

## **NÁVRH**

# **METODIKA CENOVÉ REGULACE PRO REGULAČNÍ OBDOBÍ 2026–2030 PRO ODVĚTVÍ ELEKTROENERGETIKY, PLYNÁRENSTVÍ, PRO ČINNOSTI OPERÁTORA TRHU V ELEKTROENERGETICE A PLYNÁRENSTVÍ, PRO ELEKTROENERGETICKÉ DATOVÉ CENTRUM, POVINNĚ VYKUPUJÍCÍ A DODAVATELE POSLEDNÍ INSTANCE**

# OBSAH

<b>1</b>	<b>ÚVOD</b> .....	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>ZÁKLADNÍ PŘEDPOKLADY</b> .....	<b>10</b>
2.1	Právní rámec .....	10
2.2	Popis V. regulačního období .....	10
2.3	Strategická východiska .....	12
2.4	Strategické principy pro VI. regulační období .....	14
2.5	Veřejná konzultace návrhu Metodiky cenové regulace pro VI. regulační období .....	17
2.6	Investiční výhled pro VI. regulační období .....	17
2.7	Opatření k naplnění cílů Metodiky cenové regulace .....	23
2.8	Motivační pobídky v regulaci .....	24
2.9	Principy zohlednění dotací v regulaci .....	24
2.10	Další motivační programy v regulaci .....	25
<b>3</b>	<b>PŘENOS A DISTRIBUCE ELEKTŘINY, PŘEPRAVA A DISTRIBUCE PLYNU</b> .....	<b>27</b>
3.1	Popis základních parametrů cenové regulace .....	27
3.1.1	Povolené náklady .....	27
3.1.2	Povolené odpisy .....	30
3.1.3	Fond obnovy a rozvoje .....	30
3.1.4	Regulační báze aktiv .....	31
3.1.5	Zisk .....	31
3.1.6	Zisk z nedokončených rozvojových investic .....	31
3.1.7	Faktor trhu .....	32
3.2	Společné parametry .....	33
3.2.1	Eskalační faktor nákladů .....	33
3.2.2	Faktor produktivity .....	33
3.2.3	Časová hodnota peněz .....	34
3.2.4	Míra výnosnosti .....	34
<b>4</b>	<b>ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST PŘENOS ELEKTŘINY</b> .....	<b>38</b>
4.1	Zajišťování přenosu elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu přenosové soustavy .....	38
4.1.1	Cena za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy .....	38
4.2	Motivační regulace provozovatele přenosové soustavy .....	38
4.2.1	Podpora robustnosti přenosové soustavy .....	39
4.2.2	Investice do nových technologií (ICT, regulace napětí/jaloviny a inovace) .....	39
4.2.3	Investice za účelem snižování technických ztrát v sítích .....	41
4.3	Saldo nákladů a výnosů souvisejících s přetížením .....	41

4.4	Fond k úhradě budoucích nákladů souvisejících se zajištěním prioritních cílů – fond rozvoje soustavy .....	42
4.5	Výnosy a náklady z ITC mechanismu <sup>7</sup> .....	42
4.6	Investiční faktor provozovatele přenosové soustavy .....	42
4.7	Management jalové energie (společný bod Metodiky cenové regulace pro provozovatele přenosové soustavy i provozovatele distribučních soustav) .....	43
4.8	Cena za použití sítí přenosové soustavy .....	44
4.9	Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě .....	44
4.10	Cena za systémové služby .....	46
4.11	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli přenosové soustavy ....	46
4.12	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období .....	47
4.13	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku .....	47
<b>5</b>	<b>ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE ELEKTŘINY – REGIONÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY .....</b>	<b>49</b>
5.1	Zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy .....	49
5.2	Cena za rezervovanou kapacitu .....	49
5.3	Motivační regulace provozovatele distribuční soustavy .....	50
5.3.1	Podpora robustnosti distribuční soustavy .....	50
5.3.2	Podpora provozuschopnosti, spolehlivosti a digitalizace distribuční soustavy .....	51
5.3.3	Investice za účelem snižování technických ztrát v distribuční soustavě .....	52
5.3.4	Aktivní zákazník – podpora implementace průběhového měření .....	53
5.3.5	Motivační regulace kvality .....	54
5.4	Management jalové energie .....	57
5.5	Cena za použití sítí distribuční soustavy .....	58
5.6	Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách .....	58
5.7	Struktura plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách .....	59
5.8	Zdrojová data, měnový kurz .....	59
5.9	Zastoupení specifických produktů .....	60
5.10	Stanovení výchozí hodnoty vícenákladů odchylky ztrát a vícenákladů obchodu na burze a marže .....	60
5.11	Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách .....	61
5.12	Motivační složka zisku za stanovení přesného diagramu ztrát dne D-1 .....	61
5.13	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli distribuční soustavy .....	62
5.14	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období .....	62
5.15	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku .....	62
<b>6</b>	<b>ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE ELEKTŘINY – LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY .....</b>	<b>64</b>

6.1	Regulace provozovatelů lokálních distribučních soustav v elektroenergetice .....	64
6.2	Režim a povinnosti provozovatelů lokálních distribučních soustav v elektroenergetice .....	65
6.2.1	Režim regulace individuální cenou.....	65
6.2.2	Režim regulace převzetím cen nadřazeného provozovatele distribuční soustavy .....	66
<b>7</b>	<b>ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST PŘEPRAVY PLYNU .....</b>	<b>68</b>
7.1	Volba regulatorního režimu .....	68
7.2	Jednotný výnosový strop s aplikací koeficientu redukce výnosů .....	69
7.3	Variabilní složka ceny za službu přepravy plynu .....	69
7.3.1	Obecné principy stanovení variabilní složky.....	69
7.3.2	Stanovení variabilní složky ceny za službu přepravy plynu .....	70
7.3.3	Korekce variabilní složky ceny .....	70
7.4	Alokace kapacit z přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech .....	71
7.5	Motivační regulace provozovatele přepravní soustavy .....	71
7.5.1	Podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy .....	71
7.5.2	Podpora transformace plynárenství a teplárenství .....	72
7.5.3	Investice za účelem zajistit přepravu směsi vodíku se zemním plynem (včetně měření).....	72
7.5.4	Podpora zvýšení bezpečnosti dodávek.....	72
7.5.5	Podpora provozování odepsaných aktiv .....	73
7.6	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli přepravní soustavy .....	73
7.6.1	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období.....	73
7.6.2	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku.....	73
7.6.3	Oznamování regulovaných cen.....	74
7.6.4	Variabilní složka ceny pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu .....	74
<b>8</b>	<b>ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE PLYNU – REGIONÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY .....</b>	<b>75</b>
8.1	Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu .....	75
8.1.1	Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu .....	75
8.1.2	Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu .....	75
8.1.3	Korekce v oblasti ztrát.....	75
8.2	Plánované náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů distribučních soustav .....	76
8.3	Plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení.....	76
8.4	Motivační regulace provozovatele distribuční soustavy.....	76
8.4.1	Podpora rozvoje a obnovy sítí.....	76
8.4.2	Podpora transformace plynárenství .....	77
8.4.3	Investice za účelem snižování ztrát plynu v sítích .....	77

8.4.4	Podpora provozování odepsaných aktiv .....	78
8.5	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli distribuční soustavy .....	78
8.5.1	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období .....	78
8.5.2	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku .....	79
8.5.3	Oznamování regulovaných cen .....	79
<b>9</b>	<b>ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE PLYNU – LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY .....</b>	<b>80</b>
9.1	Regulace provozovatelů lokálních distribučních soustav v plynárenství .....	80
9.2	Režim a povinnosti provozovatelů lokálních distribučních soustav v plynárenství .....	81
9.2.1	Režim regulace individuální cenou .....	81
9.2.2	Režim regulace převzetím cen nadřazeného provozovatele distribuční soustavy .....	82
<b>10</b>	<b>OPERÁTOR TRHU V ELEKTROENERGETICE A PLYNÁRENSTVÍ .....</b>	<b>83</b>
10.1	Specifika regulace operátora trhu .....	83
10.1.1	Povolené náklady .....	83
10.1.2	Odpisy .....	83
10.1.3	Zisk .....	83
10.1.4	Faktor trhu .....	83
10.2	Společné parametry .....	83
10.2.1	Eskalační faktor nákladů .....	83
10.2.2	Faktor produktivity .....	84
10.2.3	Časová hodnota peněz .....	84
10.2.4	Míra výnosnosti .....	84
10.2.5	Motivační pobídky v regulaci .....	84
10.2.6	Principy zohlednění dotací v regulaci .....	84
10.2.7	Korekční faktor poskytnutých investičních dotací .....	84
10.2.8	Korekční faktory za příslušnou činnost .....	84
10.3	Parametry cenové regulace pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice .....	85
10.3.1	Činnosti související se zúčtováním odchylek .....	85
10.3.2	Činnost organizace trhu .....	85
10.3.3	Činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů .....	85
10.3.4	Činnosti související s administrací záruk původu pro podporované zdroje .....	85
10.4	Parametry cenové regulace pro činnosti operátora trhu v plynárenství .....	86
10.4.1	Zisk .....	86
10.4.2	Plánované množství plynu dodané do odběrných míst .....	86
10.5	Parametry cenové regulace pro činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích (REMIT) v elektroenergetice a plynárenství .....	86
10.6	Motivační regulace operátora trhu .....	87

10.6.1	Příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření .....	87
10.6.2	Podpora obchodování na krátkodobých trzích s cílem zlepšení obchodního bilancování .....	87
10.6.3	Podpora robustnosti, spolehlivosti fungování a zabezpečení centrálního informačního systému OTE .....	88
10.7	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držiteli licence na činnosti operátora trhu v elektroenergetice a v plynárenství .....	88
10.7.1	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období .....	89
10.7.2	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku .....	89
10.7.3	Oznamování regulovaných cen .....	89
<b>11</b>	<b>ELEKTROENERGETICKÉ DATOVÉ CENTRUM .....</b>	<b>90</b>
11.1	Specifika regulace elektroenergetického datového centra .....	90
11.2	Popis parametrů regulace elektroenergetického datového centra .....	90
11.2.1	Povolené náklady .....	90
11.2.2	Odpisy .....	90
11.2.3	Zisk .....	90
11.2.4	Faktor trhu .....	91
11.3	Společné parametry .....	91
11.3.1	Časová hodnota peněz .....	91
11.3.2	Míra výnosnosti .....	91
11.3.3	Principy zohlednění dotací v regulaci .....	91
11.3.4	Korekční faktor poskytnutých investičních dotací .....	91
11.3.5	Korekční faktor za činnost EDC .....	91
11.4	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držiteli licence na činnost elektroenergetického datového centra .....	91
11.4.1	Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku .....	92
11.5	Oznamování regulovaných cen .....	92
<b>12</b>	<b>POVINNÝ VÝKUP A SLOŽKA CENY NA PODPORU ELEKTŘINY .....</b>	<b>93</b>
12.1	Cena za činnost povinně vykupujícího .....	93
12.2	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držiteli licence na obchod s elektřinou, který vykonává činnost povinně vykupujícího .....	94
12.3	Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie .....	94
12.4	Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držiteli licence na činnosti operátora trhu .....	94
<b>13</b>	<b>DODAVATEL POSLEDNÍ INSTANCE V ELEKTROENERGETICE A PLYNÁRENSTVÍ .....</b>	<b>96</b>
13.1	Dodavatel poslední instance v elektroenergetice .....	96
13.2	Dodavatel poslední instance v plynárenství .....	96

<b>14</b>	<b>POSTUP STANOVENÍ CEN .....</b>	<b>97</b>
14.1	Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice .....	97
14.1.1	Postup stanovení ceny zajišťování přenosu elektřiny .....	97
14.1.2	Postup stanovení ceny za systémové služby .....	103
14.1.3	Postup stanovení cen zajištění distribuce elektřiny .....	105
14.1.4	Postup stanovení korekčních faktorů v elektroenergetice .....	116
14.2	Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v plynárenství .....	124
14.2.1	Postup stanovení cen služeb přepravy plynu .....	125
14.2.2	Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy .....	128
14.2.3	Postup stanovení korekčních faktorů v plynárenství .....	133
14.2.4	Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení .....	140
14.2.5	Postup stanovení odkupní hodnoty těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů .....	145
14.2.6	Postup stanovení cen při vzniku držitele licence nebo při přeměně držitele licence a postup při úplatném nabytí nebo nájmu plynárenského zařízení .....	148
14.3	Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen za činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství .....	149
14.3.1	Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v elektroenergetice .....	149
14.3.2	Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v elektroenergetice	158
14.3.3	Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v plynárenství .....	164
14.3.4	Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství .....	167
14.3.5	Postup stanovení ceny za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství .....	169
14.3.6	Stanovení korekčních faktorů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství .....	171
14.4	Postup stanovení upravených povolených výnosů a ceny za činnost elektroenergetického datového centra .....	173
14.4.1	Postup stanovení ceny za činnost elektroenergetického datového centra .....	173
14.4.2	Stanovení korekčních faktorů za činnost elektroenergetického datového centra .....	175
14.5	Postup stanovení upravených povolených výnosů a ceny za činnost povinně vykupujícího ....	178
14.5.1	Postup stanovení ceny za činnost povinně vykupujícího .....	178
14.5.2	Postup stanovení korekčního faktoru za činnost povinně vykupujícího .....	178
14.6	Postup stanovení nákladů a složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie .....	180
14.6.1	Postup stanovení složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie .....	180

14.6.2	Postup stanovení korekčního faktoru souvisejícího s podporou elektřiny z podporovaných zdrojů.....	183
14.7	Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance.....	186
14.7.1	Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice.....	186
14.7.2	Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v plynárenství.....	187
<b>15</b>	<b>PŘEDPOKLÁDANÝ VÝVOJ PARAMETRŮ CENOVÉ REGULACE.....</b>	<b>189</b>
15.1	Předpokládaný vývoj povolených výnosů v elektroenergetice.....	189
15.2	Předpokládaný vývoj povolených výnosů v plynárenství.....	190
<b>16</b>	<b>POUŽITÉ ZKRATKY.....</b>	<b>191</b>
<b>17</b>	<b>PŘÍLOHY.....</b>	<b>194</b>
17.1	Parametry cenové regulace – elektroenergetika.....	194
17.2	Parametry cenové regulace – plynárenství.....	196
17.3	Parametry cenové regulace – operátor trhu – elektroenergetika.....	198
17.4	Parametry cenové regulace – operátor trhu – plynárenství.....	200



# 1 ÚVOD

Energetický regulační úřad (dále také Úřad, ERÚ) zpracovává metodiku cenové regulace (dříve zásady cenové regulace) pro každé regulační období (dále i RO) tak, aby vytvořil podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní prostředí v energetice. Tento dokument stanovuje metodiku cenové regulace pro VI. RO, které potrvá od 01.01.2026 do 31.12.2030. Energetický regulační úřad tak pokračuje v předešlé praxi a stanovuje délku regulačního období na pět let. Tato délka regulačního období poskytuje dostatečnou míru předvídatelnosti a stability pro účastníky trhů s elektřinou a plynem, na druhou stranu Úřadu umožní v případě nových strategických cílů vydat novou metodiku regulace v přiměřené době. Pětileté regulační období je časté i v ostatních evropských zemích.

Metodika cenové regulace stanovuje v souladu se zákonem č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů (dále jen „energetický zákon“) a zákonem č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů (dále jen „zákon o POZE“), postupy regulace cen souvisejících služeb v elektroenergetice a plynárenství pro provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy a provozovatele distribučních soustav. Dále stanovují pro operátora trhu postupy regulace cen za činnost organizace trhu, poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích a cen souvisejících s vydáváním záruk původu, postupy regulace ceny za činnost elektroenergetického datového centra, postupy regulace cen souvisejících s činností povinně vykupujícího a cen dodavatele poslední instance.

Dále Metodika cenové regulace pro regulační období 2026–2030 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství, pro elektroenergetické datové centrum, povinně vykupujícího a dodavatele poslední instance (dále jen „Metodika cenové regulace“) popisuje aktuální regulační období, odůvodňuje délku regulačního období, stanovuje a odůvodňuje základní východiska a obecné principy cenové regulace v regulačním období včetně vazby na předcházející regulační období, stanovuje metody cenové regulace, definuje parametry cenové regulace, popisuje nastavení výchozích hodnot parametrů cenové regulace pro VI. RO a způsob jejich vývoje v průběhu regulačního období, stanovuje a odůvodňuje druhy nákladů, které nelze vzhledem k charakteru činností vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů, a stanovuje způsob vypořádání regulačního rozdílu. Metodika cenové regulace dále obsahuje zdůvodnění zvolených postupů regulace vycházející ze strategických východisek a principů pro VI. regulační období, viz body 2.3 a 2.4.

Cenové regulaci podléhají subjekty podnikající v té části energetických odvětví, kde z technických, organizačních, ekonomických nebo legislativních důvodů neexistuje účinná hospodářská soutěž. Provozovatelé infrastrukturních energetických soustav, operátor trhu, elektroenergetické datové centrum, povinně vykupující i dodavatelé poslední instance jsou v oboru svého působení monopolními společnostmi. Regulace cen brání tomu, aby tyto subjekty vyúčtovaly nepřiměřené a z celospolečenského hlediska nevhodné ceny, zároveň však stanovené ceny musí zajistit poskytování stabilní služby požadované úrovně.

## 2 ZÁKLADNÍ PŘEDPOKLADY

### 2.1 Právní rámec

Energetický regulační úřad reguluje ceny na základě § 2c zákona č. 265/1991 Sb., o působnosti orgánů České republiky v oblasti cen, § 17 odst. 11 energetického zákona a v případě ceny za činnost povinně vykupujícího podle § 12 odst. 10 zákona o POZE. Povinnost zpracovat Metodiku cenové regulace pro regulační období ukládá Energetickému regulačnímu úřadu § 19a odst. 9 energetického zákona, který zároveň stanovuje její hlavní účel, tedy vytvoření podmínek pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Metodika cenové regulace se vydává na celé regulační období, které podle § 19a odst. 8 energetického zákona trvá nejméně pět let.

Při stanovení postupů regulace cen musí Úřad chránit oprávněné zájmy zákazníků a spotřebitelů energií v energetických odvětvích podle § 17 odst. 4 energetického zákona, především s cílem uspokojit všechny přiměřené požadavky na související službu v elektroenergetice a plynárenství. Úřad dále v Metodice cenové regulace zohledňuje svou působnost na úseku podpory hospodářské soutěže, využívání obnovitelných a druhotných zdrojů, kombinované výroby elektřiny a tepla, biometanu a decentrální výroby elektřiny. Úřad stanovenými postupy regulace chrání rovněž oprávněné zájmy držitelů licencí, jejichž činnost podléhá cenové regulaci. V neposlední řadě musí být stanovené postupy regulace v souladu s § 17 odst. 5 energetického zákona, to znamená, že musí napomáhat rozvoji vnitřního trhu s elektřinou a s plynem v Evropské unii a rozvoji regionálních trhů s energií.

Aktuální situace na trzích s elektřinou a plynem přináší do české energetiky několik klíčových výzev a změn, které jsou ovlivněny jak evropským kontextem, tak specifickými událostmi a vývojem v ČR. Při přípravě Metodiky cenové regulace tak Úřad vychází z řady dalších legislativních, strategických a koncepčních dokumentů státu, které mají význam pro regulaci elektroenergetiky a plynárenství v ČR:

- strategické dokumenty EU – zejména strategie EU v oblasti klimatu a energetiky vyplývající z povinností z balíčků „Fit for 55“, „REPowerEU“ a „Net Zero Industry Act“,
- strategické dokumenty ČR – Státní energetická koncepce České republiky (SEK), Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, Inovační strategie České republiky 2019–2030, Národní akční plán pro chytré sítě 2019–2030 (NAP SG), Národní akční plán čisté mobility (NAP CM), Národní akční plán energetické účinnosti ČR (NAP EE), Vodíková strategie,
- právní předpisy EU – zejména nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou, směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a dále nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2024/1789 ze dne 13. června 2024 o vnitřním trhu s plynem z obnovitelných zdrojů, se zemním plynem a s vodíkem, směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2024/1788 ze dne 13. června 2024 o společných pravidlech pro vnitřní trh s plynem z obnovitelných zdrojů, se zemním plynem a s vodíkem a nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2024/1787 ze dne 13. června 2024 o snižování emisí metanu v odvětví energetiky,
- právní předpisy ČR – zejména zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích (energetický zákon), zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a zákon č. 526/1990 Sb., o cenách.

### 2.2 Popis V. regulačního období

Probíhající V. RO bylo stanoveno jako pětileté s trváním od roku 2021 do roku 2025. Postupy regulace cen jsou popsány v dokumentu Zásady cenové regulace pro V. RO. V tabulkách níže je uvedeno srovnání stanovených hodnot parametrů a hodnot skutečně dosažených regulovanými subjekty za první tři roky V. RO.

**Tabulka 1 Přehled parametrů cenové regulace – provozovatel přenosové soustavy a provozovatelé regionálních distribučních soustav v elektroenergetice**

Provozovatelé soustav v elektroenergetice celkem *)						
	2021		2022		2023	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	15 633 042	15 090 745	15 925 932	15 678 826	16 506 750	17 277 519
Odpisy	15 638 319	15 658 262	16 139 667	16 278 590	17 125 118	16 987 490
RAB	229 717 294	230 688 430	248 678 514	250 543 452	267 161 379	269 469 581
Zisk	15 244 320	15 087 023	16 605 080	16 385 542	17 558 071	17 623 311
Faktor trhu	-10 787		-7 258		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>46 504 893</b>	<b>45 836 031</b>	<b>48 663 421</b>	<b>48 342 958</b>	<b>51 189 939</b>	<b>51 888 320</b>
rozdíl PV		668 863		320 463		-698 381
Ostatní	-2 302 900		-2 749 392		-4 554 185	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>44 201 993</b>		<b>45 914 029</b>		<b>46 635 754</b>	

Zdroj: ERÚ

\*) Hodnoty neobsahují povolené výnosy pro činnost poskytování systémových služeb.

**Tabulka 2 Přehled parametrů cenové regulace – provozovatel přepravní soustavy a provozovatelé regionálních distribučních soustav v plynárenství**

Provozovatelé soustav v plynárenství celkem						
	2021		2022		2023	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	5 830 310	5 711 279	6 062 860	5 759 596	6 184 328	5 940 770
Odpisy	5 534 723	5 693 197	5 957 301	5 795 350	6 248 044	5 875 964
RAB	78 579 206	78 914 293	86 832 103	86 438 378	94 003 428	93 709 989
Zisk	5 023 044	5 072 432	5 644 578	5 589 187	6 093 809	6 052 256
Faktor trhu	11 696		9 134		-13 526	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>16 399 774</b>	<b>16 476 908</b>	<b>17 673 873</b>	<b>17 144 133</b>	<b>18 512 655</b>	<b>17 868 990</b>
rozdíl PV	0	-77 134	0	529 740	0	643 665
Ostatní	714 097		303 706		-1 990 675	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>17 113 871</b>		<b>17 977 579</b>		<b>16 521 980</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 3 Přehled parametrů cenové regulace – operátor trhu**

OTE, a.s.						
	2021		2022		2023	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	271 280	291 170	285 484	280 538	295 027	302 402
Odpisy	46 129	15 062	18 452	19 380	-42 691	29 449
Zisk	32 535	32 535	32 535	32 535	32 535	32 535
Faktor trhu	0	0	0	0	0	0
<b>Povolené výnosy</b>	<b>349 945</b>	<b>338 768</b>	<b>336 470</b>	<b>332 452</b>	<b>284 871</b>	<b>364 386</b>
rozdíl PV		11 177		4 018		-79 515
Ostatní	-81 879		-75 072		-123 751	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>268 066</b>		<b>261 398</b>		<b>161 120</b>	

Zdroj: ERÚ

Přehled stanovených a skutečných parametrů cenové regulace po jednotlivých regulovaných společnostech po sektorech uvádí bod 17.

V průběhu V. RO docházelo v elektroenergetice k postupnému navyšování investic do přenosové a distribučních soustav, které v roce 2023 výrazně zrychlilo především díky požadavkům účastníků trhu na připojení výroben elektřiny. V roce 2021 provozovatelé soustav v elektroenergetice investovali 24,9 mld. Kč, v roce 2022 26,6 mld. Kč a v roce 2023 byly celkové roční investice již 31,7 mld. Kč. Tyto investice měly dopad především na navyšování odpisů, RAB a zisku. V plynárenství byla po první tři roky V. RO výše investic provozovatelů distribučních soustav stabilní, kdy dosahovala výše 5,7 mld. Kč ročně a mírně překračovala hodnotu odpisů. V případě provozovatele přepravní soustavy ovlivnila celkovou výši investic v prvních třech letech V. RO (5,4 mld. Kč) především investice do nového plynovodu posilující bezpečnost dodávek v regionu severní Moravy v hodnotě 3,7 mld. Kč. Od roku 2023 se v regulaci projevila vysoká inflace a došlo tak k nárůstu povolených nákladů provozovatelů soustav. Z důvodu stabilního vývoje regulovaných cen je promítání skutečných hodnot inflace v regulaci postupně a vysoká inflace z let 2022 a 2023 bude ovlivňovat meziroční nárůst povolených nákladů i v budoucích letech.

Vyhodnocení celého V. RO bude možné provést až v roce 2026 po skončení V. RO.

### 2.3 Strategická východiska

Cílem Úřadu pro energetická odvětví je dlouhodobá udržitelnost stabilního, spolehlivého, efektivního, bezpečného a k životnímu prostředí ohleduplného provozování elektroenergetických a plynárenských soustav a provádění dalších činností regulovanými subjekty, zajišťování rozvoje inovací a poskytování kvalitních služeb všem zákazníkům za přiměřené ceny.

