výkon v kilowattoch vytvorený nevyhnutnými úpravami elektroenergetických zariadení v sústave prevádzkovateľa distribučnej sústavy na základe žiadostí žiadateľov o pripojenie na napäťovej úrovni do 1 kV vrátane do distribučnej sústavy,

c) P_{MRK} je maximálna rezervovaná kapacita žiadateľa o pripojenie v kilowattoch,

d) k_o je koeficient výšky spoluúčasti žiadateľa o pripojenie; pre žiadateľa, ktorý je odberateľom elektriny, je hodnota koeficientu k_o maximálne 0,4.

(2) Cena za pripojenie výrobcu elektriny sa vypočíta ako súčin ceny za pripojenie určenej podľa odseku 1 a koeficientu k. Hodnota koeficientu k sa rovná 1; ak je žiadateľom o pripojenie výrobca elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo vysoko účinnou kombinovanou výrobou, koeficient k sa rovná 1.

(3) Ak je žiadateľom o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny okrem zariadenia na výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo vysoko účinnou kombinovanou výrobou do napäťovej úrovne do 1 kV osoba, ktorej zariadenie na výrobu elektriny je pripojené do sústavy cez existujúce odberné miesto, tak cena za pripojenie tohto zariadenia na výrobu elektriny sa vypočíta ako súčin ceny určenej podľa odseku 1 a koeficientu k. Hodnota koeficientu k sa rovná 0,5, ak požadovaná maximálna rezervovaná kapacitu zariadenia na výrobu elektriny je najviac vo výške doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta. Ak požadovaná hodnota maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny je väčšia ako hodnota doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta, koeficient k je 0,5 pre maximálnu rezervovanú kapacitu zariadenia na výrobu elektriny v rozsahu do hodnoty doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta a koeficient k sa rovná 1 pre hodnotu maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny presahujúcu doterajšiu hodnotu maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta.

(4) Ak je žiadateľom o pripojenie zariadenia na výrobu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie alebo vysoko účinnou kombinovanou výrobou do napäťovej úrovne do 1 kV osoba, ktorej zariadenie na výrobu elektriny je pripojené do sústavy cez existujúce odberné miesto, tak cena za pripojenie tohto zariadenia na výrobu elektriny sa vypočíta ako súčin ceny určenej podľa odseku 1 a koeficientu k. Hodnota koeficientu k sa rovná 0,5, ak požadovaná maximálna rezervovaná kapacitu zariadenia na výrobu elektriny je najviac vo výške doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta. Ak požadovaná hodnota maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny je väčšia ako hodnota doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta, koeficient k je 0,5 pre rozsah maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny do hodnoty doterajšej maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta a koeficient k sa rovná 1 pre rozsah maximálnej rezervovanej kapacity zariadenia na výrobu elektriny presahujúci doterajšiu hodnotu maximálnej rezervovanej kapacity existujúceho odberného miesta.

(5) Ak sa zariadenie na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripája do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, alebo sa mení maximálna rezervovaná kapacita existujúceho zariadenia na výrobu elektriny výrobcu elektriny pripojeného do miestnej distribučnej sústavy, ktorá je pripojená do regionálnej distribučnej sústavy priamo alebo prostredníctvom jednej alebo viacerých miestnych distribučných sústav, prevádzkovateľ miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľ regionálnej distribučnej sústavy, do ktorej je miestna distribučná sústava prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy pripojená, môžu dohodnúť v zmluve o pripojení do regionálnej distribučnej sústavy medzi prevádzkovateľom miestnej distribučnej sústavy a prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy maximálnu rezervovanú kapacitu vo výške celkového inštalovaného výkonu takého zariadenia na výrobu elektriny,

maximálne však do výšky rezervovanej kapacity, ktorú je technicky možné dodať do regionálnej distribučnej sústavy. Maximálna cena za pripojenie sa určuje vo výške určenej podľa cenového rozhodnutia pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy na rok t podľa odseku 1.

§ 45

Ak správca bytového domu alebo spoločenstvo vlastníkov bytov a nebytových priestorov dodávateľovi elektriny alebo prevádzkovateľovi distribučnej sústavy vyhlási, že užívanie spoločných častí a spoločných zariadení bytového domu je spojené výlučne s užívaním bytov, nebytových priestorov alebo spoločných častí a spoločných zariadení len domácnosťami, distribúcia elektriny a dodávka elektriny do odberných miest spoločných častí a spoločných zariadení bytového domu sa považuje za distribúciu elektriny pre domácnosti a dodávku elektriny pre domácnosti. Ustanovenie prvej vety sa vzťahuje aj na bytový dom, v ktorom sa nachádzajú telekomunikačné zariadenia poskytovateľov elektronických komunikačných služieb poskytujúcich služby výlučne pre užívateľov bytového domu alebo technologické zariadenia na výrobu tepla a rozvod tepla dodávateľov tepla poskytujúcich služby výlučne pre užívateľov bytového domu.

Prechodné a záverečné ustanovenia

§ 46
Prechodné ustanovenia

(1) Podľa tejto vyhlášky sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2017.

(2) Do dňa doručenia cenového rozhodnutia regulovanému subjektu na rok 2017 sa uplatní cena schválená cenovým rozhodnutím na roky 2014 až 2016; rovnako sa postupuje, ak cena nie je určená.

(3) Návrhy cien na prvý rok regulačného obdobia podané podľa zákona č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach v znení neskorších predpisov do účinnosti tejto vyhlášky sa považujú za návrhy cien podané podľa tejto vyhlášky a posúdia sa v súlade s touto vyhláškou.

(4) Referenčné hodnoty investičných nákladov na obstaranie novej porovnateľnej technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny na rok 2017 a hodnoty príplatku Pzn^{i}_{t} na rok 2017 sa zverejnia na webovom sídle úradu do 28. februára 2017.

§ 46a
Prechodné ustanovenie k úpravám účinným od 20. júla 2018

Podľa úprav účinných od 20. júla 2018 sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2019 okrem ustanovení uvedených v § 12 ods. 12, § 18 ods. 2 a § 23 ods. 8, podľa ktorých sa postupuje od 20. júla 2018.

§ 46b
Prechodné ustanovenie k úpravám účinným od 1. júla 2019

Podľa úprav účinných od 1. júla 2019 uvedených v 10b sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2020.

§ 46c
Prechodné ustanovenia k úpravám účinným od 20. októbra 2019

(1) Podľa úprav účinných od 20. októbra 2019 sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2020.

(2) Pri vykonávaní cenovej regulácie týkajúcej sa tarify za prevádzkovanie systému sa koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v roku t-2 $Kistps_{t-2}$ považuje za koeficient zvýhodnenia odberového diagramu v roku t-2 Kvd_{t-2} a koeficient individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému v j-tom roku $Kistps_j$ sa považuje za koeficient zvýhodnenia odberového diagramu v j-tom roku Kvd_j.

(3) Pri vykonávaní cenovej regulácie týkajúcej sa tarify za systémové služby sa koeficient individuálnej sadzby tarify za systémové služby v roku t-2 $Kistss_{t-2}$ považuje za koeficient zvýhodnenia odberového diagramu v roku t-2 Kvd_{t-2} a koeficient individuálnej sadzby tarify za systémové služby v j-tom roku $Kistss_j$ sa považuje za koeficient zvýhodnenia odberového diagramu v j-tom roku Kvd_j.

§ 46d
Prechodné ustanovenie k úpravám účinným od 5. augusta 2021

Ak v konaní o cenovej regulácii nie je schválená cena na rok 2022 do 31. decembra 2021, do dňa doručenia cenového rozhodnutia regulovanému subjektu sa na rok 2022 uplatní cena schválená cenovým rozhodnutím na roky 2017 až 2021; rovnako sa postupuje, ak cena nie je určená alebo zmenená.

§ 46e
Prechodné ustanovenie k úpravám účinným od 25. augusta 2021

Na posúdenie zníženia ceny elektriny pre stanovenie doplatku pri predĺžení podpory doplatkom na základe návrhu ceny regulovaného subjektu predloženého úradu do 25. augusta 2021 sa použije táto vyhláška v znení účinnom od 25. augusta 2021.

§ 46f
Prechodné ustanovenia k úpravám účinným od 15. decembra 2021

(1) Podľa úprav účinných od 15. decembra 2021 sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2022 okrem úprav v § 26 ods. 7 písm. m), § 26 ods. 8 písm. j), § 32 ods. 7 a § 35 ods. 6, podľa ktorých sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2023.

(2) Na posúdenie návrhu ceny alebo návrhu na zmenu cenového rozhodnutia predloženého úradu do 15. decembra 2021 sa použije táto vyhláška v znení účinnom od 15. decembra 2021.

§ 46g
Prechodné ustanovenie k úpravám účinným od 31. marca 2022

Podľa úprav účinných od 31. marca 2022 sa prvýkrát postupuje pri vykonávaní cenovej regulácie na rok 2023.

§ 47
Zrušovacie ustanovenie

Zrušuje sa vyhláška Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 260/2016 Z. z., ktorou sa ustanovuje cenová regulácia v elektroenergetike a niektoré podmienky vykonávania regulovaných činností v elektroenergetike.

§ 48
Účinnosť

Táto vyhláška nadobúda účinnosť dňom vyhlásenia.

Jozef Holjenčík v. r.

1) Napríklad nariadenie Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia (Ú. v. EÚ L 197, 25. 7. 2015) a nariadenie Komisie (EÚ) 2017/460 zo 16. marca 2017, ktorým sa stanovuje sieťový predpis o harmonizovaných štruktúrach tarif za prepravu plynu (Ú. v. EÚ L 72, 17. 3. 2017).

1a) § 3d a § 6 ods. 14 zákona č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení zákona č. 296/2021 Z. z.

1b) § 2 písm. b) sedemnásty bod zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov.

2) § 66 opatrenia Ministerstva financií Slovenskej republiky zo 16. decembra 2002 č. 23054/2002-92, ktorým sa ustanovujú podrobnosti o postupoch účtovania a rámcovej účtovej osnove pre podnikateľov účtujúcich v sústave podvojného účtovníctva (oznámenie č. 740/2002 Z. z.) v znení opatrenia č. MF/25814/2006-74 z 12. decembra 2006 (oznámenie č. 671/2006 Z. z.).

3) Napríklad zákon č. 381/2001 Z. z. o povinnom zmluvnom poistení zodpovednosti za škodu spôsobenú prevádzkou motorového vozidla a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov, zákon č. 582/2004 Z. z. o miestnych daniach a miestnom poplatku za komunálne odpady a drobné stavebné odpady v znení neskorších predpisov, § 13 ods. 3 zákona č. 650/2004 Z. z. o doplnkovom dôchodkovom sporení a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších prepisov, zákon č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov a zákon č. 251/2012 Z. z. v znení neskorších predpisov.

4) Zákon č. 137/2010 Z. z. o ovzduší v znení neskorších predpisov.

5) § 22 až 29 zákona č. 595/2003 Z. z. o dani z príjmov v znení neskorších predpisov.
§ 28 zákona č. 431/2002 Z. z. o účtovníctve v znení neskorších predpisov.

6) § 29 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.

7) § 2 ods. 1,5 a 8 zákona č. 483/2001 Z. z. o bankách a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení zákona č. 213/2014 Z. z.

8) § 3 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení neskorších predpisov.

9) Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) č. 347/2013 zo 17. apríla 2013 o usmerneniach pre transeurópsku energetickú infraštruktúru, ktorým sa zrušuje rozhodnutie č. 1364/2006/ES a menia a dopĺňajú nariadenia (ES) č. 713/2009, (ES) č. 714/2009 a (ES) č. 715/2009 (Ú. v. EÚ L 115, 25. 4. 2013).