Energetický sektor prochází významnou transformací, kde nejvýznamnější změnou je akcelerace odklonu od fosilních paliv. Změna energetického mixu bude mít v českých podmínkách zásadní vliv na potřeby značných investic do síťových odvětví. V sektoru elektroenergetiky je to vyvoláno decentralizací výroby a související digitalizací. V plynárenství jsou investice nutné v důsledku náhrady uhlí plynými palivy při výrobě elektřiny a tepla a procesem dekarbonizace plynárenství (využití biometanu, vodíku). Nastavení Metodiky cenové regulace na VI. RO vytvoří regulovaným subjektům prostor pro umožnění transformace energetiky při současném zvyšování jejich efektivity a zároveň zajistí odpovídající ceny pro zákazníky.

Úřad si uvědomuje, že období globální světové hospodářské stability bylo zásadní měrou narušeno celosvětovou pandemií a válečnými konflikty. To s sebou přineslo prudký nárůst cen energetických komodit vedoucí v roce 2021 k pádu společnosti Bohemia Energy, největšího alternativního dodavatele energií v ČR. Dalším dopadem byly zvýšené finanční nároky spojené se zajišťováním provozu a rozvoje energetických soustav. Vliv světové a evropské politiky, ekonomického vývoje, včetně vývoje nabídky a poptávky po surovinách a energiích, se nutně projevuje i v energetických odvětvích v České republice a lze očekávat, že bude ovlivňovat energetiku, vč. její regulované části i v následujícím regulačním období.



V důsledku nepříznivých geopolitických událostí a jejich následků bylo nutné upravit některé doposud používané postupy a metody regulace, které vycházely z očekávání, že řadu let utvářené prostředí pro podnikání v energetice je a bude trvale stabilní.

Pravidla regulace v energetice pro další období by měla nadále zachovat požadovanou úroveň bezpečnosti a spolehlivosti energetických soustav, fungování a udržitelnost celého regulovaného sektoru a prostředí pro podnikání v energetice. Je zřejmé, že budoucí VI. RO vyžaduje vytvoření nebo úpravu stávajících regulačních metod a pravidel tak, aby byly připraveny rychleji a účinněji reagovat na případné hospodářské, ekonomické výkyvy a technologické a bezpečnostní změny uvnitř i vně ČR.

Úřad bude nadále odpovídajícím způsobem zohledňovat skutečnost, že elektroenergetika i plynárenství jsou odvětvími, ve kterých regulované subjekty poskytují svým zákazníkům služby, a k tomu účelu ročně vynakládají na investice prostředky v řádu vyšších desítek miliard korun tak, aby vyhověly požadavkům, které jsou na ně kladeny. Tyto investice jsou směřovány primárně do aktiv s dlouhodobou životností. Úřad bude investice podrobně posuzovat z pohledu jejich účelu, efektivnosti a přínosů pro koncové uživatele, ať už se jedná o velké, střední a malé zákazníky nebo spotřebitele v domácnosti. Je proto nutné, aby Metodika cenové regulace pro VI. RO vytvořila a zakotvila principy pro regulaci cen v VI. RO tak, aby zaručovala poskytování kvalitních a cenově odpovídajících služeb zákazníkům a ostatním účastníkům trhu a vytvořila také vhodné podmínky pro financování a návratnost vynaložených investic.

Z dlouhodobého hlediska je jednou z hlavních výzev klimatická politika Evropské unie (EU) vedoucí k uhlíkově neutrální ekonomice v roce 2050. Klimatické cíle by měly být naplněny nákladově efektivním způsobem a cenová regulace by měla maximální možnou měrou omezovat negativní cenové dopady na zákazníky i regulované společnosti.

V průběhu VI. RO bude v energetice docházet k transformaci, zejména v důsledku dekarbonizace, decentralizace, digitalizace a posilování kybernetické bezpečnosti. Dojde k vzestupu již zavedených segmentů, jako je decentralní výroba, včetně komunitní energetiky, elektromobility, případně tepelných čerpadel. Zároveň budou na energetický trh vstupovat další účastníci s novými činnostmi (akumulace, flexibilita, vodík atd.). Energetické společnosti tak budou muset investicemi zajistit naplňování rozsáhlých požadavků na připojování nových energetických zdrojů a odběrných míst, bezpečnost dodávek energií a zlepšovat kvalitu dodávek a poskytovaných souvisejících služeb. Spolehlivě provozovaná a technicky vyspělá energetická infrastruktura je nejen nezbytnou podmínkou stability a rozvoje hospodářství, ale i zajištění bezpečného přechodu na nízkouhlíkovou energetiku a splnění klimatických závazků ČR.

Již pro V. RO Úřad v regulačním rámci aplikoval několik flexibilních a motivačních prvků dle možností jednotlivých sektorů. Nejvýznamnějším byl způsob stanovení komponenty povolených nákladů (dále lze zmínit např. motivaci k insourcingu promítáním mzdového indexu při eskalaci povolených nákladů vahou osobních nákladů, motivaci ke zlepšování nepřetržitosti distribuce elektřiny, motivaci ke snižování odchylek u ztrát nebo povinného výkupu, nebo sdílení zisku z prodeje vyřazeného majetku a materiálu mezi zákazníkem a regulovaným subjektem).

K těmto opatřením lze v současné době konstatovat, že průměrný roční rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady klesl za první tři roky V. RO o 85 % proti hodnotě za IV. RO, průměrný počet přerušení distribuce elektřiny za uplynulé roky V. RO se oproti VI. RO snížil o 0,16 ročně a průměrná délka přerušení distribuce elektřiny se snížila o 25,32 minuty. Rovněž motivační schéma provozovatele přenosové soustavy pro snižování odchylek ztrát napomohlo zlepšit predikci skutečného průběhu ztrát v soustavě. Průměrná absolutní chyba predikce ztrát v přenosové soustavě se z cca 20 % ve IV. RO snížila na přibližně 12 %, a to za první tři roky V. RO. Absolutní hodnoty odchylek predikce povinného výkupu se za první tři roky V. RO snížily o 50 % proti průměrné hodnotě za IV. RO (což je ale částečně ovlivněno proměnným rozsahem portfolia výrobců čerpající podporu formou povinného výkupu elektřiny). Sdílení zisku z prodeje vyřazeného majetku a materiálu mezi zákazníkem a regulovaným subjektem snížilo za první tři roky V. RO povolené výnosy o 292,5 mil. Kč. Plnohodnotné vyhodnocení aplikovaných prvků bude možné až v následujícím regulačním období po dostupnosti údajů za více let, nicméně již v současné době lze sledovat pozitivní vývoj oblastí s nastavenými motivačními prvky, a proto Úřad motivační prvky pro VI. RO významně rozšíří tak, aby regulované subjekty zajišťovaly služby zákazníkům v odpovídající kvalitě.

Úřad bude nově implementovat některé poznatky z vědecko-výzkumných prací zpracovaných během programů Technologické agentury ČR, např. metodiky hodnocení efektivity investic vypracované prostřednictvím programu veřejných zakázek v aplikovaném výzkumu a inovacích pro potřeby státní správy BETA2 nebo postupně vyhodnocované výstupy a zkušenosti z projektů programu THÉTA.

Nové motivační prvky budou zapracovávány i do tarifního systému v elektroenergetice. Dlouhodobě probíhá projekt Úřadu „Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech“, který postupně reaguje na nové skutečnosti v elektroenergetice a přináší vyšší efektivitu využití a rozvoje soustavy. Vyšší využití a efektivita rozvoje elektrizační soustavy odstraní další tlaky na neefektivní investice do soustav, a tím povede ke snížení budoucích nákladů pro všechny zákazníky oproti situaci, kdy by byl zachován původní tarifní systém. Proto bude tarifní systém v elektroenergetice v VI. RO procházet postupným vývojem, který je a bude definován v jiných koncepčních dokumentech Úřadu. Případné změny postupů stanovení regulovaných cen v elektroenergetice budou zachyceny v podzákonných právních předpisech, nebo v cenových rozhodnutích ERÚ.

## 2.4 Strategické principy pro VI. regulační období

### Návaznost na platné legislativní předpisy ČR a EU

- Regulační rámec musí nejen respektovat platné legislativní předpisy, ale musí rovněž naplňovat cíle strategických dokumentů ČR a zohlednit střednědobý a dlouhodobý vývoj sektoru energetiky.
- Podstatné je naplňování povinností ČR ohledně klimatických cílů EU směřujících k dekarbonizaci, decentralizaci a digitalizaci, které mají v důsledku významný dopad na skladbu energetického mixu. Toto vede ke zvýšenému tlaku na modernizaci jak elektrizační, tak plynárenské soustavy ČR.

### Stabilita, flexibilita a dlouhodobá udržitelnost

- Řada regulačních principů navržená pro VI. RO je kontinuální s postupy v V. RO, kdy nejde jen o metodu regulace jako takovou, ale i o dílčí komponenty regulačního rámce. Zároveň dojde v případě některých principů k jejich doplnění a aktualizaci na základě získaných poznatků.
- Regulační rámec nastavený tak, aby simuloval procesy tržního prostředí pro licencované/regulované činnosti, je schopen reagovat na předvídatelné či očekávané změny v legislativním, tržním a finančním prostředí, aniž by bylo nezbytné realizovat ad hoc opatření, která by narušovala jeho stabilitu. Regulační rámec si mimo jiné klade za cíl zajistit finanční stabilitu odvětví. Bude proto zohledňovat míru inflace a úrokových sazeb, a to prostřednictvím některých parametrů cenové regulace.
- Vytvoření vhodných podmínek pro vícezdrojové financování, ať již formou vlastního, či zájmového kapitálu případně různých subvencí. Regulační rámec umožňující subjektům podléhajícím regulaci maximalizaci využití veřejné podpory poskytované na národní úrovni nebo ze zdrojů EU, s cílem minimalizace přenášení nákladů na zákazníky.
- Zajištění bezpečných a spolehlivých dodávek energií pro zákazníky za odpovídající regulované ceny bude řešeno s důrazem na kvalitu poskytované služby a s důrazem na omezení cenových výkyvů.

### Předvídatelnost a kontinuita

- Konkrétně stanovené principy definované Metodikou cenové regulace, kterými jsou zejména způsob stanovení povolené úrovně provozních nákladů, metodika zohlednění investičních nákladů a způsob stanovení výše přiměřeného zisku, zajistí významnou míru předvídatelnosti na celé VI. RO. Předvídatelnost a kontinuita jsou klíčové pro:
  - zákazníky z důvodu očekávatelného vývoje regulovaných cen odpovídajícího dlouhodobě efektivně provozované službě, kdy nově budou v metodice cenové regulace zohledněny i aktuální zkušenosti s dopady cenových výkyvů na trzích s elektřinou a plynem,
  - regulované subjekty s ohledem na požadavek dlouhodobého efektivního plánování výkonu licencované činnosti,
  - investory z titulu zajištění adekvátní návratnosti, investičního horizontu a rizika, které determinují jejich ochotu investovat v regulovaném prostředí elektroenergetiky a plynárenství.

### Vyváženost dopadů na regulované subjekty a na zákazníky

- Nastavení motivačních podmínek simulujících tržní systém, doplněný optimální mírou kontrolní činnosti. Jen tak bude regulovaná cena odpovídat potřebě veřejného zájmu, se kterou je výkon licencované činnosti prováděn.

- ▮ Zajištění potřeby návratnosti vloženého kapitálu, včetně kompenzace rizik. Regulované činnosti budou zajišťovány efektivním způsobem při naplnění požadovaných kvalitativních standardů.

### **Objektivnost a transparentnost nastavení regulačních principů a vstupů**

- ▮ Respektování všeobecně uznávané teorie ekonomické regulace (např. použitím modelu CAPM), pravidel investičního rozhodování a vyhodnocování investic dle certifikovaných metodik vytvořených při Technologické agentuře ČR.
- ▮ Ověřování korektnosti nastavených pravidel na základě mezinárodních zkušeností u zahraniční praxe (např. za pomoci průběžně tvořených benchmarků CEER) s tím, že navržená řešení, která budou vycházet ze zahraniční praxe, budou implementována po posouzení vazby na aktuální či předpokládanou situaci v ČR ale i u konkrétních regulovaných sektorů a subjektů.

Hlavní faktory, které ovlivňují strategický rámec VI. RO, tak mohou být obecné nebo specifické pro oblast elektroenergetiky a plynárenství:

### **Hlavní obecné faktory**

- ▮ **Financování a krytí investic s dlouhodobou návratností** – V posledních letech byly zaznamenány relativně turbulentní výkyvy téměř veškerých indikátorů finančního sektoru a makroekonomických veličin obecně. Zdůraznit je potřeba zejména prudký nárůst inflace, která ovlivnila výši provozních, investičních, ale i kapitálových nákladů. Význam investic je přitom vnímán nejen v blízkém, ale rovněž v dlouhodobém horizontu, neboť elektroenergetický a plynárenský sektor je investičně náročný a charakterizuje se dlouhou dobou návratnosti investic. Udržení přiměřené atraktivnosti energetického sektoru pro dlouhodobé investory je proto klíčové.
- ▮ **Regulace a role účastníků trhu v energetice** – Každý účastník trhu s elektřinou a plynem má svou nezastupitelnou roli, díky které celý sektor funguje. Naplňování nových legislativních požadavků a změn v elektroenergetickém a plynárenském sektoru bude vyžadovat aktivní průběžnou účast všech účastníků trhu, tedy i zákazníků.
- ▮ **Motivační regulace** – Moderní rolí regulačního přístupu jsou pobídky k racionalizaci výkonu regulované činnosti a vynakládání optimální míry finančních prostředků k dosažení potřebné úrovně výkonu licencované činnosti ve veřejném zájmu. Rozšíření této role nad rámec současného stavu bude vyžadovat základní systémové úpravy v oblastech, které motivační schéma dosud nepokrývá (např. s ohledem na příchod nízkouhlíkových plynů v plynárenství), nebo v oblastech, které nejsou v současné době ještě ideálně nastaveny. Jedním z hlavních kritérií vhodného motivačního přístupu je připravit takové pobídky, které povedou k obdobnému rozhodování držitele licence, které by přirozeně činil v tržním prostředí. Důraz bude kladen také na motivaci vedoucí k zavádění inovačních opatření ze strany regulovaných subjektů s cílem optimalizace ceny, nebo zlepšení úrovně kvality služeb pro zákazníky.
- ▮ **Sektor coupling** – Transformace energetického sektoru očekává užší interakci sektoru elektroenergetiky a plynárenství. Udržení rovnováhy elektrizační soustavy v situaci, kdy roste podíl obnovitelných zdrojů na výrobě elektřiny, bude ve vzrůstající míře závislé na možnosti nalézt takové zdroje, které budou vysoce flexibilní a řiditelné. Tuto poptávku naplňují v dostatečné míře nízkemisní a bezemisní plyny.

### **Hlavní faktory v oblasti elektroenergetiky**

- ▮ **Nové subjekty a funkcionality** – Vznikají nové subjekty jako jsou energetická společenství, aktivní zákazníci, agregátoři včetně nezávislých agregátorů, jejichž fungování se neobejde bez vybudované kvalitní informační infrastruktury a efektivně nastavených procesů vyžadujících odpovídající měření energetických veličin, s čímž souvisí velké toky dat. To vyžaduje mimo jiné i korektní nastavení regulace elektroenergetického datového centra (dále i EDC), jakožto zcela nového účastníka trhu s elektřinou bez možnosti využití historických hodnot.
- ▮ **Rozvoj nových technologií a trendů (obnovitelných zdrojů (OZE), elektromobility, tepelných čerpadel, akumulace)**, který přispívá k postupnému plnění klimaticko-energetických cílů EU. Dochází k nárůstu instalací solárních a větrných elektráren, tepelných čerpadel a dobíjecích stanic pro elektromobily s níže uvedeným předpokládaným výhledem narůstajícího trendu, který klade stále vyšší nároky na elektrizační soustavu (včetně poskytování systémových služeb a dalších služeb). Rozvoj OZE také

povede ke snižování distribuovaného množství elektřiny, které bezprostředně nemusí být kompenzováno zvýšeným odběrem elektřiny u tepelných čerpadel a dobíjecích stanic.

**Tabulka 4 Předpoklad rozvoje OZE, elektromobility a tepelných čerpadel**

		2020	2025	2030	2040	2050
<b>Zdroje OZE (FVE + VTE + MVE)</b> [MW]	ČEZ Distribuce, a.s.	2000	5 500	13 000	17 000	28 000
	EG.D, a.s.	1 110	2 600	3 800	5 000	7 000
	PREdistribuce, a.s.	35	158	350	428	537
	<b>Celkem</b>	<b>3 145</b>	<b>8 258</b>	<b>17 150</b>	<b>22 428</b>	<b>35 537</b>
<b>Elektromobilita</b> [MW]	ČEZ Distribuce, a.s.	10	100	700	4 400	7 000
	EG.D, a.s.	2,5	25	175	1 100	1 845
	PREdistribuce, a.s.	3	35	214	499	864
	<b>Celkem</b>	<b>16</b>	<b>160</b>	<b>1 089</b>	<b>5 999</b>	<b>9 709</b>
<b>Tepelná čerpadla</b> [MW]	ČEZ Distribuce, a.s.	50	800	2 500	3 000	3 500
	EG.D, a.s.	150	500	900	1 500	1 800
	PREdistribuce, a.s.	28	42	158	309	358
	<b>Celkem</b>	<b>228</b>	<b>1 342</b>	<b>3 558</b>	<b>4 809</b>	<b>5 658</b>

Zdroj: Provozovatelé distribučních soustav

- Chytré prvky a digitalizace – Dlouhodobě roste důležitost a četnost chytrých prvků v elektroenergetických soustavách. Jde zejména o tzv. chytré měření (AMM), ale i další technologie, jako dálkově ovládané prvky, chytré distribuční trafostanice a automatizační prvky. To vyžaduje vybudování robustní komunikační infrastruktury a efektivní digitalizaci souvisejících procesů.
- Modernizace elektrizační sítě – Současné požadavky na rozvoj elektrizační soustavy (zejména požadavky na připojování zdrojů a s tím související potřebou rozvoje flexibility) jdou nad rámec stávajících strategických materiálů (SEK, NAP SG). Tyto změny spolu se žádoucími investicemi do obnovy a do zajištění kybernetické bezpečnosti, významně zvyšují potřeby investic do elektrizačních sítí. V souvislosti s probíhající energetickou transformací spojenou s trendy uvedenými výše tak dochází k dramatickým nárůstům hodnot aktivovaných investic. V roce 2021 činila hodnota aktivovaných investic souhrnně 25 mld. Kč, pro rok 2030 je plánováno více než 38 mld. Kč, což představuje nárůst o 54 %.

### Hlavní faktory v oblasti plynárenství

- Modernizace plynárenských sítí – Postupně se prosazující ESG pohled na fungování společností se bude promítat do dalšího tlaku na financování společností a hledání opatření ke snižování emisí metanu. Tato opatření budou vyžadovat dodatečné investice i vyšší provozní náklady. Zvyšování významu biometanu a vodíku v energetickém mixu na úkor zemního plynu si v průběhu následujících let vyžádá další investice do přizpůsobení plynárenské soustavy na distribuci a přepravu těchto plynů. Odpovídající úpravy soustavy si rovněž vyžádá přechod na ekologičtější paliva v sektoru dopravy. Úprava současné plynárenské infrastruktury na možnost přepravy a distribuce směsi vodíku se zemním plynem (tzv. blendingu) nebo čistého vodíku (repurposing, retrofitting) je z pohledu nákladových dopadů nejefektivnější cestou pro rozvoj vodíkového hospodářství.
- Změny ve struktuře spotřeby plynu – Plánovaný odklon od uhelných zdrojů v ČR a jeho náhrada plynými palivy zejména v oblasti výroby elektřiny a tepla bude vyžadovat zvýšené investice do rozvoje soustavy. Plyn bude hrát i nadále významnou roli v oblasti vytápění v segmentu maloodběr a domácnost. Na druhou stranu však vlivem přechodu na alternativní zdroje energie se bude zvyšovat riziko nedostatečného využívání některých částí plynárenské soustavy. To vyžaduje změny v současném regulačním přístupu a přehodnocení přístupu k investicím zajišťujícím udržení stávajícího rozsahu plynárenské soustavy.
- Změna toků evropskými přepravními soustavami v reakci na významné omezení dodávek plynu z Ruska – V případě ČR se tato skutečnost projevuje významným snížením tranzitních toků přes naše území, a tedy nižším využitím přepravní soustavy, než tomu bylo v minulosti.
- Diverzifikace zdrojů a tras a snižování energetické závislosti – Zajištění různorodých zdrojů a cenově efektivních dodavatelských tras zvýší energetickou bezpečnost státu i u konečných zákazníků. Úřad bude v rozsahu svých kompetencí podporovat činnosti zvyšující energetickou soběstačnost ČR i činnosti zvyšující bezpečnost dodávek plynu do ČR.

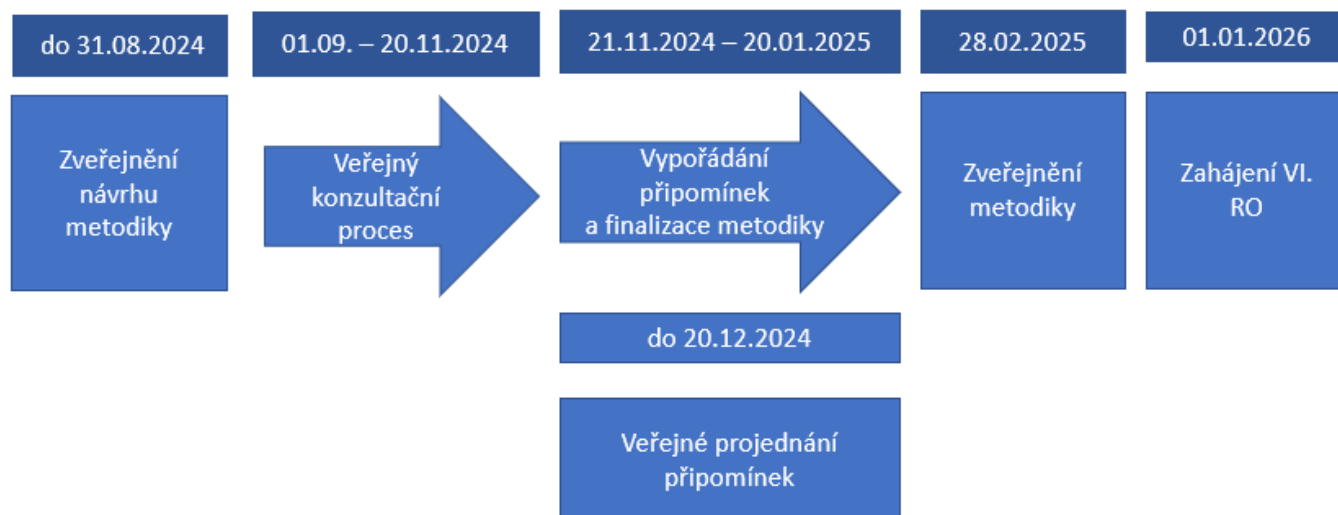


## 2.5 Veřejná konzultace návrhu Metodiky cenové regulace pro VI. regulační období

V tomto bodě je popsán průběh konzultačního procesu k návrhu Metodiky cenové regulace.

Celkový přehled harmonogramu zpracování Metodiky cenové regulace pro VI. RO uvádí Obrázek 1 níže.

Obrázek 1 Harmonogram zpracování Metodiky cenové regulace



K projednání připomínek uspořádá ERÚ do 30 dnů po uplynutí lhůt pro podání připomínek veřejné projednání. Informaci o místě a čase konání veřejného projednání Úřad zveřejní způsobem umožňujícím dálkový přístup nejméně 14 dnů před jeho konáním. Veřejného projednání se mohou účastnit zástupci regulovaných subjektů a ten, kdo ve stanovené lhůtě podal k návrhu Metodiky cenové regulace připomínku. O průběhu veřejného projednání vede Úřad písemný záznam.

## 2.6 Investiční výhled pro VI. regulační období

Jedním z cílů, které si Úřad vytyčil pro VI. RO, je výrazná podpora protransformační politiky rozvoje infrastruktury v souvislosti s výše uvedenou změnou energetiky v nadcházejícím období, zejména podporou decentralizace, využitím nových inovativních technologií a přechodem na nízkouhlíkové a obnovitelné plyny.

Provozovatel přenosové soustavy společnost ČEPS, a.s., v souladu s energetickým zákonem zpracovává každé dva roky tzv. Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy ČR, který schvaluje ERÚ následně po vydání stanoviska MPO. Desetiletý plán rozvoje ČR je zveřejněn na webové stránce ČEPS<sup>1</sup>.

Provozovatel přepravní soustavy společnost NET4GAS, s.r.o., v souladu s energetickým zákonem zpracovává každý rok Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy v ČR, jehož úkolem je analyzovat vývoj maximální denní a roční spotřeby a přiměřenosti vstupní a výstupní kapacity pro Českou republiku. V plánu jsou uvedeny realizované a připravované investiční projekty, které navyšují kapacitu přepravní soustavy, a publikována je zde i analýza bezpečnosti dodávek. Desetiletý plán schvaluje ERÚ následně po vydání stanoviska MPO a je zveřejňován na webové stránce NET4GAS<sup>2</sup>.

Provozovatelé distribučních soustav v elektroenergetice i plynárenství prozatím investiční plány nepředkládali Úřadu ke schvalování. Během příprav na VI. RO si Úřad tyto plány vyžádal a bude s nimi pracovat na indikativní bázi. Plány v elektroenergetice také poslouží při přípravě na proces jejich budoucí závaznosti v důsledku transpozice článku 32 odst. 3 směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU)

<sup>1</sup> Desetiletý plán rozvoje přenosové soustavy ČR je dostupný na následujícím odkazu <https://www.ceps.cz/cs/rozvoj-ps>.

<sup>2</sup> Desetiletý plán rozvoje přepravní soustavy ČR je dostupný na následujícím odkazu <https://www.net4gas.cz/cz/projekty/rozvojove-plany/>.

2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944, a to včetně přípravy indikátorů.

Úřad nechává plně v kompetenci jednotlivých držitelů licencí, aby na základě svých podnikatelských plánů stanovili a nastavili systémy údržby, obnovy a rozvoje takovým způsobem, aby zajistili bezporuchový chod provozovaných zařízení a dostatečnou kapacitu soustav pro potřeby zákazníků či vyhověli dalším legislativním požadavkům.

Úřad podporuje inovativní projekty směřující k zavádění a ověřování nových technologií v energetice a v průběhu VI. RO mohou být investiční náklady na takové projekty po schválení Úřadem zahrnuty do regulační báze aktiv.

Jak vyplývá ze strategického rámce a plánů aktivovaných investic, rozsah investic do elektrizační soustavy by měl v VI. RO nabývat historických rozměrů, pokud má být transformace energetiky úspěšně provedena. I v plynárenství se očekávají významné investice, jak do prosté obnovy majetku, tak i do přípravy na přechod na nízkouhlíkové a obnovitelné plyny. Aby byla zajištěna efektivita vynaložených investic regulovaných subjektů, Úřad bude ověřovat účelnost investic za pomoci certifikovaných metodik hodnocení efektivity investic v elektroenergetice a v plynárenství, které byly zpracovány během vědecko-výzkumného programu Technologické agentury ČR.

Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic v elektroenergetice je přínosem především v získání kontinuálního detailnějšího přehledu nad investicemi v elektrizační soustavě v průběhu celého souvisejícího procesu investice (počínaje plánem, přes hodnocení a vykazování, po sledování realizace investice). Klíčové ukazatele obnovy a rozvoje poskytnou prostředek pro sledování stavu elektrizační soustavy, a to ve větším rozsahu, než v jakém byly ukazatele dostupné a využitelné v předchozích regulačních obdobích. Certifikovaná metodika není přínosem jen pro Úřad, ale rovněž regulované subjekty ocení především vyšší transparentnost a předvídatelnost v postupech hodnocení investic z pohledu uplatnění regulace cen ex ante. Sledování klíčových ukazatelů obnovy a rozvoje sítě a analýzy nákladů a přínosů zásadních investic je východiskem ke zdůvodněným a efektivním investicím, tedy přínosem pro zákazníka.

Metodika je tvořena multikriteriálním hodnocením investic prostřednictvím 21 ukazatelů obnovy a rozvoje elektrizační soustavy, rozšířeným vykazováním investic regulovanými subjekty, základním rámcem pro tvorbu plánu rozvoje distribuční soustavy předkládaným provozovatelem distribuční soustavy Úřadu, rámcem pro rozšířené hodnocení ekonomické efektivity vybraných investic a stanovením ocenění přerušení distribuce pro potřeby takového hodnocení.

Metodika tedy svým pojetím umožňuje primárně automatické vyhodnocení investic v závislosti na účelu investice a plnění konkrétních výkonnostních ukazatelů investice. Zároveň však umožňuje Úřadu provádět rozšířené hodnocení pro zdůvodnění efektivity vybrané investice tam, kde si to Úřad vyžádá. V takovém případě je předkladatel povinen seznámit Úřad se základním popisem investičního záměru s předložením různých investičních variant, kdy bude variantně provedena identifikace nákladů a přínosů investičních variant, citlivostní analýzy a komplexní analýzy rizika a zhodnocení alternativ.

Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic v plynárenství je nástrojem, který umožní Úřadu efektivnější výkon regulace v oblasti investic a investičních plánů. Metodika je navržena jako souhrn nástrojů pro výkon regulace v oblasti investic v plynárenství. Metodika zahrnuje kategorizaci a definice jednotlivých typů investic, zásady a způsoby hodnocení i plánování investic, vykazování investic a investičních plánů a popis procesů spojených s hodnocením a plánováním investic. Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic představuje transparentní popis hodnocení budoucích investic v plynárenství a dává Úřadu možnost detailně posoudit efektivitu vybraných investic. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení, který je součástí certifikované metodiky, je aktualizován na základě stávajících podmínek v sektoru distribuce plynu.

Certifikované metodiky hodnocení efektivity investic jsou zveřejněny na internetových stránkách Úřadu a tvoří přílohy Metodiky cenové regulace pro VI. RO.

V následujících tabulkách jsou uvedeny plány aktivovaných investic v průběhu VI. RO v podobě, v jaké jsou dostupné k datu zveřejnění Metodiky cenové regulace do veřejného konzultačního procesu.

**Tabulka 5 Plán aktivovaných investic – ČEPS, a.s.**

ČEPS, a.s.	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Aktivovaný majetek celkem [tis. Kč]</b>	<b>7 000 000</b>	<b>7 000 000</b>	<b>7 000 000</b>	<b>7 000 000</b>	<b>7 500 000</b>
Vedení 400 kV	2 838 000	4 752 000	4 003 000	5 065 000	3 202 000
Vedení 220 kV	0	0	0	0	0
Vedení 110 kV	0	0	0	0	0
Dispečink	376 000	254 000	728 000	75 000	90 000
Transformovny	3 597 000	1 969 000	2 153 000	1 771 000	4 055 000
Obchodní měření	0	0	0	0	0
Ostatní	189 000	25 000	116 000	89 000	153 000

Zdroj: Provozovatel přenosové soustavy

**Tabulka 6 Plán aktivovaných investic – ČEZ Distribuce, a. s.**

ČEZ Distribuce, a.s.	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Aktivovaný majetek celkem [tis. Kč]</b>	<b>19 405 370</b>	<b>18 939 971</b>	<b>19 009 099</b>	<b>19 294 500</b>	<b>19 060 750</b>
Hladina VVN	2 202 142	2 461 318	2 555 994	1 993 565	1 968 993
Venkovní vedení	1 875 010	2 207 257	2 281 702	1 784 126	1 765 777
Kabelová vedení	1 995	2 008	1 980	1 995	2 012
Rozvodny PS/VVN	324 137	251 053	270 312	203 444	197 204
Elektroměrová služba	1 000	1 000	2 000	4 000	4 000
Hladina VN	4 393 419	4 264 768	4 880 575	4 539 985	4 493 571
Venkovní vedení	1 369 356	1 580 629	1 966 445	2 022 475	2 002 220
Kabelová vedení	1 101 070	1 191 999	1 327 796	1 203 711	1 191 271
Transformovny VVN/VN a VN/VN	1 880 994	1 464 140	1 575 334	1 171 799	1 160 080
Transformátory VVN/VN a VN/VN	35 000	21 000	0	116 000	114 000
Elektroměrová služba	7 000	7 000	11 000	26 000	26 000
Hladina NN	10 407 808	10 508 885	10 344 530	11 701 951	11 558 186
Venkovní vedení	634 312	718 011	860 443	980 322	970 926
Kabelová vedení	5 827 491	5 997 150	6 040 927	6 374 585	6 309 509
Transformátory VN/NN	600 000	600 000	600 000	545 000	534 000
Distribuční stanice	1 501 005	1 841 724	1 995 159	1 448 044	1 433 751
Elektroměrová služba	1 845 000	1 352 000	848 000	2 354 000	2 310 000
Ostatní	2 402 000	1 705 000	1 228 000	1 059 000	1 040 000

Zdroj : ČEZ Distribuce, a.s.

**Tabulka 7 Plán aktivovaných investic – EG.D, a.s. elektroenergetika**

<b>EG.D, a.s. - elektroenergetika</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Aktivovaný majetek celkem [tis. Kč]</b>	<b>7 685 134</b>	<b>7 952 827</b>	<b>8 291 470</b>	<b>8 619 122</b>	<b>8 791 504</b>
Hladina VVN	438 967	533 244	584 467	525 113	533 066
Venkovní vedení					
Kabelová vedení					
Rozvodny PS/VVN					
Elektroměrová služba					
Hladina VN	2 444 836	2 538 516	2 710 729	2 915 870	2 978 868
Venkovní vedení					
Kabelová vedení					
Transformovny VVN/VN a VN/VN					
Transformátory VVN/VN a VN/VN					
Elektroměrová služba					
Hladina NN	4 306 740	4 347 501	4 441 530	4 577 401	4 665 986
Venkovní vedení					
Kabelová vedení					
Transformátory VN/NN					
Distribuční stanice					
Elektroměrová služba					
Ostatní	494 591	533 566	554 744	600 738	613 584

Zdroj : EG.D, a.s.

Pozn. podrobný rozpad aktivovaných investic bude aktualizován.

**Tabulka 8 Plán aktivovaných investic – PREdistribuce, a.s.**

<b>PREdistribuce, a.s.</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Aktivovaný majetek celkem [tis. Kč]</b>	<b>2 609 400</b>	<b>2 725 500</b>	<b>2 857 000</b>	<b>2 983 000</b>	<b>3 102 000</b>
Hladina VVN	255 186	112 635	294 163	250 118	227 522
Venkovní vedení	222 433	74 483	236 593	147 135	16 754
Kabelová vedení	32 753	38 151	57 569	102 984	210 768
Rozvodny PS/VVN	0	0	0	0	0
Elektroměrová služba	0	0	0	0	0
Hladina VN	934 411	1 210 741	1 041 697	1 176 879	1 234 366
Venkovní vedení	2 026	2 845	0	0	0
Kabelová vedení	457 805	417 823	503 065	714 240	706 945
Transformovny VVN/VN a VN/VN	339 240	446 328	390 987	340 264	350 217
Transformátory VVN/VN a VN/VN	108 614	318 652	120 969	94 898	148 903
Elektroměrová služba	26 725	25 092	26 677	27 477	28 302
Hladina NN	1 113 302	1 076 445	1 144 242	1 119 392	1 155 818
Venkovní vedení	0	0	0	0	0
Kabelová vedení	564 153	556 544	593 767	632 789	655 168
Transformátory VN/NN	4 939	4 638	21 855	22 510	23 185
Distribuční stanice	160 962	155 437	152 068	162 912	183 000
Elektroměrová služba	383 247	359 826	376 552	301 181	294 465
Ostatní	306 501	325 680	376 898	436 611	484 294

Zdroj : PREdistribuce, a.s.

**Tabulka 9 Plán aktivovaných investic – EG.D plynárenství**

<b>EG.D, a.s. - plynárenství</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Aktivovaný majetek [tis. Kč]</b>	<b>544 657</b>	<b>526 208</b>	<b>500 183</b>	<b>509 107</b>	<b>519 289</b>
Dálkovody	159 143	145 774	145 639	152 732	155 786
Plynovody	141 713	129 808	129 688	136 004	138 724
Regulační stanice	11 080	10 149	10 140	10 634	10 846
Měření	6 350	5 817	5 811	6 094	6 216
Ostatní	0	0	0	0	0
Místní sítě	370 450	365 312	347 037	341 102	347 924
Plynovody	350 730	345 866	328 564	322 945	329 403
Regulační stanice	0	0	0	0	0
Měření	19 720	19 446	18 473	18 157	18 521
Ostatní	0	0	0	0	0
Podpůrný a společný majetek	15 064	15 122	7 507	15 273	15 579

Zdroj: EG.D, a.s.

**Tabulka 10 Plán aktivovaných investic – Pražská plynárenská Distribuce (PPD)**

<b>PPD, a.s.</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Aktivovaný majetek [tis. Kč]</b>	<b>805 181</b>	<b>810 000</b>	<b>810 000</b>	<b>810 000</b>	<b>810 000</b>
Dálkovody	115 695	120 000	120 000	120 000	120 000
Plynovody	115 695	120 000	120 000	120 000	120 000
Regulační stanice					
Měření					
Ostatní					
Místní síť	679 485	680 000	680 000	680 000	680 000
Plynovody	605 685	606 200	606 200	606 200	606 200
Regulační stanice	18 000	18 000	18 000	18 000	18 000
Měření	45 800	45 800	45 800	45 800	45 800
Ostatní					
Podpůrný a společný majetek	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000

Zdroj: Pražská plynárenská Distribuce, a.s.

**Tabulka 11 Plán aktivovaných investic – GasNet, s.r.o.**

<b>GasNet, s.r.o.</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
<b>Aktivovaný majetek [tis. Kč]</b>	<b>6 148 656</b>	<b>6 339 900</b>	<b>7 374 586</b>	<b>7 484 694</b>	<b>7 949 526</b>
Dálkovody	1 941 546	2 101 128	2 823 272	2 865 425	3 043 381
Plynovody	1 578 382	1 760 150	2 393 590	2 865 425	3 043 381
Regulační stanice	348 578	325 902	414 634	0	0
Měření	12 446	12 401	12 373	0	0
Ostatní	2 140	2 675	2 675	0	0
Místní síť	3 981 360	4 060 655	4 294 777	4 358 901	4 629 608
Plynovody	3 333 050	3 419 720	3 501 400	4 358 901	4 629 608
Regulační stanice	446 032	423 354	573 511	0	0
Měření	200 138	214 907	217 190	0	0
Ostatní	2 140	2 675	2 675	0	0
Podpůrný a společný majetek	225 750	178 117	256 537	260 368	276 537

Zdroj: GasNet, s.r.o.



**Tabulka 12 Plán aktivovaných investic – NET4GAS, s.r.o.**

NET4GAS, s.r.o.	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Aktivovaný majetek [tis. Kč]</b>	<b>1 162 870</b>	<b>546 806</b>	<b>570 425</b>	<b>1 144 908</b>	<b>429 583</b>
Tranzitní přeprava	796 144	463 894	336 685	203 433	195 338
Tranzitní plynovody	764 343	359 162	297 153	133 525	154 566
Hraniční předávací stanice	13 374	38 514	33 000	0	0
Kompresní stanice	18 428	66 218	6 531	69 908	40 772
Vnitrostátní přeprava	350 345	34 396	192 355	850 051	102 955
Plynovody VVTL	280 471	5 957	81 142	708 869	81 437
Vnitrostátní předávací stanice	69 874	28 439	111 213	141 182	21 518
Kompresní stanice	0	0	0	0	0
Podpůrný a společný majetek	16 381	48 516	41 386	91 424	131 289

Zdroj: NET4GAS, s.r.o.

## 2.7 Opatření k naplnění cílů Metodiky cenové regulace

Na základě dosavadního průběhu V. RO a souvisejících komunikací s účastníky trhů s elektřinou a plynem došel Úřad k závěru, že původně definované principy Zásad cenové regulace pro V. RO jsou rámcově správné a lze je dopracovat pro nastavení VI. RO v kontextu aktualizovaných strategických východisek viz výše uvedený bod 2.3. Je zachována pobídková regulace formou výnosového stropu se specifickými odchylkami u jednotlivých parametrů.

Obecné cíle odpovídající definovaným principům tak byly rozvedeny v bodě 2.4 s tím, že opatření, která povedou k naplnění těchto cílů a jejich konkrétní implementace jsou upřesněny v tomto dokumentu v příslušných bodech, věnujících se specifickým tématům regulace jednotlivých komponent regulačního rámce u daných licencí.

Pro VI. RO tak dochází nejen k zachování většiny opatření přijatých pro V. RO, ale rovněž i jejich posílení a rozšíření.

Mezi opatření zachovávaná z V. RO patří např. motivační způsob stanovení komponenty povolených nákladů, motivace ke zlepšování nepřetržitosti distribuce elektřiny, sdílení zisku z prodeje vyřazeného majetku a materiálu mezi zákazníkem a regulovaným subjektem nebo snižování odchylek u ztrát elektřiny.

Mezi nejvýznamnější opatření, která byla pro VI. RO zavedena nebo upravena patří zejména

- Úprava parametrizace u motivačního způsobu stanovení komponenty povolených nákladů tak, aby povolené náklady rychleji reagovaly na vývoj tržního prostředí, kdy toto opatření naplňuje cíl flexibilnější simulace procesů tržního prostředí pro regulované činnosti.
- Úprava přístupu k nákladům SLA, které jsou zajištěny externím dodavatelem v rámci skupiny, při které nemusí docházet k automatické motivaci, aby náklady vynaložené regulovaným subjektem na tuto činnost byly vynaložené z pohledu regulace efektivně. Nově dochází ke konkretizaci definice uznatelného nákladu ve vztahu k ziskovosti servisní organizace a tento krok tak naplňuje zejména cíl týkající se vyváženosti dopadů na regulované subjekty a na zákazníky.
- Úprava současného nastavení motivačních pobídek k čerpání dotačních titulů, která zajistí vytvoření vhodných podmínek pro vícezdrojové financování regulovaných subjektů při současném plnění cíle týkajícího se adresnější návaznosti na platné legislativní předpisy.
- Provázání RAB na hodnotu optimální úrovně ZHA, které bylo postupně realizováno již v průběhu V. RO tak, aby se minimalizovaly dopady tohoto přechodu. Tímto krokem jsou zajištěny cíle týkající se posílení finanční stability regulovaných subjektů a zvýšení transparentnosti regulačního rámce pro investory i stability pro zákazníka. V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude toto přecenění zohledněno v hodnotě RAB a odpisů.
- Zpřesnění nastavení přiměřené ziskovosti regulovaných subjektů, kdy je metodika stanovení WACC pro VI. RO upravena v oblasti vyšší přiměřenosti nákladů rizik adresnějším zaměřením referenční

skupiny srovnávaných společností (tzv. peer group) a zároveň dochází k aktualizaci zohlednění současné tržní situace zkrácením referenčního období pro některé dílčí parametry. Tento krok tak plní nejen cíl zajištění potřeby návratnosti vloženého kapitálu ale i cíl vyšší objektivnosti nastavení regulačních principů a vstupů.

- Zavedení komplexnějšího přístupu k motivační regulaci, kdy dochází k rozšíření pobídek zajišťujících efektivní plnění výkonu licence v požadované kvalitě a rozsahu formou nově zavedených KPI. Uvedené je hlavním opatřením u cíle podpory naplňování povinností ČR směřujících k dekarbonizaci, decentralizaci a digitalizaci, které mají v důsledku významný dopad na skladbu energetického mixu.
- Úprava definice časové hodnoty peněz dle odborné praxe, kdy je nově u korekčních faktorů a dalších příslušných částí regulačního rámce vyjádřena časová hodnota peněz v návaznosti na parametr PRIBOR. Tento krok opět posílí cíl objektivnosti a transparentnosti nastavení regulačních principů a vstupů.
- Detailnější specifikaci obecného ošetření rizika double countingu, tedy rizika zohlednění určitého typu nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň, ke kterému může docházet např. v případě změny způsobu zajištění výkonu licence nebo v případě změny firemní struktury regulovaného subjektu. Tímto krokem dochází ke kombinaci naplňování cílů týkajících se objektivnosti a transparentnosti nastavení regulačních principů a vstupů a cílů týkajících se předvídatelnosti a kontinuity cenové regulace.

Ke specifickým úpravám dále dochází i u nastavení regulace u subjektů, které nejsou provozovateli regionálních distribučních soustav nebo provozovateli přenosové či přepravní soustavy. Zcela novou specifikaci regulace si vyžádala úprava energetické legislativy zavádějící nový subjekt elektroenergetického datového centra.

Nadále je zachováno opatření, ve kterém si Úřad vyhrazuje právo postupovat v průběhu VI. RO odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Metodice cenové regulace, zejména v následujících případech:

- 1) změny právní úpravy bezprostředně se vztahující k licencované činnosti držitele licence, které mají podstatný dopad na parametry cenové regulace,
- 2) mimořádné změny na trhu s elektřinou a plynem nebo jiné mimořádné změny v národním hospodářství hodné zvláštního zřetele,
- 3) vyhlášení nouzového stavu, stavu ohrožení státu nebo válečného stavu,
- 4) stanovení parametrů na základě nesprávných, neúplných či nepravdivých podkladů nebo údajů,
- 5) podstatné změny na straně regulovaných subjektů, pokud takové změny významným způsobem ovlivní předpoklady, na jejichž základě byla stanovena tato Metodika cenové regulace.

V průběhu VI. RO bude nadále existovat možnost využití faktorů trhu, prostřednictvím kterého je možné uznat některé mimořádné náklady regulovaných subjektů nebo např. zohlednit dopady výše uvedených mimořádných situací, a také možnost v odůvodněných případech po projednání s držitelem licence, nebo na jeho žádost rozkládání korekčních faktorů se zohledněním časové hodnoty peněz, které zajišťuje cenovou stabilitu pro zákazníky.

## 2.8 Motivační pobídky v regulaci

Jak bylo uvedeno v bodě 2.3, od VI. RO je uvažováno podpořit regulační cíle prostřednictvím komplexněji uchopeného přístupu k motivační regulaci. Je doplněno nové portfolio motivačních prvků a dochází k zachování většiny stávajících motivačních prvků z V. RO (zachování metodiky stanovení povolených nákladů, stanovení parametrů nepřetržitosti distribuce elektřiny, motivace k ekonomickému přístupu při vyřazování majetku, snižování odchylek ztrát v elektroenergetice a snižování ztrát v plynárenství). Upravena byla motivace k čerpání dotačních titulů, která je nově provázána na plánovanou změnu legislativy týkající se účetních postupů v oblasti dotací.

## 2.9 Principy zohlednění dotací v regulaci

Využívání dotací regulovanými subjekty přináší na jedné straně zákazníkovi benefit ve formě nižších regulovaných cen, na straně druhé vznikají regulovaným subjektům vyšší rizika a administrativní náklady. Pro vyvážení zájmů obou skupin účastníků trhu je nastaven motivační přístup k využívání dotací.



Principy této úpravy jsou následující:

- a) Pravidla zohlednění čerpání dotací v VI. RO budou vycházet z novely zákona o účetnictví, až bude přijata. Dle očekávané podoby novely bude majetek pořízený z dotace vstupovat do RAB, přijatá dotace se vykáže jako výnos příštích období a tento výnos příštích období bude postupně rozpouštěn do UPV po dobu vyplývající z novely. Pokud novela dobu rozpouštění přímo ani nepřímo nestanovuje, považuje se za ni období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let).
- b) Pro dotace čerpané od 01.01.2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví se bude vycházet z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let).
- c) Pro dotace čerpané před 01.01.2026 bude po dobu VI. RO uplatněn přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO.
- d) V případě, že s novelou zákona o účetnictví dojde k překlasifikaci dosud pořízeného majetku z dotace a tento majetek vstoupí do rozvahy a bude rozpouštěn jako výnos příštích období, budou principy podle bodu b) a c) aplikovány tak, aby uvedenou skutečnost přiměřeně zohlednily.
- e) Výnosy příštích období budou do regulace rozpuštěny ze 100 %.
- f) Objem výnosů příštích období, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV bude úročen, a to primárně bezrizikovou mírou výnosnosti, pokud nebude na základě individuálního posouzení rozhodnuto Úřadem jinak (např. s ohledem na to, aby IRR daného projektu vycházelo v rozmezí 1 – 2 % nad míru výnosnosti stanovenou WACC podle doby životnosti majetku nebo podílu dotace k vlastním prostředkům).
- g) Náklady spojené s pořízením a další administrací dotačního titulu budou na základě žádosti RS specificky zohledněny v komponentě faktoru trhu.

## 2.10 Další motivační programy v regulaci

Adresněji byla zaměřena podpora investiční činnosti, kde místo plošného proinvestičního WACC bude podpora cílena na specifické oblasti potřebných investic. Tyto oblasti byly transformovány do struktury nových pobídek, které lze zjednodušeně popsat jako vytvoření určitého souboru ukazatelů výkonnosti (zjednodušeně tzv. KPI) u regulovaných subjektů v rámci pevně daného okruhu jejich činností, kdy konkrétní pobídky vycházejí ze strategie regulace a předem daných cílů. Soubory KPI jsou specifické pro jednotlivé oblasti výkonu licence a konkrétně jsou uvedeny v tomto dokumentu v příslušných specifických bodech této Metodiky cenové regulace, kdy se týkají nejen provozovatelů soustav, ale i dalších subjektů.

### Další motivační programy pro VI. RO:

- 1) podpory robustnosti přenosové soustavy měřené objemem aktivovaných investic nad odpisy za regulovaný rok,
- 2) podpory investic do nových technologií přenosové soustavy definované minimální roční výší investic do oblasti nové ICT, parametry spolehlivosti ICT, řešením problematiky jaloviny a inovací za regulovaný rok,
- 3) podpory snižování ztrát přenosu elektrické energie definované minimálním rozsahem nového nebo modernizovaného vedení a zprovozněním minimálně jednoho nízkoztrátového transformátoru 400 kV/110 kV ročně v daný regulovaný rok,
- 4) podpory robustnosti distribuční soustavy měřené objemem aktivovaných investic nad odpisy za regulovaný rok,
- 5) podpory provozuschopnosti, spolehlivosti a digitalizace distribuční soustavy definované minimálním podílem aktivovaných investic do nových technologií a ITC za regulovaný rok,
- 6) podpory snižování ztrát distribuce elektrické energie definované minimální délkou nových nebo obnovených kabelových vedení na hladinách VN a NN a minimálním počtem nově instalovaných nízkoztrátových transformátorů VN/NN v daný regulovaný rok,
- 7) podpory implementace průběhového měření definované minimálním podílem počtu odběrných míst osazených průběhovými měřeními na hladině NN v daný regulovaný rok,
- 8) podpory nárůstu průběhových měření ze strany operátora trhu definovaná podílem počtu průběhových měření zpracovaných v CS OTE na celkovém počtu odběrných míst,
- 9) podpory obchodování na krátkodobých trzích s cílem zlepšení obchodního bilancování prostřednictvím motivačního programu u operátora trhu,

- 10) podpora robustnosti, spolehlivosti fungování a zabezpečení centrálního informačního systému operátora trhu definovaná v návaznosti na kompletní nedostupnost systému CS OTE vlivem kybernetických útoků,
- 11) podpora přechodu na nízkoemisní a obnovitelné plyny v plynárenství měřena podílem investic do majetku, který umožňuje distribuci nízkoemisních a obnovitelných plynů či jejich směsí se zemním plynem,
- 12) podpora snižování ztrát plynu v soustavách definovaná minimálním podílem investic do obnovy,
- 13) podpora bezpečné a spolehlivé přepravy plynu a zvýšení bezpečnosti dodávek,
- 14) podpora schopnosti přepravní soustavy přepravovat směs vodíku se zemním plynem.