10) § 23 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.

11) Zákon č. 650/2004 Z. z. v znení neskorších predpisov.

12) § 76 a 76a Zákonníka práce v znení neskorších predpisov.

13) § 152 Zákonníka práce v znení neskorších predpisov.

14) Zákon č. 283/2002 Z. z. o cestovných náhradách v znení neskorších predpisov.

15) Zákon Národnej rady Slovenskej republiky č. 152/1994 Z. z. o sociálnom fonde a o zmene a doplnení zákona č. 286/1992 Zb. o daniach z príjmov v znení neskorších predpisov.

16) Nariadenie vlády Slovenskej republiky č. 395/2006 Z. z. o minimálnych požiadavkách na poskytovanie a používanie osobných ochranných pracovných prostriedkov.

17) Zákon č. 577/2004 Z. z. o rozsahu zdravotnej starostlivosti uhrádzanej na základe verejného zdravotného poistenia a o úhradách za služby súvisiace s poskytovaním zdravotnej starostlivosti v znení neskorších predpisov.
Zákon č. 355/2007 Z. z. o ochrane, podpore a rozvoji verejného zdravia a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov.

18) Zákon č. 124/2006 Z. z. o bezpečnosti a ochrane zdravia pri práci a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov.

19) § 20 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení neskorších predpisov.

20) § 59 ods. 14 opatrenia č. 23054/2002-92 (oznámenie č. 740/2002 Z. z.) v znení opatrenia č. MF/26312/2009-74 (oznámenie č. 518/2009 Z. z.).

21) § 19 ods. 2 písm. l) zákona č. 595/2003 Z. z. v znení zákona č. 60/2009 Z. z.

22) § 31 ods. 3 písm. d) zákona č. 250/2012 Z. z.

23) § 3 písm. a) šiesty bod zákona č. 251/2012 Z. z.

24) § 13 ods. 3 zákona č. 461/2003 Z. z. o sociálnom poistení.

25) Vyhláška Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 236/2016 Z. z., ktorou sa ustanovujú štandardy kvality prenosu elektriny, distribúcie elektriny a dodávky elektriny.

25a) § 24 ods. 3 zákona č. 251/2012 Z. z.

27) Vyhláška Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 490/2009 Z. z., ktorou sa ustanovujú podrobnosti o podpore obnoviteľných zdrojov energie, vysoko účinnej kombinovanej výroby a biometánu v znení neskorších predpisov.

28) § 12 ods. 2 zákona č. 251/2012 Z. z.

29) § 5 ods. 14 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 136/2011 Z. z.

30) Vyhláška Ministerstva práce, sociálnych vecí a rodiny Slovenskej republiky č. 508/2009 Z. z., ktorou sa ustanovujú podrobnosti na zaistenie bezpečnosti a ochrany zdravia pri práci s technickými zariadeniami tlakovými, zdvíhacími, elektrickými a plynovými a ktorou sa ustanovujú technické zariadenia, ktoré sa považujú za vyhradené technické zariadenia v znení neskorších predpisov.

31) § 2 ods. 3 písm. g) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 30/2013 Z. z.

32) § 40 a 41 zákona č. 251/2012 Z. z. v znení neskorších predpisov.

33) Zákon č. 157/2018 o metrológii a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení zákona č. 198/2020 Z. z.

34) § 1 zákona č. 162/1995 Z. z. o katastri nehnuteľností a o zápise vlastníckych a iných práv k nehnuteľnostiam (katastrálny zákon) v znení neskorších predpisov.

35) § 2 ods. 3 písm. a) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 30/2013 Z. z.

36) § 4 ods. 1 písm. c) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 382/2013 Z. z.

37) § 4 ods. 1 písm. b) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení neskorších predpisov.

38) § 3 ods. 11 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 30/2013 Z. z.
Vyhláška Ministerstva hospodárstva Slovenskej republiky č. 372/2011 Z. z., ktorou sa ustanovuje spôsob výpočtu ročnej výroby tepla pri výrobe elektriny spaľovaním bioplynu získaného anaeróbnou fermentáciou.

39) § 2 ods. 2 písm. k) zákona č. 309/2009 Z. z.

40) Vyhláška č. 490/2009 Z. z. v znení neskorších predpisov.

41) Vyhláška Ministerstva hospodárstva Slovenskej republiky č. 599/2009 Z. z., ktorou sa vykonávajú niektoré ustanovenia zákona o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby.

42) § 3 ods. 7 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 382/2013 Z. z.

43) § 6 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 382/2013 Z. z.

44) § 6 ods. 5 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 382/2013 Z. z.

45) § 3 ods. 6 a 8 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 382/2013 Z. z.

46) § 7 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení neskorších predpisov.

47) § 7 ods. 3 písm. b) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 30/2013 Z. z.

48) § 6 ods. 5 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

48a) § 9 ods. 2 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

48b) § 3 ods. 1 písm. c) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

48c) § 6 ods. 1 písm. a) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

48d) § 19 ods. 2 písm. i) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

48e) § 9 ods. 3 zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

48f) § 3 ods. 1 písm. e) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

48g) § 6 ods. 1 písm. d) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

49) Zákon č. 309/2009 Z. z. v znení neskorších predpisov.

49a) § 10 ods. 2 písm. b) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení neskorších predpisov.

50) Zákon č. 505/2009 Z. z. o akreditácii orgánov posudzovania zhody a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov.

50a) § 6 ods. 1 písm. b) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

50aa) § 3c zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

50b) § 19 ods. 1 písm. n) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

50c) § 88 ods. 2 písm. y) zákona č. 251/2012 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

50d) § 18a zákona č. 251/2012 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

50e) § 3 ods. 1 písm. b) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

50f) § 3 ods. 1 písm. d) zákona č. 309/2009 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

51) § 6 ods. 1 písm. b) zákona č. 309/2009 Z. z.

52) § 2 písm. a) bod 14 vyhlášky Úradu pre reguláciu sieťových odvetví č. 24/2013 Z. z., ktorou sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s elektrinou a pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s plynom.

52a) § 12 ods. 7 zákona č. 250/2012 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

52b) § 12 ods. 8 zákona č. 250/2012 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

52c) Vyhláška Štatistického úradu Slovenskej republiky č. 306/2007 Z. z., ktorou sa vydáva Štatistická klasifikácia ekonomických činností.

52d) § 12 ods. 7 písm. a) zákona č. 250/2012 Z. z. v znení zákona č. 309/2018 Z. z.

53) § 4 ods. 4 zákona č. 251/2012 Z. z.

54) § 19 ods. 2 zákona č. 595/2003 Z. z. v znení zákona č. 60/2009 Z. z.

55) Vyhláška Ministerstva spravodlivosti Slovenskej republiky č. 492/2004 Z. z. o stanovení všeobecnej hodnoty majetku v znení neskorších predpisov.

55a) Nariadenie Komisie (EÚ) 2017/1485 z 2. augusta 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy (Ú. v. EÚ L 220, 25. 8. 2017).

55b) Čl. 25 nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222.

55c) Čl. 20 nariadenia Komisie (EÚ) 2017/1485.

55d) Čl. 19 až 22 nariadenia Komisie (EÚ) 2017/2195 z 23. novembra 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Ú. v. EÚ L 312, 28. 11. 2017).

56) § 11 vyhlášky č. 24/2013 Z. z. v znení neskorších predpisov.

57) § 46 zákona č. 251/2012 Z. z.

58) Príloha č. 8 k vyhláške č. 24/2013 Z. z.

58a) § 3 písm. a) deviaty bod zákona č. 251/2012 Z. z.

59) § 5 ods. 3 zákona č. 309/2009 Z. z.

Príloha č. 1
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Podklady k návrhu ceny výrobcu elektriny

Tabuľka č. 1

Výrobca elektriny					
Sídlo/adresa trvalého pobytu					
Číslo povolenia/ potvrdenia o splnení oznamovacej povinnosti		Meno a priezvisko oprávnenej osoby		Telefónne číslo, e-mailová adresa	
Názov zariadenia na výrobu elektriny					
Adresa umiestnenia zariadenia na výrobu elektriny					
Regionálna distribučná sústava, na ktorej vymedzenom území sa zariadenie na výrobu elektriny nachádza					
Regulačný rok	t				
Údaje o výrobe a dodávke elektriny z obnoviteľných zdrojov energie					
Skutočnosť za rok t – 2					
celková výroba elektriny					MWh
výroba elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou *)					MWh
spotreba vyrobenej elektriny na vlastné využitie					MWh
technologická vlastná spotreba elektriny pri výrobe elektriny					MWh
množstvo elektriny z obnoviteľných zdrojov energie, ak je elektrina vyrábaná podľa § 6 ods. 2 alebo 3					MWh
množstvo elektriny, na ktoré sa vzťahuje doplatok podľa osobitného predpisu**)					MWh
dodávka vyrobenej elektriny na straty prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy					MWh
dodávka vyrobenej regulačnej elektriny pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy					MWh
dodávka vyrobenej elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo regionálnej distribučnej sústavy alebo cudzej miestnej distribučnej sústavy					MWh
dodávka vyrobenej elektriny použitím prenosovej sústavy alebo regionálnej distribučnej sústavy alebo cudzej miestnej distribučnej sústavy, okrem dodávky elektriny na straty pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy a regulačnej elektriny					MWh
celkové náklady na výrobu elektriny v roku t-2					euro/MWh
vážená priemerná predajná cena vyrobenej elektriny pri dodávke elektriny					euro/MWh
Predpoklad na rok t					
celková výroba elektriny					MWh
spotreba vyrobenej elektriny na vlastné využitie					MWh
výroba elektriny vysoko účinnou kombinovanou výrobou *)					MWh
technologická vlastná spotreba elektriny pri výrobe elektriny					MWh
množstvo elektriny z obnoviteľných zdrojov energie, ak je elektrina vyrábaná podľa § 6 ods. 2 alebo 3					MWh
množstvo elektriny, na ktoré sa vzťahuje doplatok podľa osobitného predpisu*)					MWh
dodávka vyrobenej elektriny na straty prevádzkovateľovi regionálnej distribučnej sústavy					MWh
dodávka vyrobenej regulačnej elektriny pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy					MWh

dodávka vyrobenej elektriny bez použitia prenosovej sústavy alebo regionálnej distribučnej sústavy alebo cudzej miestnej distribučnej sústavy		MWh
dodávka vyrobenej elektriny použitím prenosovej sústavy alebo regionálnej distribučnej sústavy alebo cudzej miestnej distribučnej sústavy okrem dodávky elektriny na straty pre prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy a regulačnej elektriny		MWh
celkové náklady na výrobu elektriny v roku t		euro/MWh
vážená priemerná predajná cena vyrobenej elektriny pri dodávke elektriny		euro/MWh
technológia výroby elektriny z obnoviteľných zdrojov energie		
inštalovaný elektrický výkon zariadenia výrobcu elektriny		MW

Vysvetlivky k tabuľke č. 1
*) Vypĺňa sa len pri cenovom konaní vo veci schválenia ceny elektriny vyrobenej vysoko účinnou kombinovanou výrobou.
**) § 4 ods. 1 písm. c) zákona č. 309/2009 Z. z.