Konkrétní motivační program stanoví váhu motivačního bonusu a v závislosti na regulačním rámci jednotlivých licencí i metodiku aplikace na RAB nebo základní jmění společnosti. Některé motivační programy mohou obsahovat toleranční pásma. Na základě plánovaných hodnot je daný bonus v regulaci přiznán formou ex ante v upravených povolených výnosech společnosti pro příslušný rok *i* regulačního období. K vyhodnocení splnění a případné úpravě bonusu dochází o dva roky později na základě skutečných hodnot.

Výše motivačního bonusu je pro VI. RO stanovena na 1 p. b. ročně. Motivační bonus je stanoven pro provozovatele přenosové soustavy, provozovatele distribučních soustav, do jehož distribuční soustavy je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků a pro operátora trhu.

Výše motivačního bonusu případně i jednotlivé KPI motivačních programů mohou být v průběhu VI. RO upraveny kromě případů definovaných v bodě 2.7 také v případě mimořádného vývoje indexu spotřebitelských cen.

## 3 PŘENOS A DISTRIBUCE ELEKTŘINY, PŘEPRAVA A DISTRIBUCE PLYNU

### 3.1 Popis základních parametrů cenové regulace

Základní výpočetní vztah pro stanovení povolených výnosů (PV) je:

$$PV = PN + O + Z + FT$$

kde

PN je hodnota povolených nákladů,

O je hodnota povolených odpisů,

Z je zisk držitele licence,

FT je parametr faktor trhu.

#### 3.1.1 Povolené náklady

Na základě zkušeností s vývojem objemu provozních nákladů u regulovaných subjektů se jako důležité jeví využití maximální dostupné míry ověřených informací o aktuální skutečné míře provozních nákladů u regulovaných subjektů. Vývoj skutečných nákladů může být velmi dynamický a ani interní plány regulovaných subjektů nemusejí poskytovat kvalitní zdroj informací. I z tohoto důvodu se jako vhodné jeví zachovat stávající princip využití klouzavého průměru hodnot provozních nákladů. Současný postup rychlejšího promítání nových nákladů do regulace, než tomu bylo u pevné základny povolených nákladů pro celé regulační období, minimalizuje nejen potřebu revize nastavení této základny (resp. využití faktoru trhu), ale minimalizuje i riziko motivace regulovaného subjektu nadhodnocovat přesunem části nákladů skutečné náklady referenčních let vstupujících do výpočtu základny pro další regulační období, kdy toto riziko vnímáme na základě historických poznatků.

Hodnota povolených nákladů na VI. RO se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů (dříve označované jako „profit-loss sharing“). Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem produktivity a koeficientem dlouhodobého vyrovnání nákladů, jehož hodnota je pro roky VI. RO stanovena na 0,25 (v případě volby koeficientu 0,25 bude úprava již aplikována pro všechny tři roky vstupující do výpočtu povolených nákladů v prvním roce regulačního období) nebo 0,5 dle volby regulovaného subjektu před začátkem regulačního období. Regulovaný subjekt oznámí ERÚ výši koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů do 30.04.2025. V případě, že regulovaný subjekt neoznámí ERÚ výši koeficientu do daného termínu, bude po celé VI. regulační období uplatněn koeficient 0,25.

Pro VI. RO se navrhuje nové označení komponenty, neboť původní označení jako „profit-loss sharing“ vedlo k některým zavádějícím očekáváním ohledně funkce této komponenty. Vzhledem k rekurzivnímu pojetí výpočtu (příslušná část rozdílu skutečných a povolených nákladů jednoho roku není vypořádána, ale vstupuje do výpočtu povolených nákladů dalšího roku), nedochází u jednoletého rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady ke klasickému principu sdílení zisku či ztráty mezi zákazníkem a regulovaným subjektem. Výsledným efektem je rozložení promítání celkového jednoletého rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady do regulace (tj. k úhradě skutečných nákladů regulovanému subjektu) v delším časovém horizontu, než by byl definován prostým klouzavým tříletým průměrem. Koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů pak určuje rychlost, s jakou je jednoletý rozdíl mezi skutečnými a povolenými náklady vyrovnán. Zatímco u koeficientu 0,5 dochází do pěti let k vyrovnání cca 60 % rozdílu a do deseti let k vyrovnání cca 90 % rozdílu, u koeficientu 0,25 je vyrovnání rychlejší a dochází do pěti let k vyrovnání cca 80 % rozdílu a po deseti letech je rozdíl vyrovnán již téměř ze 100 %. V případě rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady trvajícím více let dochází k částečnému ponechání zisku z úspor regulovanému subjektu, případně k částečné spoluúčasti regulovaného subjektu na vyšších provozních nákladech.

S ohledem na dostupnost relevantních auditovaných dat držitelů licencí se pro každý regulovaný rok základna povolených nákladů stanoví na základě skutečně dosažených nákladů posledních tří ukončených referenčních let. Pro výpočet se použijí skutečně dosažené hodnoty v tomto období, které se mohou očistit o takové historické náklady, které se již nadále nebudou opakovat. Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů jednotlivých společností se upraví eskalačním faktorem (bod 3.2.1) na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, a faktorem produktivity (bod 3.2.2).

Nadále bude v průběhu VI. RO ze strany ERÚ prováděno ověřování ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné ověřování bude respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu VI. RO, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu. Analýzy nákladů v průběhu V. RO vedly k potřebě úpravy metodiky uznávání nákladů v případě SLA (Service-level agreement), které jsou obecně zajištěny externím dodavatelem v rámci skupiny, při které nedochází k automatické motivaci, aby náklady vynaložené regulovaným subjektem na tuto činnost byly vynaložené z pohledu regulace efektivně. Z analýz vyplývá, že marže servisních organizací u některých SLA dosahují 30 %, kdy jde zároveň o specifické služby, které na trhu nejsou běžně nabízeny, týkají se hlavního předmětu podnikání regulovaného subjektu (nejde o podpůrnou činnost), a daná servisní organizace poskytuje služby téměř výhradně příslušnému regulovanému subjektu. V takovém případě outsourcing dané činnosti nepřináší úspory nákladů vůči variantě, kdy si danou službu zajistí regulovaný subjekt vlastními prostředky, naopak jsou náklady regulovaného subjektu navýšeny o marže servisní organizace a dále i o administrativní/transakční náklady, které s pořízením a udržováním daného SLA regulovaný subjekt má.

V návaznosti na výše uvedené bude Úřad nově posuzovat, zda se SLA týká jedné ze dvou základních kategorií logikou hodnotového řetězce, tj. zda jde o taková SLA ve skupině, která se věnují primárním hodnototvorným činnostem regulovaného subjektu (u provozovatelů soustav půjde o legislativní povinnosti související s výkonem licence, technické služby typu výstavby, provozu a údržby soustavy, provádění měření nebo dále zajištění různých druhů zákaznických služeb), a taková SLA ve skupině, která se věnují podpůrným činnostem regulovaného subjektu (napomáhají plnit funkci primárních činností), která jsou definována níže uvedeným explicitním výčtem a jde o SLA:

- 1) zajištění nákupu,
- 2) zajištění podpory IT, datové služby a telekomunikace,
- 3) zajištění řízení pracovních sil,
- 4) zajištění účetnictví, daní, správy pohledávek a interního auditu,
- 5) zajištění právní podpory a BOZP,
- 6) zajištění správy nemovitostí, vozového parku a pronájmy.

Na SLA ve skupině týkající se těchto okruhů podpůrných činností bude pohlíženo jako na služby, které jsou na trhu obecně nabízeny a u kterých je outsourcing obvyklou možností, která je na trhu zvažována pro oslovení potřeby efektivity vynaložených nákladů. U těchto SLA bude Úřad posuzovat přiměřené ceny na základě některých z metod transfer pricing dle interních postupů ve společnostech.

U SLA ve skupině týkající se primárních činností bude postupováno tak, aby povolené náklady regulovaného subjektu od roku 2026 odpovídaly situaci, kdy by si primární hodnototvorné činnosti zajišťoval vlastními prostředky, a s využitím příslušného ustanovení zákona o cenách bude označen samotný náklad servisní organizace na plnění daných SLA jako náklad obdobné činnosti. Praktická aplikace uvedeného opatření bude spočívat v takové úpravě základny povolených nákladů, která pro každý rok VI. regulačního období odečte dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace. Základna povolených nákladů tak bude ponížena o rozdíly skutečných objemů nákladů vynaložených za plnění SLA regulovaným subjektem a objemů nákladů vynaložených za plnění SLA servisních organizací, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok *i*. Do objemu nákladů vynaložených servisní organizací budou promítány jak provozní, tak i investiční náklady servisní organizace, a tato hodnota bude určena součtem provozních nákladů, odpisů a součinu ZHA a WACC u servisní organizace, vztahujících se výhradně k plnění předmětného SLA.

Vzhledem k tomu, že mohou existovat i SLA týkající se primárních činností, u kterých nelze vyloučit potenciál úspor z rozsahu servisní organizace (např. zajišťování měření pro více společností), je možné výše uvedený postup doplnit o možnost předložení analýzy efektivity outsourcingu vztahující se k určitému



SLA. Pokud Úřad obdrží kalkulaci dokladující výši úspor nákladů servisní organizace z rozsahu poskytování služeb (např. rozpočtem pevných nákladů obecně poskytované služby pouze na jednotku služby poskytované regulovanému subjektu), je možné po individuálním posouzení k nákladům servisní organizace uznávat i část marže servisní organizace do velikosti kalkulované úspory z rozsahu po odečtení transakčních nákladů.

Pokud dojde k takové transformaci v rámci skupiny, že primární činnosti, původně zajišťované servisní organizací ve skupině, si bude nově zajišťovat regulovaný subjekt sám, je možné žádat Úřad o uznání nákladů souvisejících se zajištěním této transformace. Tyto náklady budou posouzeny Úřadem a případně uhrazeny ve Faktoru trhu.

V průběhu VI. RO je dále předpokládáno náklady podrobně analyzovat a prakticky hodnotit výstupy projektu TK04010177 s názvem „*Ekonomicky oprávněné náklady v regulovaných sektorech elektroenergetiky a plynárenství*“, který se danou problematikou také zabývá.

Za náklady vstupující do hodnoty povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, operátora trhu, elektroenergetického datového centra nebo povinně vykupujících se považují náklady nebo výdaje držitele licence k dosažení, zajištění a udržení příjmů podle zákona o daních z příjmů, účtované podle zákona o účetnictví, po vyjmutí:

- 1) nákladů, které se týkají oblastí řešených v nastavení regulačního rámce specifickým způsobem,
- 2) kladného rozdílu skutečného objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině a objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině definovaných Metodikou cenové regulace,
- 3) nákladů na úhradu náhrad podle vyhlášky upravující požadovanou kvalitu dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice<sup>3</sup> a plynárenství<sup>4</sup>,
- 4) finančních nákladů, kromě bankovních poplatků, a kromě nákladových úroků operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, a kromě nákladových úroků operátora trhu a elektroenergetického datového centra, které odpovídají nejnižším úrokovým nákladům stanovených na základě poptávky u největších bank v České republice,
- 5) úplaty za používání majetku pro výkon licencované činnosti, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku (tj. ze smluv uzavřených do 31.12.2020),
- 6) nákladů na tvorbu a čerpání rezerv,
- 7) nákladů na tvorbu a čerpání opravných položek k pohledávkám, kromě nákladů na tvorbu opravných položek k pohledávkám vytvořených od 01.01.2020 a s nimi souvisejícího čerpání opravných položek,
- 8) zůstatkové hodnoty dlouhodobého majetku a materiálu vyřazeného v důsledku prodeje, darování, mank a škod,
- 9) peněžitých vyrovnání nad rámec minimálních povinností stanovených zákoníkem práce (poskytované např. na základě kolektivní smlouvy nebo jiného vnitřního předpisu),
- 10) daně z příjmů.

Za náklady držitele licence vstupující do povolených nákladů se dále považují členské příspěvky jednomu spolku, u kterého dochází ke sdružení regulovaných subjektů a tím k optimalizaci relevantních nákladů regulovaných subjektů.

Za náklady vstupující do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu se dále považují i prokazatelné náklady držitele licence na vědu a výzkum po schválení Úřadem.

Výsledná hodnota nákladů je ponížena o hodnotu provozních výnosů snižujících provozní náklady, s výjimkou:

- 1) finančních výnosů (kromě finančních výnosů operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů),
- 2) tržeb z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu,
- 3) výnosů řešených v rámci nastavení regulačního rámce specifickým způsobem,
- 4) výnosů nesouvisejících s licencovanou činností.

<sup>3</sup> Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice.

<sup>4</sup> Vyhláška č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu a souvisejících služeb v plynárenství.

Tyto druhy nákladů (kromě nákladů na SLA) byly do roku 2025 uváděny v přílohách cenových rozhodnutí a vychází tedy z dlouhodobě uplatňovaných principů regulace jednotlivých regulovaných subjektů a jejich legislativních povinností.

Protože současný regulační rámec nehodnotí náklady jako celek, ale pracuje s provozními i investičními náklady odděleně, může docházet k riziku double countingu (tedy riziku zohlednění určitého typu nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň), např. u povolených nákladů v případě jejich kapitalizace. Pro VI. regulační období bude proto k problematice přistupováno tak, že v případě nahrazení provozních nákladů investičními bude základna povolených nákladů ponížena o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, bude stanoven dle konkrétní situace. Limitem, od kterého bude postup aplikován, je objem kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň objem kapitalizace vyšší než 1 % z ročního objemu povolených nákladů. Odpovídajícím způsobem bude přistupováno k případům nahrazení investičních nákladů provozními, kdy bude docházet k navyšování základny povolených nákladů, nicméně tento postup bude aplikován až na případnou žádost regulovaného subjektu.

### 3.1.2 Povolené odpisy

Povolené odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot odpisů (vypočtených s použitím odpisových sazeb – minimálních dob životnosti uvedených v příloze vyhlášky upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup> či pokynech k této vyhlášce) v jednotlivých letech VI. RO. V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude toto přecenění zohledněno v hodnotě povolených odpisů.

Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečných hodnot s dvouletým zpožděním a s využitím časové hodnoty peněz.

S odpisy z dotovaného majetku bude od roku 2026 pro VI. RO nakládáno jako s odpisy z běžného majetku viz očekávaná novela zákona o účetnictví, podle které dotovaný majetek bude účetně vykazován v aktivech i odpisech v plné hodnotě a přijatou dotací účetní jednotka vykáže jako výnos příštích období. Nově tak bude dotace následně rozpouštěna (vykázána) do výnosů. Motivaci k čerpání dotace, kterou v V. RO zajišťovalo specifické uznávání odpisů z dotovaného majetku, nově zajišťuje schéma specificky popsané v bodě 2.9. Přístup k odpisům majetku, na který byly čerpány dotace před 01.01.2026, se řídí Zásadami cenové regulace pro V. RO, pokud nedojde v návaznosti na legislativní předpisy i zde k potřebě přechodu na nové motivační schéma.

### 3.1.3 Fond obnovy a rozvoje

Před zahájením IV. regulačního období ERÚ rozhodl o zavedení evidenčního parametru fond obnovy a rozvoje, který sleduje skutečné využití povolených odpisů držiteli licence, jako zdroje financování obnovy a rozvoje přenosové soustavy, vnitrostátní přepravní soustavy a distribučních soustav. Zároveň ERÚ deklaroval, že po 15 letech (2010–2024) vyhodnotí investiční činnost regulovaných subjektů ve vztahu k regulatorně uznávaným odpisům.

Na základě vyhodnocení investiční činnosti za definované období dospěl ERÚ k závěru, že fond obnovy a rozvoje naplnil svůj účel, neboť výše investic všech společností v uvedeném období převyšovala výši odpisů a byla tak zachována technická úroveň majetku a kvalita dodávky. Na základě předložených plánů jednotlivých společností na VI. regulační období je zřejmé, že investice do energetických soustav budou převyšovat plánované odpisy a není tedy nutné parametr fondu obnovy a rozvoje pro VI. regulační období zachovávat. Výjimku představuje pouze provozovatel přepravní soustavy, u kterého se naopak v průběhu VI. regulačního období předpokládá nižší investiční činnost, proto u něj bude tento parametr zachován. V případě provozovatele přepravní soustavy bude parametr fondu obnovy a rozvoje vyhodnocen na konci VI. RO a závěry vyhodnocení případně zohledněny v pravidlech regulace na následující regulační období.

<sup>5</sup> Vyhláška č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, ve znění pozdějších předpisů.

### 3.1.4 Regulační báze aktiv

Regulační báze aktiv představuje regulatorně uznanou hodnotu aktiv držitele licence, která slouží k zajištění výkonu licencované činnosti. Parametr RAB je základem pro stanovení zisku držitele licence. Aplikací míry výnosnosti na RAB je stanoven přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Tento postup je uznávaným a často používaným způsobem stanovení zisku v regulační praxi v zahraničí.

Výchozí hodnota  $RAB_0$  provozovatelů soustav bude pro VI. RO stanovena jako skutečná hodnota ZHA za rok 2024. Výchozí hodnota regulační báze aktiv jednotlivých regulovaných subjektů bude v jednotlivých letech VI. RO upravována hodnotami očekávaných a plánovaných aktivovaných investic, vyřazeného majetku a odpisů. Do hodnoty RAB bude dále vstupovat plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti. Její zahrnutí do RAB bude provedeno na základě posouzení a schválení ze strany Úřadu. Tyto hodnoty vstupující do výpočtu RAB budou s dvouletým zpožděním korigovány podle skutečných hodnot bez využití časové hodnoty peněz. Výjimku tvoří provozovatel přepravní soustavy, u kterého se při stanovení RAB pro daný regulovaný rok bude vycházet ze zůstatkové hodnoty aktiv a stanoveného koeficientu redukce výnosů popsaného v bodě 7.2.

Nově bude do hodnoty RAB od roku 2026 vstupovat i hodnota majetku pořízeného z dotace v návaznosti na očekávanou změnu účetních postupů definovanou novelou zákona o účetnictví, viz principy zohlednění dotací v regulaci popsané v bodě 2.9. Součástí hodnoty RAB může dále být i hodnota majetku používaného pro výkon licencované činnosti, který je poskytován do užívání za úplatu, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku. Tato hodnota majetku může vstoupit do RAB pouze na základě smluv uzavřených do 31.12.2020. Úplata za užívání se v takovém případě nepovažuje za ekonomicky oprávněný náklad.

V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude toto přecenění zohledněno v hodnotě RAB.

### 3.1.5 Zisk

Parametr zisk se stanoví jako součin míry výnosnosti a hodnoty regulační báze aktiv.

Energetický regulační úřad je dle § 19a odst. 1 energetického zákona povinen při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupovat tak, aby stanovené ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Přiměřenost zisku je zajištěna použitím míry výnosnosti stanovené jako vážený průměr nákladů na kapitál (WACC) podle bodu 3.2.4.

Hodnota parametru zisk bude pro jednotlivé roky VI. RO upravována korekčním faktorem zisku. Korekční faktor zisku se vypočítá jako součin rozdílu skutečné a plánované hodnoty regulační báze aktiv (korekční faktor regulační báze aktiv) a míry výnosnosti platné v posuzovaném roce s uplatněním časové hodnoty peněz.

### 3.1.6 Zisk z nedokončených rozvojových investic

Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice a očekávanou nebo přiznanou dotaci, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč. O hodnotu majetku pořízeného z dotace bude případně upravena i skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic.

Zahrnutí takové investice do regulace bude podléhat posouzení a následnému schválení ERÚ. Do hodnoty zisku bude vstupovat v příslušném regulovaném roce pouze plánovaná část nedokončené investice pro daný rok – počítáno kumulovaně od počátku investice a očištěno o případnou aktivaci dílčích částí investice. Tato hodnota bude s dvouletým zpožděním podléhat korekci podle skutečně proinvestovaných prostředků, podle skutečné doby pořízení investice a podle případné částečné aktivace. Po zahrnutí části investice do plánu aktivovaných investic, tedy do RAB, nebude již příslušná část

investice při výpočtu zisku zahrnuta v parametru „nedokončené investice“. Dobou pořízení investice je takový časový úsek, který začíná termínem předání a převzetí staveniště (mezi stavebníkem a zhotoviteli) a končí převzetím díla stavebníkem a jeho úplnou aktivací bez ohledu na to, kdy je zhotoviteli stavebníkem uhrazena cena. Do doby pořízení investice se nezapočítávají přípravné fáze (např. projektová příprava, stavební povolení).

Držiteli licence může být přiznána nedokončená investice až pro regulovaný rok, pro který je plánována první platba za výstavbu investice objednatelem zhotoviteli. Náklady spojené s přípravou investice označené jako nedokončená investice budou započteny do parametru plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic při jeho prvním přiznání k dané investici.

Pokud bude skutečná doba pořízení investice kratší než 24 měsíců, budou držitelé licence sníženy upravené povolené výnosy o hodnoty zisku, které z této investice plynuly z důvodu jejího zařazení jako nedokončené investice, se zohledněním časové hodnoty peněz. Totéž platí i v případě, kdy kumulovaná část jednotlivé nedokončené investice se statutem nedokončená investice, očištěná o případnou aktivaci dílčích částí investice, bude nižší než 0,5 mld. Kč. Příslušné snížení upravených povolených výnosů je možné provést jednorázově v jednom regulovaném roce, případně rozloženě ve více regulovaných letech.

Pokud bude část takovéto aktivované nedokončené investice pořízena formou dotace, vztahují se na tuto část majetku pravidla zohledňování dotací v regulaci podle bodu 2.9.

Harmonogram projednání nedokončených investic:

- 1) do 15.04. držitel licence zašle ERÚ k projednání seznam investičních projektů, u kterých žádá zohlednění v cenách nadcházejícího regulovaného roku a které splňují výše uvedená pravidla,
- 2) do 15.05. ERÚ posoudí a vyjádří se k zaslaným investičním projektům navrhovaným na zohlednění v parametru „nedokončené investice“,
- 3) do 30.06. držitel licence odevzdá výkaz nedokončených investic.

### 3.1.7 Faktor trhu

Faktor trhu je možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat významné mimořádné náklady, které budou odděleny od výpočtu povolených nákladů prostřednictvím klouzavých průměrů s komponentou dlouhodobého vyrovnávání nákladů. Vznik těchto nákladů může souviset například se změnou legislativy české i EU, implementací evropských kodexů, vývoje situace na trhu, s náklady vzniklých při likvidaci živelních událostí, s transformačními náklady souvisejícími s rušením SLA ve skupině k primárním činnostem apod. Specifickým typem nákladu, který je možné uznávat faktorem trhu jsou náklady související s administrací dotačních titulů.

U nákladů vzniklých při likvidaci živelních událostí, které nebyly kryty pojišťovnami, si Úřad, stejně jako u ostatních typů nákladů, vyhrazuje právo posoudit oprávněnost těchto nákladů pro jejich zahrnutí do faktoru trhu. Tato problematika bude posuzována i z hlediska toho, zda náklady na pojištění majetku nepřesahují výši případného pojistného plnění jiných neočekávaných nákladů.

Faktor trhu bude kryt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex post, tedy až po jejich skutečném vynaložení a vykázání v regulačních výkazech, nebo po jejich skutečném vynaložení, avšak před jejich vykázáním v regulačních výkazech. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok, nebo v odůvodněných případech budou rozděleny do více regulovaných let tak, aby nedocházelo k významným meziročním změnám regulovaných cen.

Pokud regulovaný subjekt zvolil koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,5 a základna povolených nákladů nedostačuje k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu v daný regulovaný rok, mohou být faktorem trhu uznány i náklady nových činností, které nemají charakter mimořádného nákladu, a to do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. O tyto náklady, bude upravována hodnota povolených výnosů přiměřeným způsobem tak, aby nedošlo ke dvojímu zohlednění.

V případě, kdy bude z oprávněných důvodů nezbytné provést změnu parametru cenové regulace nebo principu jeho nastavení, bude tato změna zohledněna do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu. Pokud nebude postupy Metodiky cenové regulace nebo po dohodě s regulovaným subjektem stanoveno jinak, faktorem trhu budou rovněž ošetřena rizika double countingu, tedy rizika zohlednění určitého typu



nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň, ke kterému může docházet např. v případě změny způsobu zajištění výkonu licence nebo v případě změny firemní struktury regulovaného subjektu. Zjištěný double counting nicméně může souviset i s dalšími aspekty regulace, konkrétně s kapitalizací určitých ekonomicky oprávněných provozních nákladů nebo úroků z úvěru či s objemem nákladů vynaložených na čerpání zvýhodnění z jiných částí cenové regulace (nejde o specifické případy, kdy by k uvedenému docházelo z přímého záměru Úřadu, tedy např. u některých typů motivační regulace).

Faktor trhu tak z výše uvedených důvodů může nabývat kladných i záporných hodnot a úpravy povolených výnosů ve faktoru trhu budou obsahovat časovou hodnotu peněz.

## 3.2 Společné parametry

### 3.2.1 Eskalační faktor nákladů

Eskalace je mechanismus, kterým jsou náklady vynaložené v určitém předchozím roce upravovány do dalších let tak, aby byl zohledněn vývoj ekonomiky.

Pro VI. RO se použije eskalace složeným eskalačním faktorem, který se skládá ze mzdového indexu a z indexu cen podnikatelských služeb (sub-index indexu cen tržních služeb), které jsou vykazovány Českým statistickým úřadem (ČSÚ). Pro každého držitele licence se váhy obou indexů stanoví individuálně zvlášť pro každý regulovaný rok. Pro stanovení hodnoty váhy mzdového indexu, vstupující do výpočtu eskalačního faktoru, se použije podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů vstupujících do základny povolených nákladů za rok, pro který je mzdový index stanoven. V případě, že hodnoty podílu nákladů nejsou známy, použijí se hodnoty posledního uzavřeného roku. Při stanovení váhy mzdového indexu budou rovněž zohledněny kapitalizované osobní náklady a další vlivy (osobní náklady aktivované do výnosů).

Váha indexu cen podnikatelských služeb se stanoví jako dopočet tak, aby součet vah obou indexů byl v každém roce 100 %. Eskalační faktor je nastaven klouzávě, shodně s náklady tak, aby reagoval průběžně na změny v poměru osobních a celkových ekonomicky oprávněných nákladů.

Nová hodnota eskalačního faktoru je již aplikována pro všechny 3 roky vstupující do výpočtu stanovení povolených nákladů v prvním roce regulačního období.

### 3.2.2 Faktor produktivity

Jde o faktor, který byl v V. RO označován jako „faktor efektivity“. Pro VI. RO je zavedeno nové označení tohoto faktoru, neboť původní označení jako „faktor efektivity“ vedlo k některým zavádějícím očekáváním ohledně jeho funkcí. Z regulačního pohledu nemá tento faktor funkci korekce potenciální neefektivity ve skutečných nákladech určitého roku. Jde o faktor, který simuluje tržní prostředí a podobně jako dochází k vývoji cenové hladiny určitého zboží nebo služby (zohledňované indexy cen podnikatelských služeb a mzdovým indexem případně indexem cen služeb poskytovaných v oblasti programování a poradenství) dochází postupem času rovněž ke změně objemu množství těchto zboží a služeb, které jsou pro zajištění výkonu licencované služby potřebné (např. produktivita práce se zvyšuje v důsledku dokonalejších technologií, pracovních postupů či růstu vybavenosti práce kapitálem). Navrhován je proto název používaný některými jinými regulátory.

Roční hodnota faktoru produktivity se stanovuje ve výši 0,2 %, tedy na minimální úrovni používané v V. RO. K přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. RO bude v průběhu VI. RO využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.

Faktor produktivity je pro VI. RO aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů i samotných povolených nákladů na regulovaný rok.

Nová hodnota faktoru produktivity je již aplikována pro všechny 3 roky vstupující do výpočtu stanovení povolených nákladů v prvním roce regulačního období.

Hodnota tohoto faktoru je v průběhu regulačního období neměnná.

### 3.2.3 Časová hodnota peněz

V Zásadách regulace pro regulační období 2021–2025 pro korekční faktory, případně pro faktor trhu, byla v letech 2021 až 2023 časová hodnota peněz navázána na podíl klouzavých průměrů indexu cen průmyslových výrobců (dále jen PPI). V průběhu posledních let se hodnoty PPI výrazně odlišovaly od základní úrokové sazby vyhlášené Českou národní bankou (ČNB), což by znamenalo, že by se korekční faktory úročily významně více, než je reálná cena peněz. Energetický regulační úřad na základě ustanovení uvedeného v Zásadách cenové regulace upravil princip stanovení časové hodnoty peněz pro regulované roky 2024 a 2025. Stanovení časové hodnoty peněz pro VI. RO pro korekční faktory, faktor trhu a případně další komponenty regulačního rámce naváže na změněnou metodiku V. RO.

Časová hodnota peněz se stanoví na základě váženého průměru ročních hodnot sazby PRIBOR  $\pm 0,5$  p.b. za kalendářní rok (leden až prosinec). Vzhledem k tomu, že hodnoty roční sazby PRIBOR za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  nejsou v době stanovení parametrů cenové regulace známy, využije se pro tyto měsíce pro stanovení časové hodnoty peněz poslední známá hodnota roční sazby PRIBOR, a to z měsíce června roku  $i-1$ .

Kladná přírážka (PRIR)  $+0,5$  p.b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce za držitele licence úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná (upravené povolené výnosy se o korekční faktory fakticky navyšují), a záporná přírážka (PRIR)  $-0,5$  p.b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná (upravené povolené výnosy se o korekční faktory fakticky snižují). Důvodem je vazba na reálnou potřebu krátkodobého financování regulovaného subjektu.

Hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce úročených časovou hodnotou peněz, je určena saldem za licenci u provozovatele přenosové soustavy, přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, povinně vykupujících, elektroenergetického datového centra a saldem za společnost u operátora trhu.

### 3.2.4 Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena jako vážené průměrné náklady kapitálu – WACC.

Pro stanovení míry výnosnosti pro VI. RO došlo k revizi postupu stanovení míry výnosnosti používané pro V. RO s důrazem na maximální zachování použitých principů a znovunastavení všech vstupních parametrů výpočtu. Takto stanovená míra výnosnosti odpovídá strategii ERÚ, kdy z dlouhodobého hlediska zajišťuje uznávání skutečné míry výnosnosti kapitálu regulovaných subjektů, která je rozložena v čase. Při nastavení míry výnosnosti jako klíčového parametru investičních podmínek v regulovaném prostředí Úřad nicméně analyzoval změnu tržního prostředí a celkovou ekonomickou pozici obdobných společností. V odůvodněných případech tak došlo ke změně parametrů více reflektující přesnější způsob výpočtu některé komponenty nebo aktuální tržní situaci.

Úřad stanovil hodnoty parametru WACC jako pevné pro celé regulační období, s výjimkou případů, kdy dojde ke změně sazby daně z příjmu právnických osob. Hodnota míry výnosnosti je stanovena jednotně pro sektor elektroenergetiky i plynárenství.

#### 3.2.4.1 Stanovení míry výnosnosti

Míra výnosnosti WACC byla stanovena vztahem

$$WACC = \left( k_e \times \frac{E}{D+E} \right) + \left[ \left( k_d \times \frac{D}{D+E} \right) \times (1-T) \right],$$

kde

$k_e$  [%] jsou náklady vlastního kapitálu (Cost of equity),

$\frac{E}{D+E}$  [-] je podíl vlastního kapitálu na celkovém kapitálu,

$k_d$  [%] jsou náklady dluhového financování (Cost of debt),

$\frac{D}{D+E}$  [-] je podíl dluhového kapitálu na celkovém kapitálu,

T [%] je sazba daně z příjmu právnických osob (21 %).

### 3.2.4.2 Náklady vlastního kapitálu (Cost of equity) – $k_e$

Náklady vlastního kapitálu byly stanoveny vztahem

$$k_e = R_f + \beta_{levered} \times ERP,$$

kde

$R_f$  [%] je bezriziková výnosová míra,

$\beta_{levered}$  [-] je parametr systémového rizika,

ERP [%] je přírážka za tržní riziko.

### 3.2.4.3 Bezriziková míra výnosnosti (Risk-free rate) – $R_f$

Jedná se o bezrizikovou úrokovou míru stanovenou jako výnos dluhopisového koše státních dluhopisů České republiky denominovaných v CZK s průměrnou zbytkovou splatností 10 let.

Za účelem stanovení  $R_f$  bylo zvoleno období 5 let, kde ze sazeb zveřejňovaných ČNB byla stanovena průměrná hodnota. Jde o změnu proti V. RO reflektující aktuální tržní situaci, neboť z jednání se zástupci bankovního sektoru vyplynulo, že dle predikcí bankovního sektoru nedojde v blízké době k návratu období levného financování před rokem 2019 a úrokové sazby v ČR zůstanou vysoce nad EUR sazbami i v dalších letech. Pro odpovídající přechod na tuto novou hladinu proto bylo nutné zkrátit referenční období použitých vstupních dat a nastavit nejaktuálnější referenční období známé v době vydání Metodiky cenové regulace. Z výše uvedených důvodů je bezriziková míra výnosnosti stanovena z údajů let 2020 až 2024 a zároveň jsou hodnoty za zbývající část roku 2024 stanoveny na základě odhadu. Pokud dojde ke stabilizaci stržní situace, předpokládáme pro další regulační období návrat k delšímu referenčnímu období pro stanovení bezrizikové míry výnosnosti.

Bezriziková míra výnosnosti je stanovena ve výši 3,16 %.

### 3.2.4.4 Nezačluzená beta ( $\beta_{unlevered}$ )

Na základě srovnatelných společností (peer group) byl stanoven medián ukazatele nezačluzená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezačluzeného“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají, za období let 2018 až 2022.

Peer group byla sestavena tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru v EU podnikající dominantně v oblasti síťových odvětví a jde o údaje nezačluzené bety podle následujícího přehledu.

Tabulka 13 Nezačluzená beta – peer group

Společnost	Nezačluzená beta 2018–2022	Podíl dluhu 2018–2022
E.ON SE	0,53	48,41 %
National Grid plc	0,30	46,16 %
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40	37,13 %
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,29	57,09 %
Snam S.p.A.	0,49	39,62 %
Terna S.p.A.	0,42	42,80 %

Zdroj: Bloomberg

Výsledný medián nezačluzené bety má hodnotu 0,41. V tabulce výše je rovněž uvedený podíl dluhu každé společnosti, který byl stanoven jako podíl dlouhodobého dluhu společnosti vůči součtu dlouhodobého dluhu a tržní kapitalizace.

### 3.2.4.5 Zadlužená beta ( $\beta_{levered}$ )

Za účelem výpočtu nákladů vlastního kapitálu je třeba ukazatel beta zadlužit na úroveň sektorového zadlužení.

Za tímto účelem byl použit medián podílu dluhu za posledních 5 let společností z peer group ve výši 44,48 %. Zadlužená beta byla stanovena vztahem

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

kde

$\beta_{levered}$  [-] je zadlužená beta použitá pro výpočet nákladů vlastního kapitálu,

$\beta_{unlevered}$  [-] je nezadlužená beta dle peer group,

$T$  [%] je sazba daně z příjmu právnických osob,

$D$  [%] je objem cizího kapitálu vyjádřený podílem dluhu,

$E$  [%] je objem vlastního kapitálu vyjádření jako doplněk k podílu dluhu, tj.  $E = 1 - D$ .

### 3.2.4.6 Riziková prémie vlastního kapitálu – ERP

Jedná se o přírážku investorů za investici do kapitálového trhu vypočítanou jako rozdíl očekávaného výnosu kapitálového trhu a výnosu z bezrizikového aktiva. Stanovení ERP pro V. RO vycházelo z nejlepší praxe a bylo proto odvozeno z největšího a nejrozvinutějšího kapitálového trhu světa, USA, z výzkumu a pravidelně aktualizovaných dat uznávané autority, prof. Damodarana.

Z tohoto důvodu je zachován postup stanovení ERP i pro VI. RO, a to včetně referenčního období 10 let, které je aktualizováno na období let 2014 až 2023, nicméně je zohledněn princip dlouhodobé úhrady nákladů kapitálu, a proto došlo k nahrazení původní metriky agregace, kterou byl medián. S ohledem na použití ERP v její implikované formě (zohledňující očekávanou výnosnost trhu do budoucna) byl použit aritmetický průměr ročních hodnot.

Vzhledem k tomu, že riziková přírážka dat prof. Damodarana je konstruována pro použití bezrizikové výnosnosti na úrovni státních dluhopisů USA, je riziková přírážka ČR adekvátně přepočtena zahrnutím rizikové premie ČR, rovněž aritmetickým průměrem z téhož zdroje.

Výsledná hodnota ERP vstupující do výpočtu WACC má hodnotu 5,52 % a skládá se ze základní hodnoty 5,33 % a rizikové premie ČR ve výši 0,19 %.

### 3.2.4.7 Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) – $k_d$

Náklady dluhového financování byly stanoveny vztahem

$$k_d = R_f + \text{credit risk margin (CRM)},$$

kde

$k_d$  [-] je Cost of debt (náklady dluhového financování),

$R_f$  [%] je bezriziková úroková míra,

$CRM$  [%] je riziková premie sektoru.

Způsob výpočtu CRM je dán vztahem:

$$CRM = EUR Utilities (IGEEUB10) - AAA Eur 10Y + CDS \text{ ČR},$$

kde

**EUR Utilities (IGEEUB10)** [%] je index výnosu evropského korporátního dluhopisu společností orientovaných na síťová odvětví s desetiletou zbytkovou splatností za období 2020 až 2024,

**AAA EUR 10Y** [%] je výnos evropského státního dluhopisu s ratingem AAA s desetiletou zbytkovou splatností za období 2020 až 2024,

**CDS ČR** [%] přírážka korporátního trhu ČR ve výši 0,07 %.

V návaznosti na způsob stanovení bezrizikové míry výnosnosti je i u nákladů cizího kapitálu použité pětileté období vstupních dat za roky 2020 až 2024. Hodnoty EUR Utilities, AAA EUR 10Y a CDS ČR pro rok 2024 jsou stanoveny na základě plánů.

Náklady na cizí kapitál byly dále navýšeny o nepřímé náklady dluhu ve výši 0,125 % představující odhad hodnoty new issue premium.

Hodnota nákladů cizího kapitálu před zdaněním je ve výši 4,67 %.

### 3.2.4.8 WACC před zdaněním (WACC pre-tax)

Hodnota WACC před zdaněním byla stanovena vztahem

$$WACC_{pre-tax} = \frac{WACC_{post-tax}}{1 - T},$$

kde

**WACC<sub>pre-tax</sub>** [%] je WACC před zdaněním,

**WACC<sub>post-tax</sub>** [%] je WACC po zdanění,

**T** [%] je sazba daně z příjmu právnických osob.

### 3.2.4.9 Parametry pro stanovení hodnoty WACC na VI. regulační období

Tabulka 14 Parametry pro stanovení hodnoty WACC

Parametry	Jednotný WACC
Bezriziková míra výnosnosti (Rf)	3,16 %
Nezadlužená beta ( $\beta_{unlevered}$ )	0,41
Zadlužená beta ( $\beta_{levered}$ )	0,67
Riziková prémie vlastního kapitálu (ERP)	5,52 %
Objem cizího kapitálu (D)	44,48 %
Objem vlastního kapitálu (E)	55,52 %
Daňová sazba (T)	21,00 %
Dluhová prémie (CRM)	1,51 %
Náklady cizího kapitálu po zdanění	3,69 %
Náklady vlastního kapitálu	6,86 %
<b>WACC - nominální hodnota (po zdanění)</b>	<b>5,45 %</b>
<b>WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)</b>	<b>6,90 %</b>

Zdroj: ERÚ

Jako míra výnosnosti regulační báze aktiv pro VI. RO se použije nominální hodnota WACC upravená o vliv daně (před zdaněním).



## 4 ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST PŘENOS ELEKTŘINY

Zvláštní část Metodiky cenové regulace pro činnost přenos elektřiny může být v průběhu VI. RO upravena nebo nahrazena v rozsahu technických jednotek určených pro alokaci upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty provozovatele přenosové soustavy v souvislosti s úpravami tarifního systému. Tato změna neovlivňující výši upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty se nepovažuje za změnu Metodiky cenové regulace.

### 4.1 Zajišťování přenosu elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu přenosové soustavy

#### 4.1.1 Cena za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy

Při regulaci ceny za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy postupuje Úřad podle bodu 14.1.1 Metodiky cenové regulace. Cena za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy je stanovena rozdělením upravených povolených výnosů za přenos elektřiny v poměru rezervované kapacity jednotlivých účastníků trhu s elektřinou připojených k přenosové soustavě.

Na úhradě plateb za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy se podílejí i výrobci elektřiny druhé kategorie a výrobci elektřiny první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny. Dále se budou na úhradě plateb za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy podílet i zákazníci, pokud dojde v průběhu VI. RO k připojení zákazníka k přenosové soustavě. Z tohoto důvodu zůstává zachován korekční faktor za přenos elektřiny, který upravené povolené výnosy koriguje o výnosy za rezervovanou kapacitu a její překročení i od jiných účastníků trhu, než jsou provozovatelé regionálních distribučních soustav, o výnosy za překročení rezervovaného příkonu a výkonu, a případné další výnosy a náklady vycházejících z cen stanovených v cenovém rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů, v jiných korekčních faktorech, dalších parametrech cenové regulace nebo další výnosy vyplývající z vyhlášky o podmínkách připojení k ES<sup>6</sup> vztahující se k managementu jaloviny. Výnosy jsou do korekčního faktoru zahrnuty v plné výši. Korekci formou korekčního faktoru ostatních výnosů provozovatele přenosové soustavy budou podléhat i ostatní příjmy jako jsou příjmy z připojení a saldo výnosů a nákladů infrastrukturní části ITC<sup>7</sup> mechanismu, které budou korigovány v plné výši, 60 % kladného rozdílu z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti a zůstatkové ceny.

Výše rezervované kapacity pro odběr z přenosové soustavy je pro provozovatele regionálních distribučních soustav opět stanovována jako průměr bilančních sald výkonů na rozhraní přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav ze čtyř zimních měsíců (listopad až únor) za období posledních tří let před regulovaným rokem.

Mezi další složky ovlivňující upravené povolené výnosy za přenos elektřiny patří:

- 1) motivační regulace provozovatele přenosové soustavy,
- 2) saldo výnosů a nákladů souvisejících s přetížením,
- 3) fond k úhradě budoucích nákladů souvisejících se zajištěním prioritních cílů,
- 4) investiční faktor provozovatele přenosové soustavy,
- 5) management jalové energie.

### 4.2 Motivační regulace provozovatele přenosové soustavy

V tomto bodě Metodiky cenové regulace jsou podrobněji uvedeny motivační programy týkající se provozovatele přenosové soustavy.

<sup>6</sup> Vyhláška č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, ve znění pozdějších předpisů.

<sup>7</sup> The Inter-Transmission System Operator Compensation (ITC) definovaný v nařízení Komise (EU) č. 838/2010 ze dne 23. září 2010 o stanovení pokynů týkajících se vyrovnávacího mechanismu mezi provozovateli přenosových soustav a společného regulačního přístupu k poplatkům za přenos.

## 4.2.1 Podpora robustnosti přenosové soustavy

Cílem motivačního programu je posílení robustnosti přenosové soustavy k připravenosti na připojení nových zdrojů, elektrifikaci průmyslu i posílení mezinárodního propojení.

Přínosem pro zákazníka je zvýšení energetické bezpečnosti, zlepšení podmínek pro přechod na nízko emisní fungování společnosti a zajištění plnění klimatických cílů ČR – zajištění vyššího stupně elektrifikace a připojitelnosti decentralizovaných zdrojů v rámci distribučních soustav.

Ukazatelem výkonnosti (KPI) je výše investic nad odpisy.

**Tabulka 15 KPI č. 1 provozovatele přenosové soustavy**

Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030
ČEPS	Podíl	205 %	185 %	165 %	150 %	145 %

Zdroj: ERÚ

Pokud bude poměr plánovaných aktivovaných investic a plánovaných účetních odpisů (bez zahrnutí vlivu dotací v hodnotách aktivovaných investic i odpisů) pro regulovaný rok i vyšší nebo roven hodnotě uvedené v tabulce výše, bude přiznán provozovateli přenosové soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,7 (váha 70 %) na celou regulační bázi aktiv. Pokud bude tento poměr nižší nebo roven hodnotě 100 %, nebude bonus přiznán. Pokud bude poměr v rozmezí mezi hodnotou 100 % a hodnotou stanovenou pro daný rok pro provozovatele přenosové soustavy, bude bonus stanoven lineárně.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na poměr skutečných aktivovaných investic a skutečných účetních odpisů, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

## 4.2.2 Investice do nových technologií (ICT, regulace napětí/jaloviny a inovace)

Tento motivační program je rozdělen do 4 částí, kterými jsou:

- ! investice do ICT,
- ! parametry spolehlivosti ICT,
- ! napětí a jalová energie,
- ! inovace.

Jednotlivé části jsou vyhodnocovány individuálně.

### Investice do ICT

Cílem motivačního programu je posilování kybernetické bezpečnosti, realizace změnových požadavků na úpravy obchodního systému Market Management System (MMS) dle nové České nebo Evropské legislativy, řízení flexibility na nízkém napětí a modernizační projekty.

Přínosem pro zákazníka je zvýšení energetické bezpečnosti.

Ukazatelem výkonnosti jsou roční investice 200 mil. Kč do nového ICT.

Pokud budou plánované investiční výdaje pro regulovaný rok i vyšší nebo rovny hodnotě 200 mil. Kč do nového ICT, bude přiznán provozovateli přenosové soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,05 (váha 5 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na skutečné investiční výdaje do nového ICT, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### Parametry spolehlivosti ICT

Cílem motivačního programu je spolehlivost řídicího dispečerského systému a obchodního systému (MMS) a zajištění jejich dostupnosti.

Přínosem pro zákazníka je zvýšení energetické bezpečnosti.

Ukazatelem výkonnosti je dosažení minimální roční dostupnosti systémů podle níže uvedené tabulky:

**Tabulka 16 KPI č. 3 provozovatele přenosové soustavy**

	<b>Řídicí dispečerský systém a obchodní systém</b>
<b>Roční dostupnost systému</b>	99,95 %
<b>Povolený výpadek [min./rok]</b>	260

Zdroj: ERÚ

Pokud bude plánovaná dostupnost systémů vyšší nebo rovny hodnotě uvedené v tabulce výše, bude přiznán provozovateli přenosové soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,05 (váha 5 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na skutečné hodnoty dostupnosti systémů, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### **Napětí a jalová energie**

Cílem motivačního programu je zajištění bezpečnosti, spolehlivosti a efektivnosti elektrické soustavy při minimalizaci nákladů s tím spojených. V posledních letech se v provozu přenosové soustavy projevuje postupné zvyšování provozních hodnot napětí a stavy, kdy v některých provozních případech jsou vyčerpány prostředky a možnosti udržet napětí v některých uzlech přenosové soustavy v přípustných mezích. Důvodem těchto problémů je především vzrůstající podíl decentrální výroby rozptýlené v distribučních soustavách a tím způsobené nižší zatížení v distribučních soustavách, změna charakteru zátěže, omezování výroby velkých systémových zdrojů regulujících napětí a jalového výkonu v přenosové soustavě vyšší výrobou v decentrálních zdrojích v distribučních soustavách, které se však na regulaci napětí a jalového výkonu podílejí jen v omezené míře a v lokálním rozsahu. Minimalizace toků jalové energie, tzv. dynamická kompenzace jalových výkonů bude realizována prostřednictvím tlumivek (terciární tlumivky nebo regulovatelné tlumivky 420 kV) a nasazováním systémů na jejich řízení (ARN).

Přínosem pro zákazníka je zvýšení energetické bezpečnosti.

Ukazatelem výkonnosti je zprovoznění minimálně jedné tlumivky ročně.

Pokud bude pro regulovaný rok *i* plánováno zprovoznění minimálně jedné tlumivky, bude přiznán provozovateli přenosové soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,05 (váha 5 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na počet zprovozněných tlumivek včetně zohlednění, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### **Inovace**

Cílem motivace je měřit míru úspěšnosti naplňování Inovační strategie ČEPS, která je schválena představenstvem ČEPS do roku 2030 a definuje nutné předpoklady pro dosažení požadovaného stupně inovace a digitalizace ČEPS do konce VI. RO, v nových podmínkách české energetiky.

Přínosem pro zákazníka bude nalezení efektivních řešení usnadňující dekarbonizaci, decentralizaci a digitalizaci.

Ukazatelem výkonnosti je poměr počtu nových inovačních projektů ČEPS zahájených v regulovaném roce *i* k celkovému počtu plánovaných inovačních projektů pro regulovaný rok *i* (navržených formou projektu) obsažených v Roadmapách, které jsou součástí Inovační strategie ČEPS a splňujících podmínku odbornosti. Pro splnění podmínky odbornosti KPI v daném regulovaném roce *i* je požadováno, aby vybraná prioritní/strategická inovační témata byla řešena inovačními projekty typu Horizont Evropa (HE) a projekty z TA ČR (popřípadě jiné relevantní podpůrné programy). Tak bude zajištěna kvalita odbornosti spočívající v mezinárodní výměně zkušeností a propojení s akademickou sférou. Za splnění této podmínky bude považováno, pokud se stane ČEPS v každém roce 2026–2030 členem alespoň jednoho nového inovačního mezinárodního projektu typu Horizont Evropa (HE) a dvou nových inovačních projektů spolufinancovaných TA ČR (za nový inovační projekt v regulovaném roce *i* se nepovažuje projekt, který byl zahájen v roce *i-1* nebo v předchozích letech). Požadovaná forma účasti ČEPS v inovačních projektech je minimálně ve stupni člena konsorcia/s účastí na pracích v pracovních skupinách, popřípadě



vedoucí pracovních skupin projektu, popřípadě koordinátory projektu. Za relevantní účast v inovačním projektu se nepovažuje pro toto KPI zapojení ČEPS formou člena poradních struktur projektu (Supervisory Board, Advisory Board apod.).