Tabuľka č. 2 -Doby technických životnosti tried aktív nevyhnutne využívaných na prepravu elektriny vzťahujúcich sa na odpisy do konca roku 2010

Katalóg produkcie	Názov	Životnosť (roky)
291220	Čerpadlá	10
291230	Objemové kompresory a vývevy	12
292412	Zariadenia na úpravu vody - filtračné stanice	14
300210	Stroje na spracovanie dát	5
311000	Zdrojové agregáty a pohonné elektrické sústavy	20
311026	Rotačné zdroje prúdu	20
311040	Výkonové transformátory vvn/vn, vn/nn, vn/nn výkonu 10 MVA	20
311042	Transformačné stanice a rozvodne, technologická časť, konštrukcie	20
311043	Výkonové transformátory vvn/vn, vn/nn nad 10 MVA, tlmivky	20
311050	Výkonové meniče (usmerňovače)	20
312030	Rozvádzače	20
314000	Elektrochemické zdroje prúdu	6
315034	Svietidlá (len mobilné)	6
316211	Elektromechanické a elektronické zabezpečovacie zariadenie	10
322020	Zariadenia na drôtovú telekomunikáciu	5
332061	Elektronické meracie prístroje	8
332063	Mechanické meracie prístroje	10
332070	Prístroje na automatickú reguláciu a riadenie	17
341000	Dopravné prostriedky	15

Katalóg produkcie /Katalóg stavieb	Názov	Životnosť (roky)
1212	Ostatné ubytovacie zariadenia na krátkodobé pobyty	40
1220	Budovy pre administratívu	60
1242	Garážové budovy	60
1251	Priemyselné budovy	60
1252	Nádrže, silá a sklady	50
1274	Ostatné budovy	50
1279	Budovy energetické	80
2112	Miestne komunikácie	40
2122	Ostatné dráhy	30

2153	Melioračné rozvody vody a zariadenia	30
2213	Diaľkové telekomunikačné siete a vedenia	30
2214	Diaľkové elektrické rozvody vzdušné	35
2214	Diaľkové elektrické rozvody káblové	35
2222	Miestne potrubné rozvody vody	30
2223	Miestne kanalizácie	50
2224	Miestne elektrické a telekomunikačné rozvody	30
2420	Ostatné inžinierske stavby	30

Tabuľka č. 3 - Doby technických životností tried aktív nevyhnutne využívaných na prepravu elektriny vzťahujúcich sa na odpisy od roku 2011

Klasifikácia produktov podľa činností (KP) - Dlhodobý hmotný majetok - životnosť

Katalóg produktov	Názov	Životnosť (roky)	Poznámka
28.13.11	Čerpadlá	12	
28.13.28	Objemové kompresory a vývevy	14	pre kompresory pojazdné platí KP 28.13.24
28.29	Zariadenia na úpravu vody - filtračné stanice (ostatné stroje a zariadenia na všeobecné účely)	14	
26.20	Stroje na spracovanie dát (počítače a periférne zariadenia)	5	mimo TIS ochrán, ktoré majú životnosť 15 rokov
27.11.31	Elektrické motory, generátory (so vznetovým motorom)	20	
27.11.32	Elektrické motory, generátory (so zážihovým motorom - prenosná)	20	
27.11.26	Generátory na striedavý prúd (alternátory) rotačné zdroje prúdu	20	
27.11.4	Výkonové transformátory vvn/vn, vn/nn, s výkonom do 10 MVA	20	Uvedené KP platí pre trafo s kvapalinovým dielektrikom, ostatné trafá menšie ako 16kVA majú KP 27.11.42 a nad 16 kVA 27.11.43
27.11.41	Výkonové transformátory zvn/vvn, vvn/vvn vvn/vn, vn/nn s výkonom nad 10 MVA	30	Ďalej sem patrí : 27.11.41 tlmivka olejová 27.11.50 tlmivka vzduchová a pod.
27.12	Elektrické rozvodne a ovládacie zariadenia, primárna technika	30	
27.12	Elektrické rozvodne a ovládacie zariadenia, sekundárna technika	30	
27.11.50	Odpory na výbojky alebo výbojkové trubice, statické meniče, ostatné induktory	20	
27.12.31	Rozvodné panely a ostatné základne vybavené elektrickými	20	

27.12.32	spínacími alebo ochrannými zariadeniami (rozvádzače)		
27.20	Batérie a akumulátory (elektrochemické zdroje prúdu)	8	
27.40	Elektrické svietidlá (len mobilné)	6	
26.30.50 26.30.60 27.90.11	Elektromechanické a elektronické zabezpečovacie zariadenie (poplachové zariadenia)	10	
26.51	Meracie, testovacie a navigačné zariadenia	8	Posledné dvojčíslie KP : 12 - zameriavacie zariadenia 20 - rádionavigačné prístroje 42 - osciloskopy 43 - zariadenia na meranie elektrických veličín 45 - zariadenia na meranie a kontrolu elektrických veličín 51 - barometre , vlhkomery 52 - meradlá priebehu, tlaku a hladiny kvapalín a plynov 53 - zariadenia na chemické rozbory 63 - meradlá spotreby elektrickej energie 65 - automatické regulačné prístroje neelektrické 66 - Ostatné meracie prístroje
26.20	Počítače a periférne zariadenia, prístroje na automatickú reguláciu a riadenie	15	napr. 26.20.14 riadiaci terminál RIS, 26.20.12 FOX, PCM, ETL, SWT a pod.
29	Osobné autá a dopravné príslušenstvo	8	napr. 29.10.21 zážihový motor do 1500 cm3 29.10.22 zážihový motor nad 1500 cm3 29.10.23 diesel
29	Nákladné autá, traktory a príslušenstvo	8	napr. 29.10.41 nákladné auto 29.30.22 traktor a pod.
26.30	Komunikačné zariadenie	6	
28.25	Chladiace a vetracie zariadenia, filtrovanie a čistenie plynov	8	
28.29	Ostatné stroje a zariadenia na všeobecné účely, i.n.	12	
28.49.12	Obrábacie stroje na opracovanie dreva, korku, tuhých plastov a pod.	10	
28.22.13	Mostový žeriav	20	

28.41.21	Stroje na tvarovanie kovov	10	Posledné dvojčíslie KP : 12 - obrábacie centrá 21 - sústruhy 23 - brúsky 22 - vŕtačky, frézy 24 - stroje na pílenie a a orezávanie 31 - stroje na ohýbanie 33 - buchary, lisy
31	Nábytok	8	
25.99	Hotové kovové výrobky	15	
25.73	Nástroje ručné mechanické	8	
28.24	Elektromechanické ručné nástroje so vstavaným motorom	8	
26.40.20	Spotrebná elektronika	7	Uvedené KP platí pre televízory, videokamery majú KP 26.40.33, magnetofóny majú KP 26.40.32, rozhlasové prijímače majú KP 26.40.12.
32.50.21	Terapeutické nástroje a prístroje, dýchacie prístroje	7	
16.23.20	Montované stavby z dreva	12	
26.70.13	Optické a fotografické prístroje a zariadenia	8	Posledné dvojčíslie KP : 13 - digitálne fotoaparáty 14 - fotografické prístroje 22 - ďalekohľady, mikroskopy
28.21	Pece a horáky	17	
28.22.15	Zdvíhacie a manipulačné zariadenia	17	Posledné dvojčíslie KP : 11 - kladkostroje 15 - zdvíhacie vozíky 18 - ostatné zdvíhacie a manipulačné zariadenia

Klasifikácia stavieb - Dlhodobý hmotný majetok (DHM) – životnosť

Katalóg stavieb	Názov	Životnosť (roky)	Poznámka
1212	Ostatné ubytovacie zariadenia na krátkodobé pobyty	40	
1220	Budovy pre administratívu	60	
1242	Garážové budovy	60	Murované
		30	Plechové
1251	Priemyselné budovy	60	
1252	Nádrže, silá a sklady	50	Murované
		25	Plechové
1274	Ostatné budovy	50	
2111	Cestné komunikácie	50	
2112	Miestne komunikácie	50	
2122	Ostatné dráhy	30	
2153	Melioračné rozvody vody a zariadenia	30	
2213	Diaľkové telekomunikačné siete a vedenia	30	
2214	Diaľkové elektrické rozvody vzdušné	35	
2214	Diaľkové elektrické rozvody káblové	35	
2221	Miestne plynovody	40	
2222	Miestne potrubné rozvody vody	30	
2223	Miestne kanalizácie	50	
2224	Miestne elektrické a telekomunikačné rozvody	30	
2302	Stavby energetických zariadení	80	
2420	Ostatné inžinierske stavby	30	Ostatné zariadenie budov - klimatizácia, výťahy, IT rozvody/ oplotenie pletivo/ a pod.

Dlhodobý nehmotný majetok (DNM) - životnosť

KP/KS	Názov	Životnosť (roky)	Poznámka
58.29.29	Softvér	4	Uvedené KP platí pre aplikačný program zabalený, pre operačný softvér zabalený platí KP 58.29.11, pre sieťový softvér zabalený platí KP 58.29.12, pre stiahnutý aplikačný program platí KP 58.29.32

58.29.50	Oceniteľné právo, licencia		Podľa licenčných zmlúv
2214	Vecné bremeno	*/	*/ Doba odpisovania - životnosť vecných bremien bude rovnaká ako doba uvedená v podmienkach v zmluve o zriadení vecného bremena (týka sa ďalších nákladov za líniové stavby, Est, inžinierske siete a pod. po zaradení DM do majetku po kolaudácii

Príloha č. 2
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Podklady k návrhu ceny organizátora krátkodobého trhu s elektrinou

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz investičných výdavkov	plán na regulačné obdobie	do 31. marca roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
2	Výkaz výdavkov	plán na regulačné obdobie	do 31. marca roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
3	Výkaz vybraných nákladov / výnosov	skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		predpoklad t	do 31. októbra roka t-1

Vysvetlivky k tabuľke
1. Výkaz investičných výdavkov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou
Výkaz investičných výdavkov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou VIV-EI zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na investície za predchádzajúce dva roky „t-3 a t-2", predpokladané výdavky na investície v roku predloženia výkazu „t-1" a plán investícií na päť rokov dopredu, to znamená za roky t až t+4.

	VIV-E-	rok t-3	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
1	Zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok								
2	Organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou								
3	Správa a zber nameraných údajov								
4	Centrálna fakturácia								
5	Investície do regulovaných činností celkom								

2. Výkaz výdavkov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou
Výkaz výdavkov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou VV-EO zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na odpisy za predchádzajúce dva roky „t-3 a t-2", predpokladané výdavky na investície v roku predloženia výkazu „t-1" a plán odpisov na päť rokov dopredu, to znamená za roky t až t+4.

	VV-E-	rok t-3	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
1	Zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok								
2	Organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou								
3	Správa a zber nameraných údajov								
4	Centrálna fakturácia								
5	Odpisy do regulovaných činností celkom								

3. Výkaz vybraných nákladov a výnosov organizátora krátkodobého trhu s elektrinou

Vybrané náklady/výnosy organizátora krátkodobého trhu s elektrinou		tisíc eur
1	náklady za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok	
2	náklady za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou	
3	náklady za správu a zber nameraných údajov	
4	náklady za centrálnu fakturáciu	
5	náklady za organizovanie trhu hradené v TPS	
6	výnosy za zúčtovanie, vyhodnotenie a vysporiadanie odchýlok	
7	výnosy za organizovanie a vyhodnotenie krátkodobého trhu s elektrinou	
8	výnosy za správu a zber nameraných údajov	
9	výnosy za centrálnu fakturáciu	

.

Príloha č. 3
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Podklady k návrhu ceny za prístup do prenosovej sústavy a prenos elektriny predkladané prevádzkovateľom prenosovej sústavy

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz investičných výdavkov	plán na regulačné obdobie	do 31. marca roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. augusta roka t-1
2	Výkaz bilančný	skutočnosť t-2	do 31. júla roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. augusta roka t-1
		predpoklad t	do 31. augusta roka t-1
3	Výkaz cenových štatistík	skutočnosť t-2	do 30. júna roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. augusta roka t-1
		predpoklad t	do 31. augusta roka t-1
4	Výkaz vybraných nákladov / výnosov	skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. augusta roka t-1
		predpoklad t	do 31. augusta roka t-1
5	Výkaz podporných služieb	mesačné hodnoty	do 20. dňa nasledujúceho mesiaca
		skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
6	Výkaz regulačnej elektriny	mesačné hodnoty	do 20. dňa nasledujúceho mesiaca
		skutočnosť t-2	do 31. mája roka t-1
7	Výnosy za rezervovanú kapacitu od výrobcov elektriny	skutočnosť za regulačný rok t-2 plán na regulačný rok t	do 31. augusta roka t-1

Vysvetlivky k tabuľke
1. Výkaz investičných výdavkov prevádzkovateľa prenosovej sústavy
Výkaz investičných výdavkov prevádzkovateľa prenosovej sústavy VIV-E-PS zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na investície za predchádzajúce dva roky „t-3 a t-2", predpokladané výdavky na investície v roku predloženia výkazu „t-1" a plán investícií na päť rokov dopredu, to znamená za roky t až t+4.

	VIV-E-PS	rok t-3	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
1	Prenos elektriny								
2	z toho vedenia								
3	z toho transformátorové stanice								
4	z toho dispečing								
5	z toho ostatné								
6	Investície do regulovaných činností celkom								

V riadku 5 „z toho ostatné" sa uvádzajú údaje o investícii, ktorá súvisí s prenosom elektriny a nie je uvedená v riadkoch 2, 3 alebo 4.

2. Výkaz ročnej bilancie fyzických tokov elektriny prevádzkovateľa prenosovej sústavy
V tabuľkách „Objem elektriny na vstupe“ a „Objem elektriny na výstupe“ sa udávajú namerané toky elektriny. Ak na niektorých vstupoch alebo výstupoch neboli hodnoty namerané, udávajú sa hodnoty určené výpočtom.

Objem elektriny na vstupe

Elektrina na vstupe		MWh
	a	b
1	Výrobca elektriny/prenosová sústava	
2	Regionálna distribučná sústava /prenosová sústava	
3	Miestna distribučná sústava/ prenosová sústava	
4	Zahraničie/ prenosová sústava	
5	Celkom	

V tabuľke sa vykazujú v megawatthodinách za rok tieto hodnoty:
a) dodávka elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní výrobcu elektriny a prenosovej sústavy; hodnoty sa vyplnia pre tých výrobcov elektriny, ktorí sú do prenosovej sústavy pripojení priamo a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 1),
b) dodávka elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní s regionálnou distribučnou sústavou (riadok 2),
c) dodávka elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní s miestnou distribučnou sústavou (riadok 3),
d) dodávka elektriny do prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a zahraničnej prenosovej alebo zahraničnej distribučnej sústavy (riadok 4),
e) celková dodávka elektriny do prenosovej sústavy; súčet riadkov 1 až 4 (riadok 5).

Objem elektriny na výstupe

Elektrina na výstupe		MWh
	a	b
1	Prenosová sústava/regionálna distribučná sústava	
2	Prenosová sústava/miestna distribučná sústava	
3	Prenosová sústava/výrobca elektriny	
4	Prenosová sústava/odberateľ elektriny	
5	Prenosová sústava/zahraničie	
6	Celkom	

V tabuľke sa vykazujú v megawatthodinách za rok tieto hodnoty:
a) odber elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a regionálnej distribučnej sústavy (riadok 1),
b) odber elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a miestnej distribučnej sústavy (riadok 2),
c) odber elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a výrobcu elektriny; hodnoty sa vyplnia pre tých výrobcov elektriny, ktorí sú do prenosovej sústavy regulovaného subjektu pripojení priamo a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 3),
d) odber elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a odberateľa elektriny; sú to odberatelia, ktorí sú do prenosovej sústavy regulovaného subjektu pripojení priamo, a nie prostredníctvom distribučnej sústavy (riadok 4),
e) odber elektriny z prenosovej sústavy na rozhraní prenosovej sústavy a zahraničnej prenosovej alebo zahraničnej distribučnej sústavy (riadok 5),
f) celkový odber elektriny z prenosovej sústavy, súčet riadkov 1 až 5 (riadok 6).

Vlastná spotreba a straty

Vlastná spotreba a straty		MWh
	a	b
1	Vlastná spotreba	
2	Straty	

3. Výkaz cenových štatistík prevádzkovateľa prenosovej sústavy

Uplatňované údaje		Technická jednotka - popis	Technická jednotka - množstvo	tisíc eur
	a	b	c	d
1	Počet odovzdávacích miest	x		x
2	Položka 1			
3	Položka 2			
4	Položka 3			
5	Položka 4			
6	Položka 5			
7	Položka 6			
8	Položka 7			
9	Položka 8			
10	Položka 9			
11	Položka 10			
12	Celkom	x	x	

V riadku 1 sa vo výkaze uvádza počet odovzdávacích (odberných) miest. V ďalších riadkoch sa v stĺpci a uvádzajú položky, na základe ktorých je určovaná cena za prenos elektriny (napríklad stála platba, prenesená elektrina, rezervovaná kapacita), v stĺpci b sa uvádzajú technické jednotky, ktoré k týmto položkám patria (napríklad MWh, MW), v stĺpci c sa uvádza množstvo takto spoplatnených položiek (počet prenesených MWh, počet rezervovaných MW) a v stĺpci d sa uvádzajú výnosy z jednotlivých položiek. Vo výkaze sa rovnako uvádzajú systémové služby. Vo výkaze sa uvádzajú aj prirážky za nedodržanie zmluvných hodnôt. Ak je viac prenosových sadzieb, výkaz sa vypĺňa pre jednotlivé sadzby osobitne.

4. Výkaz vybraných nákladov a výnosov prevádzkovateľa prenosovej sústavy

Vybrané náklady/výnosy prevádzkovateľa prenosovej sústavy		tisíc eur
1	Náklady na nákup elektriny na krytie strát	
2	Náklady na nákup elektriny pre vlastnú spotrebu	

Druh nakúpenej podpornej služby		tisíc eur
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14	Celkom	

V tabuľke sa vyplnia druhy nakúpených podporných služieb podľa technických podmienok prístupu a pripojenia a pravidiel prevádzkovania prenosovej sústavy.

5. Výkaz podporných služieb (VPpS)

VPpS	Primárna regulácia		Sekundárna regulácia		30-minútová terciárna regulácia kladná		30-minútová terciárna regulácia záporná		3-minútová terciárna regulácia kladná		3-minútová terciárna regulácia záporná	
Dátum a čas	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena
	MW	euro/MW	MW	euro/MW	MW	euro/MW	MW	euro/MW	MW	euro/MW	MW	euro/MW
dd.mm.hh												
dd.mm.hh												

VPpS	10-minútová terciárna regulácia kladná		10-minútová terciárna regulácia záporná		Zníženie odberu elektriny		Zvýšenie odberu elektriny	
Dátum a čas	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena	Objem	Priemerná cena
	MW	euro/MW	MW	euro/MW	MW	euro/MW	MW	euro/MW
dd.mm.hh								
dd.mm.hh								

dd.mm.hh znamená deň, mesiac, hodina

Vo výkaze podporných služieb sa uvádzajú nakúpené objemy (MW) a priemerné ceny (euro/MW) pre jednotlivé typy podporných služieb v jednotlivých hodinách mesiaca. Priemerná cena sa vypočíta ako priemerná cena nakúpených podporných služieb pre danú hodinu.

6. Výkaz regulačnej elektriny (VEreg)

VEreg	Regulačná elektrina +		Regulačná elektrina -	
Dátum a čas	Objem	Cena	Objem	Cena
	MWh	euro/MWh	MWh	euro/MWh
dd.mm.hh				

dd.mm.hh				

dd.mm.hh znamená deň, mesiac, hodina
Vo výkaze regulačnej elektriny sa uvádzajú nakúpené objemy (MWh) a priemerné ceny (euro/MWh) kladnej regulačnej elektriny a zápornej regulačnej elektriny v jednotlivých hodinách mesiaca. Priemerná cena sa vypočíta ako priemerná cena nakúpenej regulačnej elektriny pre danú hodinu.

7. Výkaz skutočných a plánovaných výnosov z rezervovanej kapacity (RK) výrobcov elektriny uplatňovanej pri výrobe elektriny

Číslo	Výkaz výnosov z RK výrobcov elektriny	Inštalovaný výkon rok t-2	Výnosy v roku t-2	Inštalovaný výkon rok t	Výnosy v roku t
		MW	tisíc eur	MW	tisíc eur
	a	b	c	d	e
1	Prenosová sústava				

Príloha č. 4
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Podklady k návrhu ceny prevádzkovateľa regionálnej distribučnej sústavy

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz prevádzkových nákladov	skutočnosť za regulačný rok t-2 očakávaná skutočnosť za rok t-1 plán na regulačný rok t	do 30. septembra roka t-1
2	Výkaz skutočných a plánovaných investícií do distribúcie	skutočnosť za regulačný rok t-2 očakávaná skutočnosť za rok t-1 plán na regulačný rok t	do 30. septembra roka t-1
3	Výkaz ziskov a strát - Výnosy	skutočnosť za regulačný rok t-2 očakávaná skutočnosť za rok t-1	do 30. septembra roka t-1
4	Výkaz ziskov a strát - Náklady	skutočnosť za regulačný rok t-2 očakávaná skutočnosť za rok t-1	do 30. septembra roka t-1
5	Výkaz ziskov a strát - Hospodársky výsledok	skutočnosť za regulačný rok t-2 očakávaná skutočnosť za rok t-1	do 30. septembra roka t-1
6	Toky elektriny v distribučnej sústave	skutočnosť za regulačný rok t-2 očakávaná skutočnosť za rok t-1 plán na regulačný rok t	do 30. septembra roka t-1
7	Nákup elektriny na krytie strát	skutočnosť za regulačný rok t-2	do 30. septembra roka t-1
8	Technické parametre prevádzkovateľa distribučnej sústavy	skutočnosť za regulačný rok t-2	do 30. septembra roka t-1
9	Výkaz vyradeného majetku - skutočnosť	skutočnosť za regulačný rok t-2	do 30. septembra roka t-1
10	Iné náklady	skutočnosť za regulačný rok t-2	do 30. septembra roka t-1
11	Výnosy za rezervovanú kapacitu od výrobcov elektriny	skutočnosť za regulačný rok t-2 plán na regulačný rok t	do 30. septembra roka t-1

Tabuľka č. 1 - Výkaz prevádzkových nákladov

Regulovaný subjekt		Náklady celkom (mimo odpisov)	Opravy a údržba	Prevádzkovanie a obsluha	Iné prevádzkové náklady	Podporné náklady (prevádzková réžia)	Spoločné náklady (správna réžia)	Odpisy
Rok		tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur	tisíc eur
	a	b	c	d	e	f	g	h
1	Distribúcia elektriny celkom							
2	Distribúcia elektriny VVN celkom							
3	Distribúcia elektriny VVN - náklady viazané k priamo priraditeľnému majetku							
4	vonkajšie vedenia VVN							
5	káblové vedenia VVN							
6	stanice VVN							
7	elektromerová služba a odpočty určených meradiel VVN							
8	Distribúcia elektriny VN celkom							
9	Distribúcia elektriny VN - náklady viazané k priamo priraditeľnému majetku							
10	vonkajšie vedenia VN							
11	káblové vedenia VN							
12	stanice VN							
13	elektromerová služba a odpočty meradiel VN							
14	Distribúcia elektriny NN celkom							
15	Distribúcia elektriny NN - náklady viazané k priamo priraditeľnému majetku							

16	vonkajšie vedenia NN							
17	káblové vedenia NN							
18	stanice NN (DTS)							
19	elektromerová služba a odpočty meradiel NN							
20	DRT celkom							
21	Podporné činnosti distribúcie celkom							
22	Spoločná činnosť alokovaná na distribúciu							
23	Spoločná činnosť							
24	Obchodná činnosť (predaj oprávneným odberateľom elektriny okrem domácností)							
25	Obchodná činnosť (dodávka elektriny pre domácnosti)							
26	Neoprávnené náklady na regulovanú činnosť							
27	Neregulovaná činnosť							
28	Celkom							

Vysvetlivky k tabuľke č. 1
DTS - distribučné transformátory
VVN – veľmi vysoké napätie
VN – vysoké napätie
NN – nízke napätie
DRT – dispečerská riadiaca technika
Do riadkov 1 až 25 sa doplnia len ekonomicky oprávnené náklady.