$KPI = \text{počet nových inovačních projektů ČEPS v daném regulovaném roce } i / \text{celkový počet nových plánovaných inovačních projektů ČEPS obsažených v Inovační strategii ČEPS pro daný regulovaný rok } i.$

Pokud bude pro regulovaný rok  $i$  plánováno zahájení minimálně 90 % počtu nových inovačních projektů a současně splnění podmínky odbornosti, bude přiznán provozovateli přenosové soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,05 (váha 5 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti poměru počtu nových inovačních projektů a současně splnění podmínky odbornosti, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### 4.2.3 Investice za účelem snižování technických ztrát v sítích

Cílem motivačního programu je snižování technických ztrát v přenosové soustavě. Provozovatel přenosové soustavy aktivně ovlivňuje velikost technických ztrát v přenosové soustavě prostřednictvím komponent s nižšími provozními ztrátami. Provozovatel přenosové soustavy nemá možnost ovlivnit velikost přenášené energie, která je důvodem pro vznik technických ztrát elektrické energie. Způsobem, jak významně ovlivnit technické ztráty v přenosové soustavě jsou investice do vedení přenosové soustavy s nižším ztrátovým faktorem vedení (snížení průměrné rezistence vedení přenosové soustavy) a nového transformátoru s indexem špičkové účinnosti pro oblast velkých transformátorů definované v Nařízení Komise (EU) 2019/1783 ze dne 1. října 2019, kterým se mění nařízení (EU) č. 548/2014, kterým se provádí směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/125/ES, pokud jde o malé, střední a velké výkonové transformátory (Ecodesign transformátorů).

Přínosem pro zákazníka je snížení technických ztrát a související snížení nákladů na technické ztráty.

Ukazatelem výkonnosti je zprovoznění minimálně 100 km rozvinuté délky nového nebo modernizovaného vedení ročně + zprovoznění 1 nového transformátoru 400 kV/110 kV ročně.

Pokud bude plánováno pro regulovaný rok zprovoznění minimálně 100 km rozvinuté délky nového nebo modernizovaného vedení ročně + zprovoznění 1 nového transformátoru 400 kV/110 kV, bude přiznán provozovateli přenosové soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,1 (váha 10 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na skutečnou zprovozněnou délku nového nebo modernizovaného vedení ročně a počtu nových zprovozněných transformátorů 400 kV/110 kV ročně, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### 4.3 Saldo nákladů a výnosů souvisejících s přetížením

Základní rámec pro využití výnosů z přetížení je vymezen v článku 19 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen nařízení 2019/943). Na toto nařízení navazuje metodika navržená provozovateli přenosových soustav (metodika TSO), kterou schválil ACER.

Výnosy z přetížení na přeshraničních profilech budou použity v souladu s článkem 19 nařízení 2019/943 a příslušnou metodikou TSO tak, aby byly splněny prioritní cíle stanovené v článku 19 (2) nařízení 2019/943.

Pokud jsou v daném roce výnosy vyšší než náklady na prioritní cíle, budou nevyužité výnosy převedeny do samostatného fondu, ze kterého budou pokryty náklady vzniklé v následujících letech v souvislosti se zajištěním prioritních cílů podle nařízení 2019/943. Pokud nelze využít prostředky na plnění prioritních cílů, mohou být výnosy použity ke snížení tarifů.

Pokud výnosy z přetížení na přeshraničních profilech nepokryjí související náklady, budou neuhrazené náklady součástí korekčního faktoru ostatních výnosů, popř. po vzájemné dohodě ERÚ a provozovatele přenosové soustavy pokryty ze zůstatku fondu z minulých období v souladu s prioritními cíli dle nařízení 2019/943 a metodikou TSO.

Skutečné saldo kurzových zisků a ztrát a provozní náklady spojené s řízením přetížení budou zahrnuty do celkových nákladů na řízení přetížení.

#### **4.4 Fond k úhradě budoucích nákladů souvisejících se zajištěním prioritních cílů - fond rozvoje soustavy**

Pokud provozovatel přenosové soustavy převede výnosy z přetížení, které nebyly využity ve vykazovaném období, do fondu, bude předběžně konzultován způsob použití těchto prostředků, tzn. nákladové kategorie, projekty a termíny jejich využití.

Provozovatel přenosové soustavy předloží ve zprávě ERÚ odhad víceletého plánu výše a způsobu využití převedených výnosů.

Nově uložené prostředky ve fondu vzniklé od počátku VI. RO (od roku 2026) budou úročeny časovou hodnotou peněz podle bodu 3.2.3 Metodiky cenové regulace, vzniklý „úrok“ bude zohledněn v ceně za rezervovanou kapacitu na následující rok. Zůstatek fondu vzniklý do konce V. RO (do roku 2025) bude po vzájemné dohodě lineárně vypořádán v průběhu VI. a VII. RO. Pokud výnosy z přetížení na přeshraničních profilech nepokryjí související náklady, může být po vzájemné dohodě ERÚ a provozovatele přenosové soustavy lineární vypořádání zůstatku fondu z V. RO pro daný rok upraveno.

#### **4.5 Výnosy a náklady z ITC mechanismu<sup>7</sup>**

Výnosy a náklady z vyrovnávacího mechanismu mezi provozovateli soustavy jsou pro potřeby regulace rozděleny na infrastrukturní část a část na ztráty. Skutečné saldo nákladů a výnosů z ITC mechanismu<sup>7</sup> v oblasti infrastruktury včetně provozních nákladů bude součástí korekčního faktoru ostatních výnosů za přenos elektřiny provozovatele přenosové soustavy s časovou hodnotou peněz jednoho roku. Saldo výnosů a nákladů (kompenzace a příspěvku) na ztráty ze zúčtování ITC mechanismu<sup>7</sup>, a to včetně provozních nákladů souvisejících se zúčtováním ITC mechanismu<sup>7</sup>, které nebudou součástí báze nákladů pro výpočet povolených nákladů, bude součástí korekčního faktoru za použití sítí s časovou hodnotou peněz jednoho roku.

#### **4.6 Investiční faktor provozovatele přenosové soustavy**

Při stanovení upravených povolených výnosů je i nadále uvažován investiční faktor provozovatele přenosové soustavy, který zajišťuje finanční prostředky nezbytné k investicím do obnovy a rozvoje přenosové soustavy podle plánu rozvoje přenosové soustavy, které nejsou pokryty vlastními a cizími zdroji. Při stanovení hodnoty investičního faktoru Úřad koriguje míru zadlužení provozovatele přenosové soustavy tak, aby celkový úročený dluh nepřesáhl trojnásobek ukazatele EBITDA; investiční faktor může nabývat kladných i záporných hodnot. Součet kladných a záporných investičních faktorů za období uplatňování investičních faktorů je roven nule.

Přístup k investičnímu faktoru provozovatele přenosové soustavy bude následující:

- 1) Pro účely výpočtu investičního faktoru bude jako indikátor zadlužení společnosti použit ukazatel celkový úročený dluh/EBITDA.
- 2) Při plánovaném překročení trojnásobku výše zadlužení bude výše kladného investičního faktoru stanovena tak, aby ukazatel celkový úročený dluh/EBITDA odpovídal hodnotě 3.
- 3) Při poklesu plánované výše zadlužení pod hodnotu 3 bude výše záporného investičního faktoru stanovena v takové výši, aby ukazatel celkový úročený dluh/EBITDA odpovídal hodnotě 3.
- 4) Kladný investiční faktor je chápán jako bezúročná půjčka, která bude společností ČEPS, a.s., splácena prostřednictvím záporného investičního faktoru.
- 5) Investiční faktor není součástí dluhu.
- 6) Záporné investiční faktory slouží pouze pro splácení sumy kladných investičních faktorů a použijí se až do úplného splacení sumy kladných investičních faktorů. Současně platí, že kumulovaný součet kladných a záporných investičních faktorů nenabývá záporné hodnoty.
- 7) Kladný investiční faktor se považuje za mimořádný příjem finančních prostředků. Kladný investiční faktor společnost ČEPS, a.s., převede v plné výši do zvláštního fondu ze zisku, který bude nově vytvořen s uplatněním prvního kladného investičního faktoru. Až do úplného splacení sumy kladných

investičních faktorů mohou být finanční prostředky z tohoto fondu použity pouze jako zdroj krytí investičních výdajů, tento fond nemůže být zrušen a nemohou z něj být vypláceny dividendy.

- 8) Po celou dobu uplatnění metodiky výpočtu investičního faktoru musí být splněna podmínka výplaty dividend ze zisku po zdanění a po přidělech do fondů a výplaty tantiém ve výši 0 %. Při porušení této podmínky bude ze strany Úřadu jednostranně zrušeno přiznávání kladných investičních faktorů a bude požadováno jejich navrácení s časovou hodnotou peněz stanovenou ve výši míry výnosnosti WACC pro VI. RO. V tomto případě se ostatní ustanovení použijí přiměřeně.
- 9) V rámci regulačního výkaznictví společnost ČEPS, a.s., předkládá Úřad každoročně skutečné a plánované hodnoty investičních výdajů pro roky  $i-2$  až  $i+3$ . Na základě hodnot těchto investičních výdajů společnost ČEPS, a.s., předloží ERÚ údaje o výpočtu míry zadlužení společnosti na roky  $i-2$  až  $i+3$  podle indikátoru uvedeného v bodě 1. Pokud indikátor zadlužení podle bodu 1 překročí hodnotu 3, navrhne společnost ČEPS, a.s., vyšší hodnoty investičního faktoru pro regulovaný rok  $i$  až  $i+3$  a zároveň předloží ERÚ údaj o výši zůstatkové hodnoty stanovených kladných investičních faktorů.
- 10) Vyšší hodnoty kladného i záporného investičního faktoru na rok  $i$  Úřad stanoví a držitelé licence oznámí v souladu s harmonogramem oznamování parametrů cenové regulace provozovateli přenosové soustavy, s přihlédnutím k plánovaným hodnotám míry zadlužení na roky  $i$  až  $i+3$  a k výši vyplacených dividend v roce  $i-3$  (za předpokladu splnění výše uvedených podmínek) v níže uvedeném termínu.

Postup při uplatnění kladného a záporného investičního faktoru bude průběžně hodnocen.

## 4.7 Management jalové energie (společný bod Metodiky cenové regulace pro provozovatele přenosové soustavy i provozovatele distribučních soustav)

Vlivem významných změn probíhajících v elektroenergetice, kterými jsou integrace decentrální výroby, zejména obnovitelných zdrojů, elektromobility, akumulace, zavádění a využívání možností nových měřicích technologií, požadavky na kabelizaci a rozvoj elektrických sítí v intravilánu obcí, změna toků mezi přenosovou a distribučními soustavami, v průmyslové oblasti (nové technologie, elektromobilita) i u domácností (instalace inteligentních spotřebičů, výroba elektřiny, akumulace) se zvyšují nároky na udržení kvality napětí a řízení změny toků jalové elektřiny. Vzhledem k tomu, že problematika kvality napětí má lokální charakter a problematika narůstajících toků jalové elektřiny má jak lokální, tak systémový charakter, je nutno nastavit systémové řešení, které bude v oblastech styku sítí různých provozovatelů oboustranně spravedlivé, jak pro samotné provozovatele, tak hlavně pro uživatele jejich soustav.

Efektivnost opatření pro zajištění kvality napětí tedy spočívá v zavedení jednotné koncepce Managementu Q a ve vyváženém nastavení:

- ▮ požadavků na uživatele soustav při připojování tak, aby tito uživatelé neovlivňovali negativně kvalitu napětí v dané lokalitě a toky jalové elektřiny;
- ▮ cenotvorby nevyžádané dodávky/odběru jalové elektřiny;
- ▮ obstarávání podpůrných služeb v oblasti jalového výkonu (regulace U/Q);
- ▮ vlastních investičních a provozních opatření k zajištění požadované kvality napětí a toků jalové elektřiny.

Základní rámec:

- ▮ Jalové výkony se stávají nedílnou součástí vztahů mezi účastníky trhu na všech úrovních. Tarif za nevyžádanou dodávku jalové energie má motivační charakter (efektivní motivování k pořízení a spolehlivému provozování vlastní kompenzace).
- ▮ Řešení Managementu Q reflektují zahraniční zkušenosti v oblasti principů regulace U/Q.
- ▮ Náklady managementu jaloviny jsou obecně ekonomicky oprávněnými náklady provozovatele příslušné soustavy. Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezí jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) jsou součástí korekce povolených výnosů.
- ▮ Cena za nevyžádanou jalovou energii může být jednotná nebo v budoucnu diferencována pro jednotlivé napěťové hladiny.
- ▮ Část nákladů spojených s managementem jaloviny může být součástí plateb za činnou složku elektřiny (např. oblast nezaplatněného účinníku).

Pro VI. RO budou použita tato opatření:

- Podmínky pro připojení výroben elektřiny, odběrných zařízení zákazníků, akumulčních zařízení, distribučních soustav a podmínky pro jejich provozování.
- Podmínky definující chování uživatelů soustav tak, aby negativně neovlivňovali parametry soustavy – kvalitu napětí a dodávku/odběr jalové energie, musí být ukotveny příslušným právním předpisem/smlouvou.

Nevyžádanou dodávkou nebo odběrem jalové energie je dodávka nebo odběr jalové energie mimo rozsah povoleného, resp. sjednaného účinníku. Zapojení výroby elektřiny nebo jiného zařízení do regulace napětí pomocí jalového výkonu je uvedeno spolu s rozsahem povoleného účinníku ve smlouvě o připojení nebo v jiném smluvním ujednání s příslušným provozovatelem distribuční soustavy.

Velikost dodávané/odebírané jalové elektřiny je vyhodnocována v každém měřicím intervalu v místech připojení, která jsou vybavena příslušným měřením (měřen čtvrt hodinový profil činné i jalové elektřiny). V první fázi bude uplatněno pouze u účastníků trhu, jejichž zařízení je připojeno na hladině VVN a VN. O možném uplatnění na účastníky trhu, jejichž zařízení je připojeno na hladině NN, bude rozhodnuto později (souvisí s nasazováním AMM). Způsob vyhodnocení a zpoplatnění uvede cenové rozhodnutí v příslušném ustanovení. Je předpokládáno ¼ hodinové vyhodnocení. U zařízení, která se podílí na regulaci dodané/odebrané jalové elektřiny, se považuje za překročení pouze nedodržení příslušného regulačního schématu. Za účelem využití služeb regulace napětí nebo regulace jalového výkonu pro provozovatele distribuční soustavy se předpokládá zachování pásma povolených nezpoptatných účinníků pro I., II., III. kvadrant, které je (1–0,95). Ve IV. kvadrantu (odběr činný, dodávka jalová) se předpokládá ponechání stávajícího přístupu, kdy je nevyžádanou celá dodávka Q.

Provozovatel přenosové a distribuční soustavy nakupuje podpůrnou službu regulující napětí a jalovou elektřinu, která patří do nefrekvenčních podpůrných služeb (PpS-N). Služba je placena na základě smluvního ujednání a je hodnoceno poskytování nad rámec technické regulace, kterou je zdroj povinen poskytovat na základě podmínek připojení.

Provozovatel soustavy může instalovat v příslušné části sítě prvky umožňující regulovat napětí a toky jalové elektřiny (kompenzátor, tlumivka atd.). Nezbytně nutné náklady na pořízení, provoz a údržbu těchto prvků, stejně tak jako náklady na provozní opatření, budou zohledněny v povolených výnosech.

Předpokládaný harmonogram se bude odvíjet od výstupů projektu Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech určeného ke změně tarifní struktury v elektroenergetice.

## 4.8 Cena za použití sítí přenosové soustavy

Při regulaci ceny za použití sítí přenosové soustavy postupuje Úřad podle bodu 14.1.1. Metodiky cenové regulace. Cena za použití sítí je stanovena vydělením proměnných nákladů na ztráty odebraným množstvím elektřiny z přenosové soustavy ostatními účastníky trhu s elektřinou.

Proměnné náklady na ztráty jsou určeny cenou silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě a plánovaným množstvím ztrát v přenosové soustavě. Do proměnných nákladů na ztráty vstupuje i korekční faktor za použití sítí.

Cena silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě je stanovována Úřadem v souladu s metodikou uvedenou v bodě 4.9.

## 4.9 Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě

Pro VI. RO je pro stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě vycházeno z obdobné metodiky používané pro V. RO, s dílčími změnami.

Stanovení jednotkové ceny silové elektřiny probíhá podle metodiky oceněním nákladů v několika kategoriích:

- 1) náklady na obstarání elektrické energie na pokrytí diagramu,
- 2) náklady za odchylku ztrát a poplatky spojené se zajištěním ceny a obstaráváním elektřiny,



### 3) motivační složka zisku.

Složka nákladů na obstarání elektrické energie na pokrytí plánovaného diagramu ztrát je stanovena z nákladů za nakoupenou elektřinu v dlouhodobých produktech elektřiny a z nákladů za nakoupenou elektřinu na krátkodobých trzích s elektřinou. V dlouhodobých produktech je na pokrytí diagramu nakoupena elektřina v ročním pásmu BL CAL  $i$  o celkové hodnotě podle hodiny s minimálním zatížením v roce  $i$ . Zbytek diagramu je pokryt nakoupenou elektřinou na denním trhu s elektřinou. Pro ocenění ročního pásma produktu BL CAL  $i$  v případě, že do 31.08. roku  $i-1$  nebude realizován žádný nákup ročního pásma BL CAL  $i$ , je použita hodnota aritmetického průměru známých cen ročních produktů na regulovaný rok  $i$  (pro rok 2026 EEX-PXE Czech Power Futures BL CAL 26) za sledované období 01.03.  $i-2$  až 31.08.  $i-1$ . Pro přepočítání z EUR na CZK je použit metodicky stanovený kurz následujícím způsobem.

Hodnoty v měně € (EUR) jsou přepočteny z € (EUR) na Kč (CZK) pomocí průměrného denního kurzu měnového páru EUR/CZK za sledované období. Denní kurz měnového páru EUR/CZK je dále navýšen o hodnotu:

- 1) bankovní marže spojené s nákupem zahraniční měny EUR ve výši 0,2 %,
- 2) rizikové přírázky denní volatility měnového páru EUR/CZK ve výši 0,2 %,
- 3) přírázky 20měsíčních forwardových bodů měnového páru EUR/CZK pro jednotlivé dny za sledované období.

V případě, že do 31.08. roku  $i-1$  bude realizován nákup ročního pásma BL CAL  $i$ , ocenění části ročního pásma produktu BL CAL, která již byla nakoupena, probíhá podle cen skutečně realizovaných a vykázaných obchodů. V případě použití cen skutečně realizovaných obchodů již zakoupené energie v ročních pásmech BL CAL se pro zbývající nedokoupenou energii v ročním pásmu BL CAL mění sledované období výchozích cen pro ocenění zbývající nedokoupené energie na 01.06.  $i-1$  až 31.08.  $i-1$ . Zbývající objem energie plánovaného diagramu ztrát je pokryt za ceny elektřiny denního trhu. Pro rok  $i$  jsou ceny stanoveny pomocí HPFC křivky stanovené Energetickým regulačním úřadem dle cenové úrovně forwardových produktů z 31.08.  $i-1$ .

Energetický regulační úřad i provozovatel přenosové soustavy mají právo navrhnout úpravu hodnoty plánovaných nákladů na obstarání elektrické energie na pokrytí ztrát v případě relevantních tržních změn, které se projeví v očekávané hodnotě nákladů.

Plánované náklady za odchylku ztrát a poplatky související se zajištěním ceny a obstaráním elektřiny jsou stanoveny ze skutečných jednotkových nákladů za rok  $i-2$ . ERÚ i provozovatel přenosové soustavy mají právo navrhnout úpravu hodnoty nákladů na odchylku v případě relevantních tržních změn, které se projeví v očekávané hodnotě nákladů.

Fixní hodnota zisku o hodnotě 2,5 mil. Kč je nadále přiznána provozovateli přenosové soustavy ex ante při výpočtu ceny za použití sítí.

Další část zisku o hodnotě 2,5 mil. Kč je pro VI. RO podmíněna splněním parametrů motivační pobídky k meziročnímu snižování průměrné roční hodnoty odchylky ztrát přepočtené na jednotku MWh ztrát elektřiny v přenosové soustavě. Pro situaci, kdy provozovatel přenosové soustavy disponuje právem obstaranou a nevyužitou elektřinou na krytí ztrát v přenosové soustavě nabízet a prodávat na krátkodobých trzích s elektřinou, motivační pobídka spočívá v dosažení průměrné jednotkové absolutní odchylky ztrát (absolutní hodnota rozdílu mezi výslednou obchodní pozicí a skutečně naměřenými hodnotami ztrát (MWh)) o nižší hodnotě, než z aritmetického průměru skutečných průměrných jednotkových absolutních hodinových odchylek za roky  $i-4$  až  $i-2$ , kdy  $i$  je následující regulovaný rok. Pro situaci opačnou, tedy kdy provozovatel přenosové soustavy nedisponuje právem obstaranou a nevyužitou elektřinou na krytí ztrát v přenosové soustavě nabízet a prodávat na krátkodobých trzích s elektřinou, motivační pobídka spočívá v dosažení průměrné jednotkové absolutní odchylky ztrát o nižší hodnotě než z aritmetického průměru skutečných průměrných jednotkových absolutních hodinových odchylek za tři poslední známé roky V.RO. Vyhodnocení splnění podmínky pro uznání motivační složky zisku probíhá ve výpočtu korekčního faktoru.

Plánovaná cena silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě je definována výše uvedenými náklady vydělenými plánovaným množstvím ztrát v přenosové soustavě pro rok  $i$ .

Náklady na obstarání silové elektřiny podléhají korekci v korekčním faktoru za použití sítí. Složky nákladů na obstarání silové elektřiny na pokrytí diagramu a složka nákladů za odchylku ztrát a poplatky spojené se zajištěním ceny a obstaráváním elektřiny jsou korigovány ze 100 %, motivační složka zisku o hodnotě



2,5 mil. Kč je případně přiznána v korekčním faktoru po vyhodnocení splnění podmínky uvedené v odstavci výše.

Provozovatel přenosové soustavy může obstarávat elektřinu a zajišťovat její cenu odlišně od výše uvedeného postupu pro výpočet regulované ceny vstupující do výpočtu ceny za použití sítí. Takovéto obstarávání a zajišťování ceny elektřiny musí být prováděno za účelem minimalizace nákladů za použití sítí přenosové soustavy. Cena elektřiny na krytí ztrát pro účely ITC mechanismu<sup>7</sup> může být v odůvodněných případech stanovena odlišně od výše popsané metodiky.

## 4.10 Cena za systémové služby

Základní princip stanovení ceny za systémové služby je vydělení upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb odebraným množstvím elektřiny z elektrizační soustavy zpoplatněným cenou za systémové služby. Při stanovení ceny za systémové služby postupuje Úřad podle bodu 14.1.2.

Upravené povolené výnosy pro činnost poskytování systémových služeb jsou stanoveny jako suma povolených výnosů, plánovaných nákladů na nákup služeb výkonové rovnováhy (dále SVR), korekčního faktoru provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb, která je dále upravena o plánovaný součet salda ostatních výnosů a nákladů souvisejících s činností poskytování systémových služeb.

Hodnota povolených výnosů je tvořena z povolených nákladů, odpisů, fixní a motivační složky zisku a faktoru trhu pro činnost poskytování systémových služeb. Povolené náklady se stanoví v souladu s bodem 3.1.1 jako klouzavý průměr skutečně dosažených hodnot nákladů za poslední tři známé roky, upravených eskalačním faktorem a faktorem produktivity na časovou hodnotu roku, pro který je hodnota povolených stálých nákladů stanovována včetně aplikace komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů. Hodnota povolených odpisů bude stanovena na základě plánovaných hodnot odpisů korigovaných na skutečné hodnoty s časovou hodnotou peněz, hodnota zisku bude navázána na splnění stanovených cílů.

Povolený zisk je tvořen fixní hodnotou ve výši 50 mil. Kč ročně a motivační složkou. Motivační složka zisku ve výši 0,5 mil. Kč bude přiznána za každý přírůstek certifikovaného výkonu SVR o celý 1 MW ročně na nových zařízeních. Maximální výše motivační složky zisku pro regulovaný rok je 50 mil. Kč.

Plánované náklady na nákup SVR tvoří hlavní složku upravených povolených výnosů. Jsou stanoveny na základě plánovaného objemu obstaraných záloh dle roční přípravy provozu vypracované v souladu s vyhláškou upravující dispečerské řízení a předávání údajů<sup>8</sup> násobeného plánovanou cenou.

Skutečné náklady na nákup SVR jsou v upravených povolených výnosech zohledněny v korekčním faktoru provozovatele přenosové soustavy za činnost systémových služeb s časovou hodnotou peněz.

Ostatní výnosy a náklady související s činností poskytování systémových služeb, které budou zohledněny při stanovení upravených povolených výnosů, jsou například dopady z mechanismu zúčtování odchylek, zajišťování nefrekvenčních podpůrných služeb a produktů obnovy a obrany soustavy, regulační energie, zbylé hodnoty nákladů na nápravná opatření a zajištění bezpečnosti soustavy nebo případné výměny záloh na úrovni provozovatelů přenosové soustavy, dopady související s rozhodnutím Úřadu o pokračování provozu výroby elektřiny nezbytné pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu elektrizační soustavy a některá další opatření na zajištění výkonové bilance a provozu ES ČR.

## 4.11 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli přenosové soustavy

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem s výjimkou parametrů cenové regulace pro regulační období definovaných v následujícím bodě 4.12, které jsou oznámeny specificky. Případné

<sup>8</sup> Vyhláška č. 79/2010 Sb., o dispečerském řízení elektrizační soustavy a o předávání údajů pro dispečerské řízení, ve znění pozdějších předpisů.

změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

## **4.12 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli přenosové soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

- 1) výchozí hodnotu regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny,
- 2) hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů.