Tabuľka č. 2 - Výkaz skutočných a plánovaných investícií do distribúcie elektriny

Číslo	Výkaz investícií distribúcie / rok	t-2	t
		tisíc eur	tisíc eur
	a	b	c
1	Distribúcia elektriny celkom:		
2	Distribúcia elektriny VVN		
3	z toho výnosy za pripojenie na VVN		
4	Distribúcia elektriny VN		
5	z toho výnosy za pripojenie na VN		
6	Distribúcia elektriny NN		
7	z toho výnosy za pripojenie na NN		
8	DRT celkom		
9	Podporné činnosti distribúcie elektriny celkom		
10	Spoločné činnosti spoločnosti alokované na distribúciu		
11	Spoločné činnosti spoločnosti		
12	Obchodné činnosti (predaj oprávneným odberateľom elektriny okrem domácností)		
13	Obchodné činnosti (dodávka elektriny odberateľom elektriny v domácnosti)		
14	Neregulované činnosti		
15	Celkom		

Vysvetlivky k tabuľke č. 2
VVN – veľmi vysoké napätie
VN – vysoké napätie
NN – nízke napätie

Tabuľka č. 3 - Výkaz ziskov a strát - Výnosy

Regulovaný subjekt			Rok			
Výkaz: Výnosy - hospodársky výsledok			Celkom	Distribúcia elektriny	Ostatné	Dodávka elektriny pre domácnosti
Číslo	Označenie vo výsledovke		tisíc eur			
		a	b	c	d	e
1	I.	Tržby za predaj tovaru				
2	II.	Výkony				
3	II. 1.	Tržby za predaj vlastných výrobkov a služieb				
4		Tržby z distribúcie elektriny VVN				
5		Tržby z distribúcie elektriny VN				
6		Tržby z distribúcie elektriny NN				
7		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS - prietoky				
8		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS – VVN				
9		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS – VN				
10		Tržby z distribúcie elektriny pre susedné PDS – NN				
11		Tržby z distribúcie elektriny - platby za prekročenie rezervovanej kapacity				
12		- platby za prekročenie rezervovanej kapacity na VVN				
13		- platby za prekročenie rezervovanej kapacity na VN				
14		Tržby z distribúcie elektriny - pripojovacie poplatky				

15		- pripojovacie poplatky VVN				
16		- pripojovacie poplatky VN				
17		- pripojovacie poplatky NN				
18		Tržby z refakturácie poplatkov za náklady za prevádzkovanie systému				
19		Tržby z refakturácie poplatkov za systémové služby				
20		Tržby z refakturácie poplatkov za prenosové služby				
21		Tržby z distribúcie elektriny - za ostatné platby spojené s distribúciou				
22		Ostatné tržby prevádzkovateľa distribučnej sústavy				
23	II. 2.	Zmena stavu zásob vlastnej činnosti				
24	II. 3.	Aktivácia				
25	III.	Tržby z predaja dlhodobého majetku a materiálu				
26	IV.	Zúčtovanie rezerv a časového rozlíšenia prevádzkových výnosov				
27	V.	Zúčtovanie opravných položiek do prevádzkových výnosov				
28	VI.	Ostatné prevádzkové výnosy				
29		z toho ostatné prevádzkové výnosy znižujúce prevádzkové náklady				
30		z toho ostatné prevádzkové výnosy				
31	VII.	Prevod prevádzkových výnosov				
32		Prevádzkové výnosy celkom				
33	VIII.	Tržby z predaja cenných papierov a podielov		**X**	**X**	**X**
34	IX.	Výnosy z dlhodobého finančného majetku		**X**	**X**	**X**
35	X.	Výnosy z krátkodobého finančného majetku		**X**	**X**	**X**
36	XI.	Zúčtovanie rezerv do finančných výnosov		**X**	**X**	**X**
37	XII.	Výnosy z precenenia cenných papierov a derivátov		**X**	**X**	**X**
38	XIII.	Výnosové úroky		**X**	**X**	**X**
39	XIV.	Ostatné finančné výnosy		**X**	**X**	**X**

40	XV.	Prevod finančných výnosov		**X**	**X**	**X**
41		Finančné výnosy celkom		**X**	**X**	**X**
42	XVI.	Mimoriadne výnosy				

Vysvetlivky k tabuľke č. 3
PDS - prevádzkovateľ distribučnej sústavy
VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie

Tabuľka č. 4 - Výkaz ziskov a strát - Náklady

Regulovaný subjekt			Rok			
Výkaz: Náklady - hospodársky výsledok			Celkom	Distribúcia	Ostatné	Dodávka elektriny pre domácnosti
Číslo	Označenie vo výsledovke		tisíc eur			
		a	b	c	d	e
1	A.	Náklady vynaložené na predaný tovar				
2	B.	Výkonová spotreba				
3	B.1.	Spotreba materiálu a energie				
4		elektrická energia – straty				
5		elektrická energia - vlastná spotreba				
6		ostatné energie				
7		spotreba materiálu				
8	B.2.	Služby				
9		náklady na nákup služieb systému				

10		náklady na nákup systémových služieb				
11		náklady na nákup prenosových služieb				
12		náklady na nákup distribučných služieb susedných PDS				
13		distribučné služby susedných PDS - VVN				
14		distribučné služby susedných PDS - VN				
15		distribučné služby susedných PDS - NN				
16		opravy a údržba				
17		cestovné náklady				
18		náklady na reprezentáciu				
19		finančný prenájom				
20		nájomné – ostatné				
21		služby – informačné technológie				
22		náklady, konzultácie a poradenské firmy				
23		odpočty, ciachovanie, overovanie určených meradiel				
24		ostatné služby				
25	C.	Osobné náklady				
26	C.1.	mzdové náklady				
27	C.2.	odmeny členom štatutárnych orgánov spoločnosti				
28	C.3.	náklady na verejné zdravotné poistenie, sociálne poistenie a starobné dôchodkové sporenie				
29	C.4.	sociálne náklady				
30	D.	Dane a poplatky				
31	E.	Odpisy a opravné položky k dlhodobému hmotnému a nehmotnému majetku				

32	F.	Zostatková cena predaného dlhodobého majetku a materiálu				
33	G.	Zmena stavu rezerv a opravných položiek v prevádzkovej oblasti				
34	H.	Zúčtovanie opravných položiek do prevádzkových nákladov				
35	I.	Iné prevádzkové náklady				
36		Poistenie				
37		ďalšie iné prevádzkové náklady				
38	J.	Prevod prevádzkových nákladov				
39		druhotné náklady - prevádzkovanie				
40		druhotné náklady - opravy a réžia				
41		druhotné náklady - prevádzková réžia				
42		druhotné náklady - správna réžia				
43		druhotné náklady – iné				
44		Prevádzkové náklady celkom				
45	K.	Predané cenné papiere a podiely		X	X	X
46		Náklady z finančného majetku		X	X	X
47		Náklady z precenenia cenných papierov a derivátov		X	X	X
48	M.	Zmena stavu rezerv a opravných položiek vo finančnej oblasti		X	X	X
49	N.	Nákladové úroky		X	X	X
50	O.	Iné finančné náklady		X	X	X
51		bankové poplatky		X	X	X
52		poistenie		X	X	X
53		iné		X	X	X
54	P.	Prevod finančných nákladov		X	X	X

55		Finančné náklady celkom		**X**	**X**	**X**
56		Mimoriadne náklady				

Vysvetlivky k tabuľke č. 4
VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie
PDS - prevádzkovateľ distribučnej sústavy

Tabuľka č. 5 - Výkaz ziskov a strát - Hospodársky výsledok

Regulovaný subjekt			Rok			
Výkaz: Hospodársky výsledok			Celkom	Distribúcia	Ostatné	Dodávka elektriny pre domácnosti
Číslo	Označenie vo výsledovke		tisíc eur			
		a	b	c	d	e
1	*	Prevádzkový výsledok hospodárenia				
2	*	Finančný výsledok hospodárenia		X	X	X
3	R.	Daň z príjmov za bežnú činnosť		X	X	X
4	R.1.	splatná		X	X	X
5	R.2.	odložená		X	X	X
6	**	Výsledok hospodárenia za bežnú činnosť		X	X	X
7	T.	Daň z príjmov z mimoriadnej činnosti		X	X	X
8	T.1.	splatná		X	X	X
9	T.2.	odložená		X	X	X
10	*	Mimoriadny výsledok hospodárenia		X	X	X
11		Výsledok hospodárenia pre zdanením				
12	***	Výsledok hospodárenia za účtovné obdobie		X	X	X

Tabuľka č. 6 - Toky elektriny v distribučnej sústave

Regulovaný subjekt			Rok			
Výkaz: Toky elektriny v distribučnej sústave						
		Stav spracovania hodnôt roku	skutočnosť			
Číslo		Názov položky / napäťová úroveň	VVN	VN	NN	Spolu
		Označenie stĺpca / Jednotka	MWh/r	MWh/r	MWh/r	MWh/r
		A	b	c	d	
1	Vstup	Sústava PPS/VVN; transformácia z vyššej napäťovej úrovne (VVN/VN, VN/NN)				
2		Dodávka elektriny zo zdrojov Slovenských elektrární, a.s. do sústavy PDS				
3		Dodávka elektriny od susedných PDS:				
4		Západoslovenská Distribučná, a. s.				
5		Stredoslovenská energetika – Distribúcia, a. s.				
6		Východoslovenská distribučná, a. s.				
7		Dodávka elektriny z vlastných zdrojov PDS do sústavy PDS				
8		Dodávka elektriny zo zdrojov ostatných výrobcov elektriny vrátane vlastnej výroby elektriny do sústavy PDS				
9		Dovoz elektriny zo zahraničia na úrovni DS celkom				
10		z toho dovoz elektriny z Česka				
11		z toho dovoz elektriny z Maďarska				
12		z toho dovoz elektriny z Poľska				
13		z toho dovoz elektriny z Ukrajiny				
14		z toho tranzit elektriny celkom				
15		Prevádzkovatelia miestnych distribučných sústav				
16		Vstup do hladiny celkom				
17		Z toho vstup do distribučnej sústavy regulovaného subjektu v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky				

18		Odberatelia elektriny v domácnosti				
19		Oprávnení odberatelia okrem odberateľov elektriny v domácnosti				
20		Odber výrobcov elektriny zo sústavy PDS - bez PVE				
21		Dodávka elektriny susedným PDS:				
22		Západoslovenská Distribučná, a. s.				
23		Stredoslovenská energetika – Distribúcia, a. s.				
24		Východoslovenská distribučná, a. s.				
25		Dodávka elektriny do sústavy PPS				
26		Odber PVE v režime čerpania zo sústavy PDS				
27	Výstup	Vývoz elektriny (do zahraničia) na úrovni PDS celkom				
28		z toho vývoz elektriny do Česka				
29		z toho vývoz elektriny do Maďarska				
30		z toho vývoz elektriny do Poľska				
31		z toho vývoz elektriny na Ukrajinu				
32		z toho tranzit elektriny celkom				
33		Prevádzkovatelia miestnych distribučných sústav				
34		Výstup z napäťovej úrovne celkom				
35		Z toho odber elektriny koncovými odberateľmi elektriny pripojenými do distribučnej sústavy regulovaného subjektu v rámci prevádzky preukázateľne oddelenej od elektrizačnej sústavy Slovenskej republiky				
36		Vlastná spotreba elektriny PDS				
37		Celkové straty elektriny na napäťovej úrovni				
38		Výstup do transformácie (VVN/VN, VN/NN) na strane vyššieho napätia				
		Bilancia - kontrola				

PPS - prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PDS - prevádzkovateľ distribučnej sústavy
PVE - prečerpávacia vodná elektráreň
VVN - veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie

Tabuľka č. 7 - Nákup elektriny na krytie strát

Regulovaný subjekt		Rok	t-2
		Stav spracovania hodnôt roku	
Výkaz: Nákup elektriny na krytie strát			Nakúpené množstvo
Číslo	Dodané od subjektu		MWh
	a		c
1	Slovenské elektrárne, a. s.		
2	Vlastné zariadenia na výrobu elektriny PDS		
3	Zariadenia na výrobu elektriny z OZE	Malé vodné elektrárne	
4		Biomasa	
5		Veterné elektrárne	
6		Geotermálna energia	
7		Bioplyn	
8		Slnečná energia	
9	Ostatní dodávatelia elektriny	Mestské teplárne	
10		Elektrina z KVET	
11		Závodné teplárne	
12	Celkom		

Vysvetlivky k tabuľke č. 7
PDS - prevádzkovateľ distribučnej sústavy
OZE - obnoviteľné zdroje energie
KVET - kombinovaná výroba elektriny a tepla

Tabuľka č. 8 - Technické parametre prevádzkovateľa distribučnej sústavy

Regulovaný subjekt	Technické parametre / Rok		
Číslo	Položka	Jednotka	Skutočnosť roku t-2
	a	b	c
1	Distribúcia elektriny VVN		
2	vonkajšie vedenia VVN	km	
3	káblové vedenia VVN	km	
4	kapacita transformácie PS/VVN	MVA	
5	počet transformátorov PS/VVN	kus	
6	Distribúcia elektriny VN		
7	vonkajšie vedenia VN	km	
8	káblové vedenia VN	km	
9	kapacita transformácie VVN/VN	MVA	
10	počet transformátorov VVN/VN	kus	

11	Distribúcia elektriny NN		
12	vonkajšie vedenia NN	km	
13	káblové vedenia NN	km	
14	kapacita transformácie VN/NN	MVA	
15	počet transformátorov VN/NN	kus	

Tabuľka č. 9 - Vyradený majetok - skutočnosť

Číslo	Regulovaný subjekt		Rok t-2 tisíc eur
		a	b
1		VVN	
2		VN	
3		NN	

Vysvetlivky k tabuľke č. 9
VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie

Tabuľka č. 10 - Iné náklady

Číslo	Výkaz: Iné náklady	Rok t-2 tisíc eur
	a	b
1	Distribúcia elektriny celkom	
2	Distribúcia elektriny VVN	
3	Distribúcia elektriny VN	
4	Distribúcia elektriny NN	

Vysvetlivky k tabuľke č. 10
VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie

Tabuľka č. 11 – Výkaz skutočných a plánovaných výnosov z rezervovanej kapacity výrobcov elektriny uplatňovanej pri výrobe elektriny

Číslo	Výkaz výnosov z RK výrobcov elektriny	Inštalovaný výkon rok t-2	Výnosy v roku t-2	Inštalovaný výkon rok t	Výnosy v roku t
		MW	tisíc eur	MW	tisíc eur
	a	b	c	d	e
1	Napäťová úroveň VVN				
2	Napäťová úroveň VN				
3	Napäťová úroveň NN				
4	Celkom				

Príloha č. 5
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Podklady k návrhu ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny prevádzkovateľa miestnej distribučnej sústavy

Tabuľka č. 1: Údaje potrebné na výpočet maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny

	A (euro/MWh)	EONV (tisíc eur)	EONE (tisíc eur)	QD (MWh)	QS (MWh)	QSDS (MWh)	QSTR (MWh)	QSVE (MWh)	QE (MWh)	QV (MWh)	PZ (euro/MWh)	KA (euro/MWh)	PVD (euro)
Rok t													
Rok t-1													
Rok t-2													

Vysvetlivky k tabuľke č. 1
V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje,
A - je maximálna cena za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny oprávneným odberateľom na jednotku množstva,
EONV - sú plánované ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny určené podľa § 30 ods.1 písm. a),
EONE - sú plánované ekonomicky oprávnené náklady určené podľa § 30 ods.1 písm. b),
QD - je množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,
QS - je množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,
QSDS - je množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny,
QSTR - sú celkové straty elektriny v distribučnej sústave regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny,
$QSVE_t$ - je plánované množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, uzná sa množstvo elektriny rovnajúce sa najviac 8 % z množstva elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny; pri väčšom množstve elektriny $QSVE_t$ ako 8 % z množstva elektriny vyrobenej vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny sa s návrhom ceny predkladá schéma zariadenia na výrobu elektriny a podrobná analýza vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení na výrobu elektriny,
QSVE - je množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,
QE - je množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny, odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu do sústavy, do ktorej je regulovaný subjekt pripojený,
QV - je množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny vyrobenej v zariadení pripojenom do distribučnej sústavy regulovaného subjektu, elektrina vyrobená vo vlastnom a inom zariadení,
PZ - je primeraný zisk na jednotku množstva určený podľa § 30 ods. 1,

KA - je faktor vyrovnania maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny v eurách na jednotku množstva distribuovanej elektriny na rok t, ktorý sa vypočíta podľa § 30 ods. 1,
PVD - je celkový objem výnosov v eurách nesúvisiacich s vykonávaním regulovanej činnosti a využívaním prevádzkových aktív (napr. nájom) nevyhnutne využívaných na distribúciu elektriny, ktoré sa zohľadnia v návrhu ceny za prístup do distribučnej sústavy a distribúciu elektriny.

Tabuľka č. 2 - Obstarávacie náklady na elektrinu v tisícoch eur

	Nákup elektriny (tisíc eur)	Vlastná výroba elektriny (tisíc eur)	ON (tisíc eur)	QN (MWh)
Rok t				
Rok t-1				
Rok t-2				

Vysvetlivky k tabuľke č. 2
V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje,
Nákup – sú obstarávacie náklady na elektrinu okrem nákladov na vlastnú výrobu elektriny (množstvo nakúpenej elektriny x cena silovej elektriny),
Vlastná výroba – sú náklady na vlastnú výrobu elektriny určené podľa § 2,
ON – sú celkové obstarávacie náklady na elektrinu vrátane nákladov na vlastnú výrobu (súčet stĺpcov „Nákup“ a „Vlastná výroba“),
QN – je množstvo nakúpenej elektriny v jednotkách množstva.

Tabuľka č. 3 - Oprávnené náklady na distribúciu elektriny v tisícoch eur

	VVN (rok t)	VN (rok t)	NN (rok t)	Spolu (rok t)	VVN (rok t-1)	VN (rok t-1)	NN (rok t-1)	Spolu (rok t-1)	VVN (rok t-2)	VN (rok t-2)	NN (rok t-2)	Spolu (rok t-2)
Technologické náklady												
Osobné náklady												
Náklady z plnenia povinností												
Odpisy												
Finančný prenájom												
Nájomné												
Náklady na opravy a údržbu												
Náklady z uplatnenia tarify za systémové služby, tarify za prevádzkovanie systému a efektívnej sadzby na množstvo elektriny na straty MDS	xxx	xxx	xxx									
Iné náklady												
Náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny (EONE)												
Náklady spolu												

Vysvetlivky k tabuľke č. 3

1. V stĺpcoch na rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.

2. V stĺpcoch VVN sa uvádzajú náklady súvisiace s veľmi vysokým napätím, v stĺpcoch VN sa uvádzajú náklady súvisiace s vysokým napätím a v stĺpcoch NN sa uvádzajú náklady súvisiace s nízkym napätím. Náklady na transformačné stanice VVN/VN sa rozdelia medzi napäťové úrovne VVN a VN v pomere 20 ku 80, náklady na transformačné stanice VN/NN sa delia medzi napäťové úrovne VN a NN v pomere 15 ku 85. Náklady na správnu réžiu, ktoré je možné zahrnúť do ekonomicky oprávnených nákladov vo výške podľa § 2, sa delia medzi jednotlivé napäťové úrovne podľa množstva elektriny spotrebovanej, prepravenej a dodanej na jednotlivých napäťových úrovniach.
3. V riadku „Náklady na distribúciu a prenos“ sa uvádzajú náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená.
4. VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie.

Tabuľka č. 4 - Ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v tisícoch eur

	VVN (rok t)	VVN (rok t-1)	VVN (rok t-2)	VN (rok t)	VN (rok t-1)	VN (rok t-2)	NN (rok t)	NN (rok t-1)	NN (rok t-2)
Elektrické stanice (110 kV)				xxx	xxx	xxx	xxx	xxx	xxx
Vedenia									
Elektrické spínacie stanice									
Transformačné stanice									
- z toho VVN/VN							xxx	xxx	xxx
VN/NN	xxx	xxx	xxx						
Meranie elektriny a predaj elektriny									
- z toho náklady na predaj elektriny									
elektromery a meranie elektriny									
Náklady z uplatnenia tarify za systémové služby, tarify za prevádzkovanie systému a efektívnej sadzby na množstvo elektriny na straty MDS	xxx			xxx			xxx		
Náklady na distribúciu a prenos elektriny (EONE)									
Náklady odbytu									
Správna réžia									
Náklady spolu									

Vysvetlivky k tabuľke č. 4:
1. V stĺpcoch pre rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1, v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.
2. V stĺpcoch VVN sa uvádzajú náklady súvisiace s veľmi vysokým napätím, v stĺpcoch VN sa uvádzajú náklady súvisiace s vysokým napätím a v stĺpcoch NN sa uvádzajú náklady súvisiace s nízkym napätím. Náklady na transformačné stanice VVN/VN sa rozdelia medzi napäťové úrovne VVN a VN v pomere 20 ku 80, náklady na transformačné stanice VN/NN sa rozdelia medzi napäťové úrovne VN a NN v pomere 15 ku 85. Náklady na správnu réžiu, ktoré je možné zahrnúť do ekonomicky oprávnených nákladov vo výške podľa § 2, sa rozdelia medzi jednotlivé napäťové úrovne podľa množstva elektriny spotrebovanej, prepravenej a dodanej na jednotlivých napäťových úrovniach.
3. V riadku „Náklady na distribúciu a prenos“ sa uvádzajú náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená.
4.VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie.