## **4.13 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli přenosové soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

- 1) hodnotu upravených povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny,
- 2) hodnotu povolených výnosů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
- 3) váhy mzdového indexu pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 4) hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 5) hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
- 6) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-1$  a  $i-2$ ,
- 7) základnu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
- 8) hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
- 9) hodnotu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
- 10) plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
- 11) očekávanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pro činnost přenos elektřiny pro rok  $i-1$ ,
- 12) skutečnou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb pro rok  $i-2$ ,
- 13) plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace podle 3.1.2 pro činnost přenos elektřiny,
- 14) korekční faktor odpisů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
- 15) korekční faktor provozovatele přenosové soustavy, kterým je zohledněna alokace části výnosů z přetížení z fondu k úhradě budoucích nákladů souvisejících se zajištěním prioritních cílů do parametru odpisy,
- 16) plánovanou hodnotu regulační báze aktiv,
- 17) plánovanou hodnotu aktivovaných investic pro činnost přenos elektřiny,
- 18) plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti pro činnost přenos elektřiny,
- 19) plánovanou hodnotu vyřazeného majetku pro činnost přenos elektřiny,
- 20) očekávanou hodnotu aktivovaných investic pro činnost přenos elektřiny,
- 21) očekávanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti pro činnost přenos elektřiny,
- 22) očekávanou hodnotu vyřazeného majetku pro činnost přenos elektřiny,
- 23) skutečnou hodnotu aktivovaných investic pro činnost přenos elektřiny,
- 24) skutečnou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti pro činnost přenos elektřiny,
- 25) skutečnou hodnotu vyřazeného majetku pro činnost přenos elektřiny,
- 26) skutečnou hodnotu změny klasifikace majetku a organizační změny,
- 27) plánovanou kumulovanou hodnotu nedokončených investic pro činnost přenos elektřiny,
- 28) skutečnou kumulovanou hodnotu nedokončených investic pro činnost přenos elektřiny,

- 29) plánovanou roční hodnotu motivační složky míry výnosnosti,
- 30) hodnotu faktoru trhu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,
- 31) plánované hodnoty odběru elektřiny pro výpočet cen regulovaného roku:
  - a) roční rezervovaná kapacita přenosové soustavy za všechny odběratele,
  - b) předpokládané množství elektřiny zpoplatněné cenou za použití sítí přenosové soustavy,
  - c) předpokládané množství elektřiny zpoplatněné cenou za systémové služby,
- 32) plánované množství celkových ztrát v přenosové soustavě,
- 33) motivační složku zisku pro činnost poskytování systémových služeb,
- 34) motivační složku zisku za nákup elektřiny na krytí ztrát,
- 35) rozdíly mezi výnosy a náklady z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky, na regulační energii, na regulační energii z operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy, redispečink a náhrady za neodebranou elektřinu při dispečerském řízení,
- 36) korekční faktor zisku,
- 37) korekční faktor zisku z hodnoty nedokončených rozvojových investic,
- 38) korekční faktor motivačního bonusu,
- 39) korekční faktor poskytnutých investičních dotací,
- 40) korekční faktor za činnost přenos elektřiny,
- 41) korekční faktor ostatních výnosů,
- 42) hodnotu fondu rozvoje soustavy,
- 43) korekční faktor za použití přenosové sítě,
- 44) korekční faktor za systémové služby,
- 45) investiční faktor,
- 46) cenu silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě,
- 47) cenu za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy,
- 48) cenu za použití sítí přenosové soustavy,
- 49) hodnotu upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb,
- 50) cenu za systémové služby.

## 5 ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE ELEKTŘINY – REGIONÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY

Zvláštní část Metodiky cenové regulace pro činnost distribuce elektřiny může být v průběhu VI. RO upravena nebo nahrazena v rozsahu technických jednotek určených pro alokaci upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty provozovatele distribuční soustavy v souvislosti s úpravami tarifního systému. Tato změna neovlivňující výši upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty se nepovažuje za změnu Metodiky cenové regulace.

### 5.1 Zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy

### 5.2 Cena za rezervovanou kapacitu

Při regulaci ceny za rezervovanou kapacitu distribuční soustavy postupuje Úřad podle bodu 14.1.3. Základní postup výpočtu jednotkové ceny za rezervovanou kapacitu, kdy jsou upravené povolené výnosy za distribuci elektřiny vydělené celkovou průměrnou rezervovanou kapacitou připojených účastníků trhu s elektřinou včetně rezervované kapacity transformace, zůstává pro VI. RO zachován, dokud nedojde k náhradě rezervované kapacity jinými technickými jednotkami.

Technologická vlastní spotřeba provozovatele distribuční soustavy bude v VI. RO součástí ceny za použití sítí, proto je nezbytné očistit náklady vstupující do výpočtu povolených nákladů VI. RO o náklady na technologickou vlastní spotřebu.

Korekce na skutečné hodnoty překročení rezervované kapacity, rezervovaného příkonu a výkonu jsou zařazeny do korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny, kam jsou zařazeny i výnosy za rezervovanou kapacitu od výrobce první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny a případně další výnosy a náklady vycházející z cen stanovených v cenovém rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů, v jiných korekčních faktorech nebo dalších parametřích cenové regulace. Skutečné hodnoty salda výnosů a nákladů na rezervovanou kapacitu na přetoky mezi sítěmi jednotlivých provozovatelů distribučních soustav na hladinách VVN a VN budou také součástí korekčního faktoru. Výnosy jsou do korekčního faktoru zahrnuty v plné výši.

Korekce na skutečné hodnoty nákladů na nefrekvenční podpůrné služby včetně případných dalších výnosů vyplývajících z podmínek o připojení k ES předpisu<sup>6</sup> vztahujících se k managementu jaloviny a včetně výnosů z ceny za nedodržení účinníku a ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie, případně jejich alternativy při změně zpoplatnění jalové energie, bude probíhat v rámci korekčního faktoru nefrekvenčních podpůrných služeb v plné výši. Korekci budou podléhat i příjmy z připojení nebo z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu formou korekčního faktoru ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy. Do tohoto korekčního faktoru jsou v plné výši zohledněny skutečné výnosy z připojení, 60 % z hodnoty kladného rozdílu z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti a zůstatkové ceny, 60 % výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových hladinách.

Korekční faktor za distribuci elektřiny je vyhodnocován ve dvou krocích – dvou po sobě následujících letech. V prvním kroku za rok  $i-2$  je korekční faktor za distribuci elektřiny vyhodnocován na základě údajů z regulačních výkazů vykázaných podle vyhlášky upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>. V regulačních výkazech za rok  $i-2$  však může docházet díky nepřesnému odhadu nevyfakturovaného množství elektřiny k vykázaní množství ztrát na hladině nízkého napětí, které neodpovídá skutečnosti, a tím je ovlivněno díky zachování bilanční rovnice i množství elektřiny odebrané zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí, které vstupuje do výpočtu tržeb od zákazníků připojených na hladině nízkého napětí. Zároveň může docházet z principu vyplňování regulačních výkazů za rok  $i-2$  při neznalosti skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a neznalosti skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku k dalším nepřesnostem ve stanovení skutečných výnosů provozovatelů soustav od zákazníků připojených na hladině nízkého napětí. Proto bude v druhém kroku korekce za rok  $i-3$  docházet k opravě korekčního faktoru za distribuci elektřiny po vyfakturování

veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku  $i-3$ , týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, na základě množství elektřiny za rok  $i-3$  skutečně vyfakturovaného zákazníkům připojeným na napěťové hladině nízkého napětí. Oprava za rok  $i-3$  bude vycházet i ze skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a ze skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku. Při výpočtu korekčního faktoru za rok  $i-3$  budou prováděny i opravy hodnot z měření.

Výsledná cena za rezervovanou kapacitu je stanovována jako kumulativní, tzn., že cena za rezervovanou kapacitu na dané napěťové hladině zahrnuje kromě jednotkové ceny za rezervovanou kapacitu rovněž část nákladů na distribuci elektřiny na vyšších napěťových hladinách včetně přenosu a nákladů na přetoky mezi provozovateli soustav.

Mezi další složky ovlivňující upravené povolené výnosy za distribuci elektřiny patří:

- 1) motivační regulace provozovatele distribučních soustav,
- 2) management jalové energie.

## 5.3 Motivační regulace provozovatele distribuční soustavy

V tomto bodě Metodiky cenové regulace jsou podrobněji uvedeny motivační programy týkající se provozovatelů distribučních soustav. Motivační programy jsou stanoveny pro provozovatele distribuční soustavy, do jehož distribuční soustavy je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků. Motivace formou motivačního bonusu se uplatní u podpory robustnosti, podpory provozuschopnosti, spolehlivosti a digitalizace, podpory investic za účelem snižování technických ztrát a podpory implementace průběhového měření. Motivační regulace kvality zůstává stejně jako v V. RO navázána na hodnotu zisku provozovatele distribuční soustavy.

### 5.3.1 Podpora robustnosti distribuční soustavy

Cílem motivačního programu je posílení robustnosti distribuční soustavy k připravenosti na připojení nejen nových zdrojů, elektrifikaci sektoru vytápění a dopravy.

Přínosem pro zákazníka je zlepšení podmínek pro přechod na nízkoemisní fungování společnosti a zajištění plnění národních klimatických cílů, například v podobě připojování decentrálních výrobních zdrojů, dobíjecích míst pro elektromobilitu a přechod na vytápění pomocí tepelných čerpadel. Dosažení cílů přinese:

- zvýšení dostupnosti připojovaného výkonu a příkonu,
- zkrácení lhůt pro realizaci připojení,
- digitalizaci procesu připojení s lepší informovaností zákazníka.

Ukazatelem výkonnosti (KPI) je výše investic nad odpisy.

**Tabulka 17 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice**

Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030
ČEZ Distribuce	Podíl	170 %	160 %	165 %	160 %	160 %
EG.D	Podíl	180 %	175 %	175 %	175 %	175 %
PREdistribuce	Podíl	165 %	165 %	165 %	165 %	165 %

Zdroj: ERÚ

Pokud bude poměr plánovaných aktivovaných investic a plánovaných účetních odpisů (bez zahrnutí vlivu dotací v hodnotách aktivovaných investic i odpisů) pro regulovaný rok  $i$  vyšší nebo roven hodnotě uvedené v tabulce výše, bude přiznán provozovateli distribuční soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,7 (váha 70 %) na celou regulační bázi aktiv. Pokud bude tento poměr nižší nebo roven hodnotě 100 %, nebude bonus přiznán. Pokud bude poměr v rozmezí mezi hodnotou 100 % a hodnotou stanovenou pro daný rok pro provozovatele distribuční soustavy, bude bonus stanoven lineárně.



Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na poměr skutečných aktivovaných investic a skutečných účetních odpisů, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### 5.3.2 Podpora provozuschopnosti, spolehlivosti a digitalizace distribuční soustavy

Tento motivační program si klade za cíl zajištění zvýšení nebo udržení vysoké míry spolehlivosti, kvality a bezpečnosti dodávek elektrické energie i v nových podmínkách (zejména očekávané významné změny výrobního mixu, posilující decentralizace energetiky, změny na trhu s elektrickou energií a narůstající množství kybernetických rizik). Digitalizace distribuční soustavy rovněž umožní zlepšit a zrychlit zákaznické procesy. Dosažení cílů přinese:

- ! udržení vysoké míry kvality a zvýšení spolehlivosti dodávky v nových podmínkách,
- ! zajištění bezpečnosti dodávek v nových podmínkách,
- ! zlepšení a zrychlení zákaznické obsluhy,
- ! zavedení nových obchodních nástrojů (dispečerské řízení v nových podmínkách, řízení flexibility atd.).

Specifikované přínosy budou umožněny zaváděním nových technologií – viz následující přehled s popisem množin jednotlivých technologií:

#### Pilotní projekty nových technologií

Motivace pro realizaci pilotních projektů je vždy spojena s otestováním technologií nebo řešení, které mají za cíl přispět ke zvýšení kvalitativních parametrů distribuční soustavy (spolehlivost, bezpečnost, kvalita dodávek), nebo zlepšit zákaznickou obsluhu, případně nabídnout zákazníkům nové služby. Pilotní projekty nových technologií jsou tedy v souladu s požadovanými přínosy tohoto motivačního programu.

#### ICT (hardware + software) vč. nákladů na zajištění kybernetické bezpečnosti

Zajištění funkce chodu distribuční soustavy v probíhajících strukturálních změnách energetiky je podmíněno implementací nových funkcionalit v oblasti provozování a rozvoje soustav (funkcionality podporující dispečerské řízení vč. jeho přípravy, řízení provozních čet, řízení regulačních zdrojů, řízení flexibility apod.). Nad rámec probíhajících systémových změn se navyšují i standardy v oblasti obsluhy zákazníků, které rovněž vyvolávají potřebu implementace nových procesů a funkcionalit. Zavádění nových funkcionalit je tedy vždy svázáno s potřebou dalších investic v ICT oblasti.

#### Měření v DTS

Instalace měření v distribučních stanicích významně podporuje proces řízení napětí v distribuční soustavě. Jedná se o důležitý prvek pro udržení kvality dodávek elektrické energie v podmínkách strukturálních změn elektroenergetiky.

#### Chytrá DTS

Funkcionality chytrých distribučních stanic pomáhají zvyšovat spolehlivost a kvalitu dodávek. Díky možnosti dálkového ovládání je možné rychleji vymezovat síťové poruchy a rychleji zajišťovat obnovu sítě. Online monitoring napětí zlepšuje řízení napětí v soustavě. Do oblasti nových technologií se zahrnují pouze investice nad rámec investic do standardních distribučních stanic – tedy náklady na sekundární techniku + komunikační část.

#### U/Q regulace, osazení vývodů NN měřením

Instalace těchto technologií přispívá k řízení napětí v distribuční soustavě a vyššímu monitoringu sítě. To umožňuje bezpečný a spolehlivý provoz i v podmínkách probíhající decentralizace elektroenergetiky. Nasazení této technologie rovněž umožňuje rychlé navýšení kapacity distribuční soustavy pro připojování dalších zdrojů, resp. spotřeby.

## Inteligentní reclosery a úsečníky

Tyto prvky umožňující manipulace na dálku z dispečerského pracoviště přispívají ke zvýšení spolehlivosti provozu distribučních soustav zkrácením doby řešení obnovy po poruše. Inteligentní reclosery navíc umožňují detailněji vymezit část sítě v poruše, a tak ještě více omezit dopady poruch na zákazníky.

## Elektroměry, relé boxy

Digitální měření nad rámec standardního měření obsahuje široký rozsah registrů, s jejichž využitím lze přesněji řešit proces řízení napětí a předcházení poruch. Implementace digitálního měření umožňuje zvýšení kvality a spolehlivosti dodávek. Nad rámec těchto přínosů je třeba zmínit vyšší přesnost měření a příspěvek ke snižování ztrát v soustavě.

## Rozvoj optické infrastruktury

Robustní a spolehlivá komunikační infrastruktura je nezbytnou podmínkou pro bezpečný a spolehlivý provoz distribučních soustav. Její potřeba nadále narůstá ve vazbě na zvyšující se požadavky na odolnost energetických soustav včetně narůstajícího počtu kybernetických hrozeb.

Indikátor splnění motivační pobídky spočívá v podílu aktivovaných investic do nových technologií a ICT na celkových aktivovaných investicích. Pokud bude podíl plánovaných aktivovaných investic souvisejících s posílením provozuschopnosti, spolehlivosti a digitalizace distribuční soustavy a plánovaného celkového objemu aktivovaných investic (bez zahrnutí vlivu dotací v hodnotách aktivovaných investic) pro regulovaný rok i vyšší nebo roven hodnotě 0,9 \* ukazatel viz tabulka níže, bude přiznán bonus ve výši 1 p. b. \* 0,15 (váha 15 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na skutečném podílu aktivovaných investic souvisejících s posílením provozuschopnosti, spolehlivosti a digitalizace distribuční soustavy a celkového objemu aktivovaných investic včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

**Tabulka 18 KPI č. 2 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice**

Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030
ČEZ Distribuce	Podíl	18,71 %	16,91 %	14,50 %	14,30 %	14,44 %
EG.D	Podíl	9,37 %	9,12 %	8,95 %	8,22 %	9,37 %
PREdistribuce	Podíl	13,30 %	12,88 %	12,46 %	12,10 %	11,77 %

Zdroj: ERÚ

### 5.3.3 Investice za účelem snižování technických ztrát v distribuční soustavě

Cílem motivačního programu je snižování technických ztrát v distribuční soustavě. Provozovatel distribuční soustavy aktivně ovlivňuje velikost technických ztrát v distribuční soustavě prostřednictvím komponent s nižšími technickými ztrátami, provozovatel distribuční soustavy nemá možnost zásadním způsobem ovlivnit velikost přenášené energie, která je důvodem pro vznik technických ztrát elektrické energie. Způsobem, jak významně ovlivnit technické ztráty v distribuční soustavě, jsou investice do zařízení distribuční soustavy v souladu s doporučeními směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2023/1791 ze dne 13. září 2023 o energetické účinnosti a nařízením Komise (EU) č. 548/2014 ze dne 21. května 2014, kterým se provádí směrnice Evropského parlamentu a Rady 2009/125/ES, pokud jde o malé, střední a velké výkonové transformátory, a nařízením o ekodesignu transformátorů.

Přínosem pro zákazníka je snížení technických ztrát a související snížení nákladů na technické ztráty.

Ukazatelem výkonnosti je:

- ! délka nových nebo obnovených kabelů VN a NN v km,
- ! počet nově instalovaných nízkoztrátových transformátorů VN/NN.

Pokud bude plánovaná délka nových nebo obnovených kabelů VN a NN v km pro regulovaný rok *i* vyšší nebo rovna hodnotě  $0,9 \cdot$  hodnota ukazatele v tabulce níže, bude přiznán provozovateli distribuční soustavy bonus ve výši 1 p. b.  $\cdot 0,025$  (váha 2,5 %). Pokud bude plánovaná hodnota počtu nově instalovaných nízkoztrátových transformátorů VN/NN pro regulovaný rok *i* vyšší nebo rovna hodnotě  $0,9 \cdot$  ukazatel v tabulce níže, bude přiznán provozovateli distribuční soustavy bonus ve výši 1 p. b.  $\cdot 0,025$  (váha 2,5 %). Motivační bonus bude přiznán na celou regulační bázi aktiv.

**Tabulka 19 KPI č. 3 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice**

Ukazatele		2026	2027	2028	2029	2030
ČEZ Distribuce	Délka nových nebo obnovených kabelů VN [km/rok]	200	220	260	260	240
	Délka nových nebo obnovených kabelů NN [km/rok]	1 000	970	950	920	870
	Počet nových nízkoztrátových transformátorů VN/NN [ks/rok]	700	1 350	1 260	1 200	1 150
EG.D	Délka nových nebo obnovených kabelů VN [km/rok]	90	90	90	90	90
	Délka nových nebo obnovených kabelů NN [km/rok]	400	400	400	400	400
	Počet nových nízkoztrátových transformátorů VN/NN [ks/rok]	300	300	300	300	300
PREdistribuce	Délka nových nebo obnovených kabelů VN [km/rok]	50	50	50	50	50
	Délka nových nebo obnovených kabelů NN [km/rok]	120	120	120	120	120
	Počet nových nízkoztrátových transformátorů VN/NN [ks/rok]	60	60	60	60	60

Zdroj: ERÚ

Oprávněnost bonusů bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována dle skutečně dosažených hodnot příslušných ukazatelů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### 5.3.4 Aktivní zákazník – podpora implementace průběhového měření

Cílem motivace je podpora investic do Smart Meteringu za účelem podpory aktivních zákazníků a stimulace rozvoje nových produktů a řešení pro zákazníky.

Implementace Smart Meteringu umožní modernizaci stávajících a nabídku nových služeb zákazníkům. Dále dovolí aktivní zapojení zákazníků na trhu s elektrickou energií a flexibilitou. Rovněž zajistí vyšší dostupnost informací zákazníkům. Přínosy lze shrnout do následujících bodů:

- /// možnost aktivního zapojení zákazníka na trhu s elektrickou energií
- /// možnost zapojení do trhu s flexibilitou,
- /// možnost sdílení elektřiny,
- /// vyšší kvalita a dostupnost zákaznické informovanosti o spotřebě/výrobě,
- /// datová podpora pro možnost optimalizace spotřeby/dodávky,
- /// datová podpora pro možnost optimalizace hodnoty rezervovaného příkonu a distribuční sazby,
- /// podpora zvýšení energetické účinnosti,
- /// podpora rozvoje nových produktů (zejména dynamické tarify),
- /// uvolnění kapacit sítě na základě výše uvedených optimalizací a z toho vyplývající rychlejší řešení požadavků na připojení k distribuční soustavě.

Motivační pobídka spočívá v dosažení určeného podílu počtu odběrných míst s průběhovým měřením na hladině NN na celkovém počtu odběrných míst na hladině NN v procentech. Pokud bude plánovaná hodnota podílu počtu odběrných míst s průběhovým měřením na hladině NN na celkovém počtu odběrných míst na hladině NN pro regulovaný rok *i* vyšší nebo rovna hodnotě  $0,9 \cdot$  hodnota ukazatele v tabulce níže, bude přiznán provozovateli soustavy bonus ve výši 1 p. b.  $\cdot 0,1$  (váha 10 %).

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována dle skutečně dosažených hodnot příslušných ukazatelů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

**Tabulka 20 KPI č. 4 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice**

Ukazatele		2026	2027	2028	2029	2030
ČEZ Distribuce	Počet OPM [NN]	3 830 000	3 850 000	3 870 000	3 890 000	3 910 000
	Počet OPM s průběhovým měřením [NN]	684 000	855 000	972 000	1 152 000	1 332 000
	Podíl [%]	17,86 %	22,21 %	25,12 %	29,61 %	34,07 %
EG.D	Počet OPM [NN]	1 594 000	1 602 000	1 610 000	1 618 000	1 626 000
	Počet OPM s průběhovým měřením [NN]	210 000	286 000	350 000	415 000	479 000
	Podíl [%]	13,17 %	17,85 %	21,74 %	25,65 %	29,46 %
PREdistribuce	Počet OPM [NN]	855 000	862 000	869 000	876 000	883 000
	Počet OPM s průběhovým měřením [NN]	100 000	150 000	200 000	250 000	300 000
	Podíl [%]	11,70 %	17,40 %	23,02 %	28,54 %	33,98 %

Zdroj: ERÚ

### 5.3.5 Motivační regulace kvality

Kvalita síťových služeb bude při vyhodnocování dodržení nastavených limitů i pro VI. RO měřena prostřednictvím kombinace ukazatelů nepřetržitosti SAIFI<sub>Q</sub> a SAIDI<sub>Q</sub>. Parametr SAIFI<sub>Q</sub> vyjadřuje průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v dané soustavě za hodnocené období jednoho kalendářního roku. Parametr SAIDI<sub>Q</sub> vyjadřuje průměrnou souhrnnou dobu trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v dané soustavě za hodnocené období jednoho kalendářního roku. Výpočet ukazatelů nepřetržitosti je uveden v příloze č. 5 podle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb<sup>3</sup>.

Pro jednotlivé držitele licence jsou stanoveny individuální parametry ukazatele kvality. V případě požadovaných hodnot ukazatelů SAIFI<sub>Q</sub>, SAIDI<sub>Q</sub> se jedná o celosystémové ukazatele, tj. ukazatele pro celou distribuční soustavu příslušného provozovatele soustavy bez rozlišení napěťových hladin.

Výše penále nebo bonusu za dosaženou úroveň kvality distribuce elektřiny se stanoví v závislosti na uznaných hodnotách ukazatelů nepřetržitosti distribuce elektřiny vzhledem k Úřadem stanoveným požadovaným hodnotám.

Současně s požadovanými parametry kvality jsou stanoveny „horní a dolní meze“, od kterých je dále uplatňována maximální hodnota bonusu, respektive penále. Nadále se předpokládá využití tzv. „neutrálního pásma“, v rámci kterého nedochází k uplatňování bonusů či sankcí. Tímto prvkem je částečně možné eliminovat pravděpodobné meziroční výkyvy v dosahovaných hodnotách ukazatelů nepřetržitosti. Bližší podrobnosti mechanismu motivační regulace kvality jsou patrné z následujícího schématu:





- 6) plánovaná přerušena přenosu nebo distribuce elektřiny vyvolaná provozovatelem distribuční soustavy z důvodu mimořádné investiční akce uznaná Úřadem (kategorie č. 213) s omezením dle schématu níže.

Po zkušenostech z období pandemie s dopadem na faktor kvality je od VI. RO pro posílení mechanismů proti různým neočekávaným vlivům zavedena kategorie plánovaných přerušena neprovedených ze společného neočekávaného důvodu a uznaných Úřadem (kategorie č. 215).

### Nastavení požadovaných hodnot na celé regulační období

Úřad si je vědom skutečnosti, že významný rozvoj a rozsáhlé rekonstrukce distribučních soustav jsou časově a finančně náročné činnosti, které je nutné dlouhodobě plánovat. Z tohoto důvodu je pro fungování motivační regulace kvality nezbytné stanovení požadovaných cílů na delší časové období, tj. určení dosažitelné úrovně kvality dodávek elektřiny. Tento krok umožní jednotlivým společnostem provést v dostatečném předstihu potřebné přípravy pro implementování opatření, která povedou ke zlepšení kvalitativních parametrů dodávek elektřiny.

Z tohoto důvodu jsou nastaveny požadované hodnoty ukazatelů nepřetržitosti SAIFI<sub>Q</sub>, SAIDI<sub>Q</sub> na celé regulační období. Nastavení požadovaných hodnot částečně stále vychází ze závěrů studie, jejímž cílem bylo zmapování dopadů možných opatření provedených provozovateli distribučních soustav v závěru IV. a v průběhu V. RO a nastavení požadovaných ukazatelů nepřetržitosti SAIFI<sub>Q</sub>, SAIDI<sub>Q</sub> v závislosti na uvedené opatření. Aby však byl zohledněn uplynulý vývoj faktoru kvality jednotlivých společností a zároveň se předešlo případnému nevhodnému nastavení v případě zřetelného a dlouhodobého vybočení z trajektorie očekávané Úřadem, došlo k zavedení mechanismu změny výchozích hodnot.