Tabuľka č. 5 - Ekonomicky oprávnené náklady na distribúciu elektriny v členení podľa účtovej osnovy v tisícoch eur

		VVN (rok t)	VVN (rok t-1)	VVN (rok t-2)	VN (rok t)	VN (rok t-1)	VN (rok t-2)	NN (rok t)	NN (rok t-1)	NN (rok t-2)
501	Spotreba materiálu									
502	Spotreba energií									
503	Spotreba ostatných neskladovaných dodávok bez nákupu elektriny									
511	Dodávateľské opravy									
518	Ostatné služby									
52x	Osobné náklady									
53x	Dane a poplatky									
54x	Iné prevádzkové náklady									
551	Odpisy DHM a DNM									
56x	Finančné náklady									
	- z toho úroky (562)									
	Iné náklady – prvotné									
	Celkové prvotné náklady									
	-z toho vlastné opravy									
	režijné náklady									

	vlastná doprava									
	Náklady z uplatnenia tarify za systémové služby, tarify za prevádzkovanie systému a efektívnej sadzby na množstvo elektriny na straty (MDS)	xxx			xxx			xxx		
	Náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny (EONE)									
	Náklady celkom									

Vysvetlivky k tabuľke č. 5:
1. V stĺpcoch pre rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.
2. DHM je dlhodobý hmotný majetok. DNM je dlhodobý nehmotný majetok.
3. V stĺpcoch VVN sa uvádzajú náklady súvisiace s veľmi vysokým napätím, v stĺpcoch VN sa uvádzajú náklady súvisiace s vysokým napätím a v stĺpoch NN sa uvádzajú náklady súvisiace s nízkym napätím.
4. V riadku „Náklady na distribúciu a prenos“ sa uvádzajú náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená.
5. VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie

Tabuľka č. 6 - Kalkulácia nákladov na distribúciu elektrinu v tisícoch eur

	Rok t	Rok t-1	Rok t-2
Náklady za distribúciu elektriny EONV			
Náklady na distribúciu elektriny a prenos elektriny od prevádzkovateľa sústavy, do ktorého sústavy je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená EONE			
Náklady za systémové služby			
Náklady za prevádzkovanie systému			
Náklady spolu			

Vysvetlivky k tabuľke č. 6
V stĺpcoch na rok t sa uvádzajú plánované údaje, v stĺpcoch na rok t-1 sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v stĺpcoch na rok t-2 sa uvádzajú skutočné údaje.

Tabuľka č. 7 - Údaje potrebné na určenie osobných nákladov na distribúciu elektriny

	Distribúcia elektriny				
	Ročné osobné náklady celkom	Priemerný prepočítaný počet zamestnancov	Priemerné ročné osobné náklady na zamestnanca	Priemerná mesačná mzda na zamestnanca	Produktivita práce (výnosy) na zamestnanca
Rok t					
Rok t-1					
Rok t-2					

Vysvetlivky k tabuľke č. 7
V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.
V stĺpci „Distribúcia elektriny“ sa uvádzajú výlučne údaje, ktoré sa týkajú distribúcie elektriny.
V stĺpci „Priemerný prepočítaný počet zamestnancov“ sa uvedie priemerný prepočítaný počet zamestnancov, ktorí zabezpečujú výlučne distribúciu elektriny, zvýšený o podiel režijných zamestnancov v pomere, v akom sú výnosy za distribúciu elektriny alebo výnosy za výrobu elektriny k celkovým výnosom regulovaného subjektu.
V stĺpci „Priemerné ročné osobné náklady na zamestnanca“ sa uvádzajú ročné osobné náklady v eurách na zamestnancov, ktorí zabezpečujú výlučne distribúciu elektriny, zvýšené o podiel ročných osobných nákladov na režijných zamestnancov v pomere, v akom sú výnosy za distribúciu elektriny k celkovým výnosom regulovaného subjektu, prepočítané na priemerný počet zamestnancov podľa stĺpca „Priemerný prepočítaný počet zamestnancov“.
V stĺpci „Ročné osobné náklady celkom“ sa uvádzajú celkové ročné osobné náklady v eurách na všetkých zamestnancov, ktorí zabezpečujú výlučne distribúciu elektriny.

Tabuľka č. 8 - Bilancia tokov elektriny v megawatthodinách

Plánované údaje na rok t

Stĺpec	1	2	3	4	5	6		7		8	9	10	11	12	13
	Prenos elektriny z vyššej napäťovej úrovne v rámci DS regulovaného subjektu	Distribúcia elektriny (QNS)	Distribúcia elektriny (QVI)	Vlastná výroba elektriny (QVV)	Distribúcia elektriny vstup (2+3+4)	Spolu vstup (1+5)	Vlastná spotreba elektriny QS	Vlastná spotreba elektriny QSDS	Vlastná spotreba elektriny QSVE	QD	QE	Distribúcia elektriny výstup (7+8+9)	Prenos na nižšiu napäťovú úroveň v rámci DS regulovaného subjektu	Spolu výstup (10+11)	Straty
VVN	xxx														
VN															
NN													xxx		
Spolu															

Predpokladané údaje za rok t-1, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1

Stĺpec	1	2	3	4	5	6		7		8	9	10	11	12	13
	Prenos elektriny z vyššej napäťovej úrovne v rámci DS regulovaného subjektu	Distribúcia elektriny (QNS)	Distribúcia elektriny (QVI)	Vlastná výroba elektriny (QVV)	Distribúcia elektriny vstup (2+3+4)	Spolu vstup (1+5)	Vlastná spotreba elektriny QS	Vlastná spotreba elektriny QSDS	Vlastná spotreba elektriny QSVE	QD	QE	Distribúcia elektriny výstup (7+8+9)	Prenos na nižšiu napäťovú úroveň v rámci DS regulovaného subjektu	Spolu výstup (10+11)	Straty
VVN	xxx														
VN															
NN													xxx		
Spolu															

Skutočné údaje za rok t-2

Stĺpec	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Prenos z vyššej napäťovej úrovne v rámci DS regulovaného subjektu	Distribúcia elektriny (QNS)	Distribúcia elektriny (QVI)	Vlastná výroba elektriny (QVV)	Distribúcia elektrina vstup (2+3+4)	Spolu vstup (1+5)	Vlastná spotreba elektriny (QS+QSDS+QSVE)	QD	QE	Distribúcia elektrina výstup (7+8+9)	Prenos na nižšiu napäťovú úroveň v rámci DS regulovaného subjektu	Spolu výstup (10+11)	Straty
VVN	xxx												
VN													
NN											xxx		
Spolu													

Vysvetlivky k tabuľke č. 8
VVN – veľmi vysoké napätie, VN – vysoké napätie, NN – nízke napätie,
QNS – množstvo elektriny vstupujúce do distribučnej sústavy regulovaného subjektu zo sústavy, do ktorej je distribučná sústava regulovaného subjektu pripojená,
QVV - množstvo elektriny vstupujúce do distribučnej sústavy regulovaného subjektu vyrobenej vo vlastnom zariadení regulovaného subjektu,
QVI - množstvo elektriny vstupujúce do distribučnej sústavy regulovaného subjektu vyrobenej v zariadení iného výrobcu elektriny,
QD – množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny v roku t, odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu koncovými odberateľmi elektriny,
QS – množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom okrem vlastnej spotreby pri distribúcii elektriny a vlastnej spotreby elektriny pri výrobe elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,
QSDS - množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu pri distribúcii elektriny regulovaného subjektu v jednotkách množstva elektriny,
QSVE - množstvo elektriny spotrebované regulovaným subjektom, ktoré zahŕňa vlastnú spotrebu súvisiacu s výrobou elektriny vo vlastnom zariadení v jednotkách množstva elektriny,
QE - množstvo elektriny v jednotkách množstva elektriny odobratej z distribučnej sústavy regulovaného subjektu do sústavy, do ktorej je regulovaný subjekt pripojený.

Tabuľka č. 9 - Primeraný zisk PZ_t v eurách na jednotku množstva elektriny

	PZ (euro/MWh)	ZZ (euro/MWh)	ME (euro)
Rok t			
Rok t-1		xxx	
Rok t-2		xxx	

Vysvetlivky k tabuľke č. 9
V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.

Tabuľka č. 10 - Faktor vyrovnania maximálnej ceny za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny KA_t v eurách na jednotku množstva elektriny

	KA (euro/MWh)	TRD (tisíc eur)	SEONV (euro/MWh)	SEONE (euro/MWh)	I (%)	SME (tisíc eur)	ME (tisíc eur)
Rok t			xxx		-		
Rok t-1					-		

Rok t-2							

Vysvetlivky k tabuľke č. 10
V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje, a to skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1 a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.
TRD – celkové plánované výnosy v eurách za prístup do miestnej distribučnej sústavy a distribúciu elektriny.

Tabuľka č. 11 - Tarifa za straty pri distribúcii elektriny v eurách na jednotku množstva elektriny

	CSD (euro/MWh)	VVSD (tisíc eur))	VystE (MWh)	VystEO (MWh)	VystETR (MWh)	PCSES (euro/MWh)	PMSE (MWh)
Rok t							
Rok t-1							
Rok t-2							

Vysvetlivky k tabuľke č. 11
V riadku „Rok t“ sa uvádzajú plánované údaje, v riadku „Rok t-1“ sa uvádzajú predpokladané údaje (skutočné údaje za mesiace január až august roka t-1 a plánované údaje za mesiace september až december roka t-1) a v riadku „Rok t-2“ sa uvádzajú skutočné údaje.

Tabuľka č. 12 – Výkaz skutočných výnosov a plánovaných výnosov z rezervovanej kapacity výrobcov elektriny uplatňovanej pri výrobe elektriny

Číslo	Výkaz výnosov z RK výrobcov elektriny	Inštalovaný výkon rok t-2	Výnosy v roku t-2	Inštalovaný výkon rok t	Výnosy v roku t
		MW	tisíc eur	MW	tisíc eur
	a	b	c	d	e
1	Napäťová úroveň VVN				
2	Napäťová úroveň VN				
3	Napäťová úroveň NN				
4	Celkom				

Príloha č. 6
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Podklady k návrhu ceny dodávateľa elektriny pre domácnosti

Tabuľka č. 1

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz investičných výdavkov	očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
		plán t	do 31. októbra roka t-1
2	Výkaz vybraných nákladov	skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		plán t	do 31. októbra roka t-1
3	Výkaz cenových štatistík	skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		plán t	do 31. októbra roka t-1

Tabuľka č. 2 - Výkaz investičných výdavkov dodávateľa elektriny pre domácnosti VIV-E-DE (v eurách)

VIV-E-DE Investície - dodávka elektriny pre domácnosti	rok t-3	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
Dodávka elektriny pre domácnosti								

Vysvetlivky k tabuľke č. 2
Výkaz investičných výdavkov dodávateľa elektriny pre domácnosti zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na investície za roky t-3 a t-2, očakávanú skutočnosť výdavkov na investície v roku predloženia výkazu „t-1" a plán investícií na päť rokov dopredu, to znamená za roky t až t+4. V priebehu regulačného obdobia sa vykazuje skutočnosť jedenkrát ročne (rok t-2).

Tabuľka č. 3 - Vybrané náklady dodávateľa elektriny pre domácnosti

VNV-E-DE Náklady na zabezpečenie dodávky elektriny pre domácnosti		v eurách
	a	b
1	Náklady na nákup elektriny	
2	Náklady na odchýlku	
3	Náklady na dodávku elektriny, ktoré možno do ceny zahrnúť	
4	Iné náklady	
5	Celkom	

Tabuľka č. 4- Výkaz cenových štatistík dodávateľa elektriny pre domácnosti VCS-E-DE za roky t-1 a t

	Sadzba		Sadzba 1		Sadzba ...		Celkom	
		Technická jednotka - popis	Technická jednotka - počet	v eurách	Technická jednotka - počet	v eurách	Technická jednotka – počet	v eurách
	a	b	c_i	d_i	$c_{i+1.až..n}$	$d_{i+1.až..n}$	c	d
1	Počet odberných miest	Počet		x		x		x
2	Stála platba	x	x		x		x	
3	Odber jednotarif	MWh						
4	Odber VT	MWh						
5	Odber NT	MWh						
6	...							
7	Celkom		x		x		x	

Vysvetlivky k tabuľke č. 4

V riadku 1 sa vo výkaze uvádza počet odberných miest; v ďalších riadkoch sa v stĺpci a uvádzajú položky, na základe ktorých je určovaná cena, napríklad stála platba, odber v jednotarife, v stĺpci b technické jednotky, ktoré k týmto položkám patria, napríklad MWh, počet, v stĺpci c množstvo takto spoplatnených položiek, napríklad počet MWh, a v stĺpci d výnosy z jednotlivých položiek. V riadku 7 sa uvádzajú súčty vyššie uvedených hodnôt.

Príloha č. 7
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Podklady k návrhu ceny dodávateľa elektriny pre malý podnik

(1) Podklady návrhu ceny dodávateľa elektriny pre malý podnik podľa odsekov 2 až 4 sa predkladajú v termínoch a v štruktúre podľa tabuľky:

Číslo	Názov výkazu	Za obdobie	Termín predloženia
1	Výkaz investičných výdavkov	očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
		plán t	do 31. októbra roka t-1
2	Výkaz vybraných nákladov	skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		plán t	do 31. októbra roka t-1
3	Výkaz cenových štatistík	skutočnosť t-2	do 31. októbra roka t-1
		očakávaná skutočnosť t-1	do 31. októbra roka t-1
		plán t	do 31. októbra roka t-1

(2) Výkaz investičných výdavkov dodávateľa elektriny pre malé podniky VIV-E-DE v eurách sa predkladá v štruktúre podľa tabuľky:

VIV-E-DE Investície - dodávka elektriny pre malý podnik	rok t-2	rok t-1	rok t	rok t+1	rok t+2	rok t+3	rok t+4
Dodávka elektriny pre malý podnik							

Vysvetlivky k tabuľke
Výkaz investičných výdavkov dodávateľa elektriny pre malý podnik zahŕňa prehľad skutočných výdavkov na investície za t-3 a t-2 a plán investícií na roky t až t+4. V priebehu regulačného obdobia sa vykazuje skutočnosť jedenkrát ročne, a to za rok t-2.

(3) Výkaz vybraných nákladov dodávateľa elektriny pre malý podnik sa predkladá v štruktúre podľa tabuľky:

VNV-E-DE Náklady na zabezpečenie dodávky elektriny pre malý podnik		Malý podnik v eurách
1	Náklady na nákup elektriny	
2	Náklady na odchýlku	
3	Náklady na dodávku elektriny, ktoré možno do ceny započítať	
4	Iné náklady	
5	Celkom	

(4) Výkaz cenových štatistík dodávateľa elektriny pre malý podnik VCS-E-DE sa predkladá v štruktúre podľa tabuľky

	Sadzba		Sadzba 1		Sadzba ...		Celkom	
		Technická jednotka - popis	Technická jednotka - počet	V eurách	Technická jednotka - počet	V eurách	Technická jednotka – počet	V eurách
	a	b	c_i	d_i	$c_{i+1.až..n}$	$d_{i+1.až..n}$	c	d
1	Počet odberných miest	Počet		x		x		x
2	Stála platba	x	x		x		x	
3	Odber v jednotarife	MWh						
4	Odber VT	MWh						
5	Odber NT	MWh						
6	...							
7	Celkom		x		x		x	

Vysvetlivky k tabuľke

V riadku 1 sa vo výkaze uvádza počet odberných miest; v ďalších riadkoch sa v stĺpci a uvádzajú položky, na základe ktorých je určovaná cena, a to napríklad stála platba, odber v jednotarife, v stĺpci b technické jednotky, ktoré k týmto položkám patria, napríklad MWh, počet, v stĺpci c množstvo takto spoplatnených položiek, napríklad počet MWh, a v stĺpci d výnosy z jednotlivých položiek. V riadku 7 sa uvádzajú súčty vyššie uvedených hodnôt.

Príloha č. 8
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Zoznam oprávnených priemyselných odvetví pre posúdenie nároku na určenie individuálnej sadzby tarify za prevádzkovanie systému pre koncových odberateľov elektriny

Kód NACE	Opis
2015	Výroba priemyselných hnojív a dusíkatých zlúčenín
2016	Výroba plastov v primárnej forme
2410	Výroba surového železa a ocele a ferozliatin
2442	Výroba hliníka

Príloha č. 9
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Údaje potrebné na výpočet výšky elektroenergetickej náročnosti podniku

Tabuľka č. 1 – Údaje týkajúce sa hrubej pridanej hodnoty podniku

Riadok (r)		Rok t-4	Rok t-3	Rok t-2	Aritmetický priemer hrubej pridanej hodnoty podniku (HPH)
		euro	euro	euro	euro
1	Tržby za vlastné výkony a tovar				X
2	Aktivácia hmotného a nehmotného investičného majetku				X
3	Ostatné prevádzkové výnosy				X
4	Výnosy z odpísaných pohľadávok, z predaja pohľadávok, z postúpených pohľadávok, z faktoringu a akékoľvek ďalšie výnosy súvisiace s postúpením pohľadávok				X
5	Zmena stavu zásob				X
6	náklady na nákup tovaru, materiálu, energie a služieb, vrátane nákladov na personálny lízing a operatívny lízing				X
7	Náklady na personálny lízing				
8	Náklady na operatívny lízing				X
9	Clá a dane súvisiace s výrobou a iné dane z výrobkov, ktoré súvisia s tržbami, ale nie sú odpočítateľné				X
10	Hrubá pridaná hodnota podniku - HPH ((R1+R2+(R3-R4)+R5-(R6-R7-R8)-R9))				

Tabuľka č. 2 – Údaje týkajúce sa koncovej spotreby elektriny koncového odberateľa elektriny

		Rok t-4	Rok t-3	Rok t-2	Aritmetický priemer
		MWh	MWh	MWh	MWh
1	Koncová spotreba elektriny v rámci NACE kódov uvedených v prílohe č. 8				
2	Koncová spotreba elektriny celkom*				
3	Podiel koncovej spotreby elektriny podniku v rámci NACE celkom na výške koncovej spotreby podniku v %**				

Vysvetlivky k tabuľke č. 2:

* Vrátane koncovej spotreby elektriny v rámci NACE kódov neuvedených v prílohe č. 8.

** Vypočíta sa ako podiel riadkov 1 a 2 násobený číslom 100.

Tabuľka č. 3 – Údaje týkajúce sa elektroenergetickej náročnosti podniku

1	Hrubá pridaná hodnota podniku*	euro	
2	Aritmetický priemer maloobchodných cien elektrickej energie pre odberateľov mimo domácnosti v kategórii spotreby od 500 MWh do 1 999 MWh vrátane daní a poplatkov, v roku t-2 v eur/MWh, bez dane z pridanej hodnoty zverejnených Eurostatom pre Slovenskú republiku	eur/MWh	
3	Koncová spotreba elektriny koncového odberateľa elektriny**	MWh	
4	Elektroenergetická náročnosť podniku***	%	

Vysvetlivky k tabuľke č. 3

* Aritmetický priemer hodnôt za roky t-4 až t-2; hodnota sa rovná hodnote uvedenej v riadku 10 poslednom stĺpci v tabuľke č. 1.

** Aritmetický priemer hodnôt za roky t-4 až t-2; hodnota sa rovná hodnote uvedenej v riadku 2 poslednom stĺpci v tabuľke č. 2.

*** Vypočíta sa ako podiel, kde v čitateľovi je súčin riadkov 2 a 3 a v menovateli je riadok 1, výsledok sa násobí číslom 100.

Vysvetlivky k uvádzaniu údajov v tabuľkám č.1 až 3:

V prípade koncového odberateľa elektriny, u ktorého sú k dispozícii údaje potrebné na výpočty za obdobie dlhšie ako jeden kalendárny rok, ale kratšie ako tri kalendárne roky, sa postupuje takto:

a) Ak sú k dispozícii údaje aspoň za dva kalendárne roky, uvedú sa údaje za dva kalendárne roky, za ktoré sú údaje k dispozícii; aritmetické priemery sa vypočítajú na základe údajov za dva kalendárne roky, za ktoré sú údaje k dispozícii,

b) ak sú k dispozícii údaje aspoň za jeden kalendárny rok, uvedú sa údaje za jeden kalendárny rok, za ktorý sú údaje k dispozícii; rovnaké údaje sa použijú aj namiesto aritmetických priemerov.

Príloha č. 10
k vyhláške č. 18/2017 Z. z.

Návrh ceny výrobcu elektriny z obnoviteľných zdrojov energie na účel predĺženia podpory doplatkom							
Identifikačné údaje regulovaného subjektu							
Obchodné meno výrobcu elektriny:							
Sídlo/adresa trvalého pobytu:							
IČO:							
Osoba oprávnená na komunikáciu:							
Telefónne číslo:				e-mailová adresa:			
Identifikačné údaje zariadenia výrobcu elektriny							
Názov zariadenia:							
Technológia výroby elektriny z obnoviteľných zdrojov energie:							
Celkový elektrický inštalovaný výkon zariadenia výrobcu elektriny (MW):							
Dátum uvedenia zariadenia do prevádzky			Deň		Mesiac		Rok
Adresa umiestnenia zariadenia výrobcu elektriny:							
Obec:				PSČ:			
Ulica:							
Katastrálne územie:							
Parcelné číslo:				Súpisné číslo:			
Číslo a dátum vydania povolenia na výrobu elektriny alebo potvrdenia o splnení oznamovacej povinnosti:							
Číslo rozhodnutia o schválení pevnej ceny elektriny pre stanovenie doplatku na rok t:							
Schválená pevná cena elektriny pre stanovenie doplatku vo výške (€/MWh):							
Množstvo vyrobenej elektriny s nárokom na podporu výkupom elektriny a prevzatím zodpovednosti za odchýlku v MWh za rok:							
kalendárny rok (t je rok podania návrhu = rok vstupu)	t-1	t-2	t-3	t-4	t-5		
Množstvo vyrobenej elektriny (MWh)							

Údaje o pripojení:		
Pripojenie zariadenia výrobcu elektriny do:	regionálna distribučná sústava (názov)	
	miestna distribučná sústava (názov)	
Číslo a dátum zmluvy o pripojení, uzatvorenej s prevádzkovateľom regionálnej distribučnej sústavy:		
Napäťová úroveň, do ktorej je vyrobená elektrina vyvedená (VN/VVN):		
Zodpovednosť za odchýlku (vlastná/prenesená):		
Meranie výroby elektriny na svorkách generátorov elektriny (áno/nie):		
Typ merania (označiť "x")	meranie umiestnené na prahu distribučnej sústavy (vlastníkom merania je PDS):	
	meranie umiestnené na svorkách generátorov elektriny (vlastníkom merania je výrobca elektriny):	
	odberné miesto s priebehovým meraním a s diaľkovým odpočtom údajov (typ merania A)	
	odberné miesto s priebehovým meraním bez diaľkového odpočtu údajov (typ merania B)	
	odberné miesto, pri ktorom sa používa iný spôsob odpočtu údajov bez priebehového merania (typ merania C)	
Ekonomicky oprávnené náklady na nevyhnutnú opravu alebo úpravu technologickej časti zariadenia výrobcu elektriny na účel prevádzkyschopnosti počas zostávajúcej doby a predĺženej doby podpory podľa § 3d ods. 2 zákona č. 309/2009 Z. z. (najviac vo výške 15% investičných nákladov na obstaranie novej porovnateľnej technologickej časti zariadenia)		
Popis investície:		Suma v eurách rozložená na najviac päť rokov
Výkupná cena elektriny pre zariadenie výrobcu elektriny s predĺženou podporou doplatkom VC_{NR} (eur/MWh):		

Vysvetlivky k tabuľke
PDS – Prevádzkovateľ distribučnej sústavy
VN – Vysoké napätie
VVN – Veľmi vysoké napätie

Vydavateľ Zbierky zákonov Slovenskej republiky, správca obsahu a prevádzkovateľ právneho a informačného portálu Slov-Lex dostupného na webovom sídle www.slov-lex.sk je
Úrad vlády Slovenskej republiky, Námestie slobody 1, 813 70 Bratislava,
tel.: 02/ 20925267, e-mail: helpdesk@slov-lex.sk.