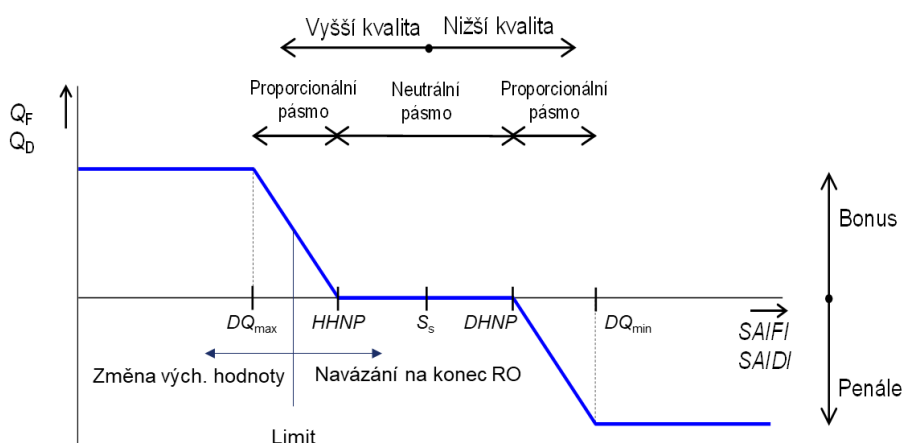
### Základní principy nastavení motivační regulace kvality

Cílem ERÚ je i nadále dostatečně motivovat provozovatele distribučních soustav a zvyšovat kvalitu dodávek elektřiny konečným zákazníkům, proto zůstává i pro VI. RO zachována hodnota maximálního bonusu a penále ve výši  $\pm 4\%$  ze zisku dané společnosti. Rozdělení hodnoty maximálního bonusu a penále zůstává také zachováno, a to v poměru 50/50 na ukazatele nepřetržitosti SAIFI<sub>Q</sub> a SAIDI<sub>Q</sub>.

Do výpočtu faktoru kvality budou i nadále vstupovat hodnoty ukazatelů nepřetržitosti vypočítané na základě dvouletého klouzavého průměru. Tento prvek je zachován za účelem posílení eliminace meziročního kolísání ukazatelů nepřetržitosti.

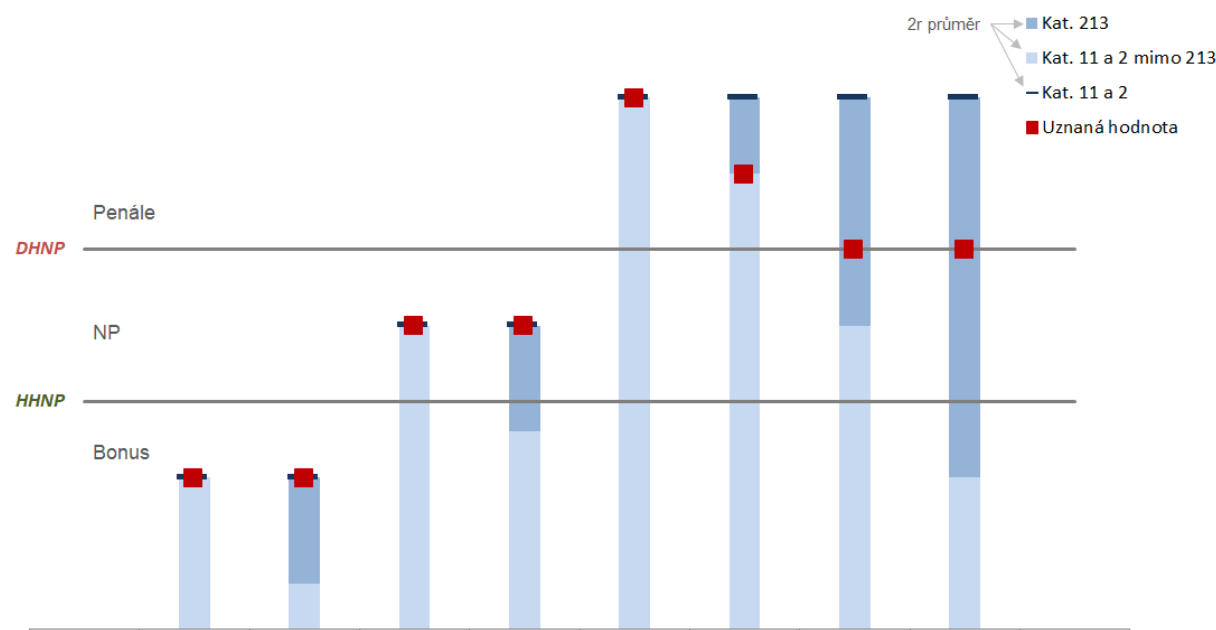
Střední neutrální pásma budou navázány na střední neutrální pásma již vyhlášených pouze v případě, že konkrétní ukazatele nebudou zřetelně a dlouhodobě mimo trajektorii očekávanou Úřadem. V opačném případě budou střední nahrazeny hodnotou, která leží přesně mezi středem a pětiletým průměrem z dvouletých průměrů dosažených hodnot. Ukazatel bude posouzen jako mimo trajektorii v případě, že pětiletý průměr z dvouletých průměrů dosažených hodnot je nižší než bod, který se nachází v polovině pásma proporcionality pro bonus. Tento postup zajistí jistou adaptivitu se zachováním motivačního charakteru. Níže je uvedeno názorné schéma.

**Obrázek 3 Schéma mechanismu změny výchozí hodnoty faktoru kvality**



V případě kategorie plánovaných přerušení distribuce elektřiny budou vyjímána plánovaná přerušení kategorie č. 213 z faktoru kvality – zařazení přerušení do této kategorie bude podléhat souhlasu Úřadu a bude omezeno na snížení penalizace, nikoliv na získání nebo zvýšení bonusu, a to podle následujícího schématu.

**Obrázek 4 Schéma vyjímání plánovaných přerušení kategorie č. 213 z faktoru kvality**



Obdobně bude fungovat nová kategorie č. 215, čili na návrh provozovatele a se souhlasem Úřadu budou do této kategorie zařazovány události. Pouze bude zaměřena na opačnou stranu neutrálního pásma – tedy pro omezení bonusu, ale nevytvoří penalizaci.

Cílem ERÚ je dostatečně motivovat provozovatele distribučních soustav zvyšovat kvalitu dodávek elektřiny konečným zákazníkům a dále zvyšovat důraz na kvalitu v rámci regulačního mechanismu.

Pro VI. RO budou stanoveny parametry kvality následovně:

#### **ČEZ Distribuce, a. s., a EG.D, a.s.**

- ! zafixování neutrálního pásma a pásma proporcionality na absolutních hodnotách z roku 2025 po celou dobu regulačního období,
- ! meziroční zpříšňování:
- ! pro SAIFI<sub>Q</sub> 0,5 %,
- ! pro SAIDI<sub>Q</sub> 0,5 %.

#### **PREdistribuce, a.s.**

- ! zafixování neutrálního pásma a pásma proporcionality na absolutních hodnotách z roku 2025 po celou dobu regulačního období,
- ! meziroční zpříšňování:
- ! pro SAIFI<sub>Q</sub> 0,25 %,
- ! pro SAIDI<sub>Q</sub> 0,5 %.

## **5.4 Management jalové energie**

Společný rámec managementu jalové energie pro provozovatele přenosové soustavy a provozovatele distribučních soustav pro VI. RO je uveden v bodě 4.7.

## 5.5 Cena za použití sítí distribuční soustavy

Při regulaci ceny za použití sítí postupuje Úřad podle bodu 14.1.3. Zásad cenové regulace. Základní způsob výpočtu jednotkové ceny za použití sítí distribučních soustav zůstává zachován. Jednotková cena za použití sítí je tedy stanovena vydělením plánovaných proměnných nákladů na technické ztráty plánovaným odebraným množstvím elektřiny zpoplatněným cenou za použití sítí.

Hlavními složkami plánovaných proměnných nákladů na ztráty jsou povolené množství ztrát a cena silové elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě. Povolené množství ztrát je stanoveno na základě plánované roční výše ztrát, pokud je nižší nebo rovna hodnotě vypočtené na základě povolené míry ztrát, v opačném případě je povolené množství ztrát stanoveno z hodnoty povolené míry ztrát a plánovaného množství elektřiny vstupujícího do distribuční soustavy. Maximální povolená cena silové elektřiny na krytí ztrát v distribuční soustavě je stanovena Úřadem podle metodiky uvedené v bodě 5.6. Na proměnné náklady na krytí ztrát bude uplatňován korekční faktor.

Korekční faktor je upraven o náklady na použití sítí přenosové soustavy a o saldo nákladů a výnosů za použití sítí sousedních soustav. V VI. RO budou nově součástí nákladů zahrnovaných do korekčního faktoru za použití sítí i skutečné náklady na technologickou vlastní spotřebu provozovatele distribuční soustavy.

Korekční faktor za použití sítí, obdobně jako korekční faktor za distribuci elektřiny, je vyhodnocován ve dvou krocích – dvou po sobě následujících letech. V prvním kroku za rok  $i-2$  je korekční faktor za použití sítí vyhodnocen na základě údajů z regulačních výkazů vykázaných dle vyhlášky o regulačním výkaznictví<sup>5</sup>, kde může být množství ztrát na hladinách vysokého a nízkého napětí spolu s množstvím elektřiny odebraným zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí a také množství elektřiny vstupující do hladiny nízkého napětí ovlivněno nepřesným odhadem nevyfakturovaného množství elektřiny. V druhém kroku na rok  $i-3$ , po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku  $i-3$  týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, bude množství elektřiny odebrané zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí nahrazeno množstvím elektřiny za rok  $i-3$  skutečně vyfakturovaným zákazníků připojeným na napěťové hladině nízkého napětí a dále bude upravena hodnota ztrát na hladině nízkého napětí, případně spolu s množstvím ztrát na hladině vysokého napětí a množstvím elektřiny vstupující do hladiny nízkého napětí, a to za principu zachování bilanční rovnice. Při výpočtu korekčního faktoru za rok  $i-3$  budou prováděny i opravy hodnot z měření.

Tato korekce za rok  $i-3$  vstoupí v následujícím roce  $i$  do výpočtu korekčního faktoru jako úprava skutečných výnosů za použití sítí a souvisejících nákladů týkajících se roku  $i-4$ .

Povolená míra ztrát je pro VI. RO stanovována pro každý regulovaný rok a její význam bude pouze v omezení plánovaného množství ztrát na regulovaný rok tak, aby bylo toto plánované množství ztrát v souladu s očekávaným vývojem ztrát stanoveným na základě hodnot ztrát určených po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením. Povolená míra ztrát neurčuje maximální regulačně uznatelné množství ztrát v distribuční soustavě. Na základě hodnoty povolené míry ztrát provozovatele distribuční soustavy bude stanovována i míra ztrát sloužící pro vyhodnocení odchylek operátorem trhu, pokud nebude způsob stanovení míry ztrát pro vyhodnocení odchylek operátorem trhu v průběhu regulačního období změněn tak, aby lépe odpovídal skutečným ztrátám v distribuční soustavě.

Výsledná cena za použití sítí je stanovována jako kumulativní, tzn., že cena za použití sítí na dané napěťové hladině zahrnuje kromě jednotkové ceny za použití sítí rovněž část nákladů na distribuci elektřiny na vyšších napěťových hladinách včetně přenosu a nákladů na přetoky mezi provozovateli soustav.

## 5.6 Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách

Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách bude upravena od 2. roku VI. RO. Pro první rok VI. RO bude využita metodika uvedená v Zásadách cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující. Důvodem časového posunu úpravy této metodiky je nemožnost přejít na upravenou metodiku od začátku VI. RO, kdy by muselo docházet k nákupu elektřiny podle nových pravidel již od března 2024, tedy od doby, kdy nebude Metodika cenové regulace na VI. RO schválena. Na rozdíl od metodiky používané pro V. RO a první rok VI. RO nebude

docházet k hedgingu veškerého plánovaného objemu elektřiny na krytí ztrát v distribuční soustavě, ale pouze v rozsahu odpovídajícím minimu z průměrů zatížení ztrát měsíců v roce. V závislosti na konkrétním diagramu ztrát jde o cca 60 – 80 % objemu diagramu a k dokoupení zbylého objemu na denním trhu. Dále bude docházet ke korekci plánovaných nákladů na skutečnost s dvouletým zpožděním. Korekce zohlední skutečné náklady na tvarování diagramu ztrát za ceny denního trhu a vícenáklady na odchylky ztrát.

## 5.7 Struktura plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách

Plánované náklady na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách jsou tvořeny následujícími položkami:

- Náklady na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen  $i-2$  až srpen  $i-1$ ) české obchodní zóny. Hedging je předpokládán ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu  $R-1$  v roce.
- Náklady na tvarování diagramu ztrát za čtvrt hodinové ceny SPOT – použití HPFC křivky pro zbylou energii diagramu; náklady stanovené Energetickým regulačním úřadem dle cenové úrovně forwardových produktů z 31.08.  $i-1$ .
- Vícenáklady na odchylky ztrát budou stanoveny z jednotkových vícenákladů na odchylky roku  $i-2$  násobeného předpokládaným objemem ztrát, pokud bude jednotkový vícenáklad na odchylky roku  $i-2$  pro konkrétního provozovatele distribuční soustavy znám. V případě, že nebudou jednotkové vícenáklady na odchylky roku  $i-2$  známy, využijí se jednotkové vícenáklady odhadnuté na základě historických hodnot, viz Tabulka 21. Jednotkový vícenáklad na odchylky roku  $i-2$  bude stanoven rozdílem diagramu  $D-1$  a diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a jeho oceněním cenami odchylky/proti odchylky sníženými o marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu za rok  $i-2$  vyděleným skutečným množstvím ztrát.
- Vícenáklady na realizaci obchodů na burze viz Tabulka 21.
- Marže na nákup elektřiny na krytí ztrát viz Tabulka 21.

## 5.8 Zdrojová data, měnový kurz

Jako hlavní zdroj dat pro stanovení ceny silové elektřiny na krytí ztrát bude využita burza EEX. Burza EEX je platformou pro nákup dlouhodobých i spotových produktů elektrické energie, a to pro široké portfolio obchodních zón, včetně české obchodní zóny. Pro stanovení cen produktů BL CAL byla zvolena česká obchodní zóna EEX-PXE. Přejít od německé obchodní zóny k české obchodní zóně je možný díky zjednodušení simulace nákupu elektřiny v dlouhodobých produktech, kdy bude docházet k nákupu pouze ročního pásma BL CAL.

Jako základní oceňovací produkt diagramu ztrát je použit aritmetický průměr cen ročního produktu na regulovaný rok  $i$  (pro rok 2027 EEX BL CAL 27 za období obchodování 01.03.  $i-2$  až 30.08.  $i-1$  (dále jen „sledované období“). Ocenění zbytkového diagramu ztrát na rok  $i$  probíhá za spotové ceny na denním trhu OTE.

Hodnota aritmetického průměru cen ročního produktu na regulovaný rok  $i$  BL CAL je následně přepočtena z € (EUR) na Kč (CZK) pomocí průměrného denního kurzu měnového páru EUR/CZK za sledované období. Denní kurz měnového páru EUR/CZK je pro výše uvedené produkty dále navýšen o hodnotu:

- bankovní marže spojené s nákupem zahraniční měny EUR ve výši 0,2 %,
- rizikové přírážky denní volatility měnového páru EUR/CZK ve výši 0,2 %,
- přírážky 20měsíčních forwardových bodů měnového páru EUR/CZK pro jednotlivé dny za sledované období,

Bankovní marže odpovídá průměrné přírážce komerčních bank, kterou si účtují při realizaci směny EUR/CZK. Přírážka vychází z průměrného bid-ask spreadu měnového páru EUR/CZK za období let 2019 až 2023. Riziková přírážka denní volatility kryje riziko nákupu měny v libovolný okamžik dne a je odvozena od průměru rozdílů hodnoty high a závěrkové denní ceny a hodnoty low a závěrkové denní ceny měnového páru EUR/CZK za období od 01.01.2019 do 04.07.2024. Tímto způsobem stanovená volatilita vyjadřuje skutečný interval pohybu denního kurzu, vyjádřený v procentech, který v riziku započítává rovněž náklady na volatilitu měnového kurzu. Přírážky forwardových bodů budou stanoveny z dostupných dat, primárním

zdrojem pro stanovení přírážky budou 12měsíční a 24měsíční forwardové body poskytnuté od ČNB. Ceny elektřiny na denním trhu a ceny odchylek a protiodchylek vstupují do výpočtu v Kč.

Další implikace:

- Úprava regulačního výkaznictví – každý provozovatel distribuční soustavy, k jehož distribuční soustavě je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků, vytváří diagram ztrát D-1 ve čtvrt hodinovém rozlišení a zasílá spolu se čtvrt hodinovým diagramem skutečných ztrát ve výkazu 12-B4. Pro stanovení skutečných vícenákladů na odchylku a vícenákladů na realizaci obchodu na burze u ostatních provozovatelů distribučních soustav budou stejně jako v V. RO použity jednotkové náklady nejmenšího provozovatele distribuční soustavy s více než 90 000 odběrnými místy zákazníků.
- V případě výrazných neodůvodnitelných nákladů na odchylku u jednotlivých provozovatelů soustav může dojít během VI. RO k přehodnocení přístupu ke stanovení skutečných nákladů na odchylku a ke stanovení maximálních jednotkových vícenákladů na odchylku ztrát, maximálních relativních vícenákladů na odchylku ztrát vzhledem k jinému provozovateli soustav nebo k obdobné úpravě limitující vícenáklady na odchylku.

## 5.9 Zastoupení specifických produktů

Ocenění diagramu ztrát spočívá v pokrytí diagramu ztrát produktem futures BL CAL ve výši minima z měsíčních průměrů v roce, na historických datech tomu odpovídá pokrytí diagramu produktem BL CAL v objemu cca 60 – 80 % z celkových ztrát.

## 5.10 Stanovení výchozí hodnoty vícenákladů odchylky ztrát a vícenákladů obchodu na burze a marže

V případě stanovení výchozích vícenákladů odchylky ztrát se postupuje kontinuálně s metodikou z roku 2013, za odchylku ztrát je považován rozdíl diagramů D-1 a diagramu skutečných ztrát v distribučních oblastech, které poskytuje provozovatel distribuční soustavy. Rozdíly diagramů jsou oceněny cenou odchylky/protiodchylky sníženou o marginální cenu denního trhu v dané čtvrt hodině.

Další z přiznaných položek celkových nákladů je položka nákladů obchodu na burze těch subjektů, které realizují nákup elektřiny na krytí ztrát v soustavách. Tato položka vyjadřuje fixní i variabilní administrativní náklady subjektu, související s nákupem elektřiny na krytí ztrát v distribučních soustavách. Jde o náklady související s nákupem a prodejem elektřiny na krytí ztrát na burze a poměrnou část osobních nákladů, nákladů na přístup na trhy a nákladů na informační systémy související s nákupem elektřiny na krytí ztrát. Naopak zde nejsou zahrnuty samotné náklady na nakoupenou elektřinu na krytí ztrát ani náklady na odchylky subjektu.

Poslední položkou vícenákladů je položka marže na nákup elektřiny na ztráty. Přiznání této položky vícenákladů k ceně silové elektřiny kontinuálně navazuje na metodiku použitou v předchozích regulačních obdobích. Hodnota marže je stanovena na konstantní hodnotě 1 % k základní ceně pokrytí diagramu, minimálně 17 Kč/MWh.

Přehled výchozích hodnot vícenákladů a marži na VI. RO znázorňuje následující tabulka.



**Tabulka 21 Výchozí vícenáklady a marže**

Provozovatel distribuční soustavy	Vícenáklad na odchylku [Kč/MWh]	Náklady obchodu na burze [Kč/MWh]	Marže na nákup energie na ztráty [Kč/MWh]
ČEZ Distribuce, a. s.	68,72	13,15	1 % ze základní ceny pokrytí diagramu, minimálně 17 Kč/MWh
EG.D, a.s.	73,64	14,09	1 % ze základní ceny pokrytí diagramu, minimálně 17 Kč/MWh
PREdistribuce, a.s.	97,32	18,77	1 % ze základní ceny pokrytí diagramu, minimálně 17 Kč/MWh
ostatní	97,32	18,77	1 % ze základní ceny pokrytí diagramu, minimálně 17 Kč/MWh

Zdroj: ERÚ

## 5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách

Stanovení skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách vychází z:

- Nákladů na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen  $i-2$  až srpen  $i-1$ ) české obchodní zóny. Hedging je stanoven ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu  $R-1$  v roce pro BL CAL,
- Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu  $D-1$  a části diagramu  $R-1$  pokrytého hedgingem oceněného čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE,
- Vícenákladů na odchylky ztrát budou stanoveny rozdílem diagramu  $D-1$  a diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a jeho oceněním cenami odchylky/protiodchylky sníženými o marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu za rok  $i-2$ ,
- Vícenákladu realizace obchodů na burze viz Tabulka 21,
- Marže na nákup elektřiny na krytí ztrát viz Tabulka 21.

## 5.12 Motivační složka zisku za stanovení přesného diagramu ztrát dne D-1

Pro VI. RO je zavedena motivační složka zisku provozovatele distribuční soustavy, k jehož distribuční soustavě je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků, a to za stanovení přesného diagramu ztrát dne  $D-1$ . Motivační složka zisku je stanovena v hodnotě 2,5 mil. Kč ročně a je podmíněna nepřekročením limitní průměrné roční absolutní odchylky ztrát diagramů dne  $D-1$  a diagramu skutečných ztrát v distribuční soustavě vydělené skutečným množstvím ztrát za rok  $i-2$ . Limitní průměrné roční absolutní odchylky ztrát diagramů dne  $D-1$  a diagramu skutečných ztrát v distribuční soustavě vydělené skutečným množstvím ztrát za rok  $i-2$  jsou pro VI. RO pro jednotlivé provozovatele distribuční soustavy stanoveny následovně:

**Tabulka 22 Hodnoty pro motivační složku zisku**

Provozovatel distribuční soustavy	Limitní hodnoty odchylek pro přiznání motivační složky zisku [%]
ČEZ Distribuce, a. s.	2,88 %
EG.D, a.s.	3,09 %
PREdistribuce, a.s.	4,08 %

Zdroj: ERÚ

Vyhodnocení splnění podmínky pro uznání motivační složky zisku probíhá každý rok v rámci výpočtu korekčního faktoru za roky VI. RO. V případě splnění dané podmínky bude motivační složka zisku započítána do korekčního faktoru za použití sítí.

### **5.13 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli distribuční soustavy**

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem s výjimkou parametrů cenové regulace pro regulační období definovaných v následujícím bodě 5.14, které jsou oznámeny specificky. Případné změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

### **5.14 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

- 1) výchozí hodnotu regulační báze aktiv,
- 2) hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů,
- 3) hodnoty požadované úrovně ukazatelů kvality pro jednotlivé roky regulačního období,
- 4) koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové úrovně.

### **5.15 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

- 1) hodnoty upravených povolených výnosů v členění podle napěťových hladin,
- 2) hodnotu povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových hladin,
- 3) váhy mzdového indexu pro činnost distribuce elektřiny pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 4) hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 5) hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
- 6) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-1$  a  $i-2$ ,
- 7) základnu povolených nákladů v členění podle napěťových hladin,
- 8) hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů v členění podle napěťových hladin,
- 9) plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku v členění podle napěťových hladin,
- 10) plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace podle bodu 3.1.2. v členění podle napěťových hladin,
- 11) očekávanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
- 12) skutečnou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
- 13) plánovanou hodnotu regulační báze aktiv,
- 14) plánovanou hodnotu aktivovaných investic,
- 15) plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
- 16) plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,
- 17) očekávanou hodnotu aktivovaných investic,
- 18) očekávanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
- 19) očekávanou hodnotu vyřazeného majetku,
- 20) skutečnou hodnotu změny klasifikace majetku a organizační změny,
- 21) skutečnou hodnotu aktivovaného majetku,
- 22) skutečnou hodnotu majetku souvisejícího s přeměnami společností,
- 23) skutečnou hodnotu vyřazeného majetku,
- 24) plánovanou hodnotu rozvojových nedokončených investic v členění podle napěťových hladin,
- 25) hodnotu faktorů trhu v členění podle napěťových hladin,
- 26) plánovanou roční hodnotu motivační složky míry výnosnosti,

- 27) plánované hodnoty odběru elektřiny pro výpočet cen regulovaného roku v členění podle napěťových hladin:
  - a) předpokládané množství elektřiny na vstupu do napěťové hladiny,
  - b) předpokládané distribuované množství elektřiny,
  - c) předpokládané množství elektřiny odebrané konečnými zákazníky,
  - d) předpokládané transformované množství elektřiny na nižší napěťovou hladinu,
- 28) povolené množství celkových ztrát v distribuční soustavě na jednotlivých napěťových hladinách,
- 29) procentní přírůžku ke koeficientu nerovnoměrnosti,
- 30) korekční faktor odpisů v členění podle napěťových hladin,
- 31) korekční faktor zisku v členění podle napěťových hladin,
- 32) korekční faktor motivačního bonusu,
- 33) korekční faktor poskytnutých investičních dotací,
- 34) korekční faktor zisku z hodnoty rozvojových nedokončených investic v členění podle napěťových hladin,
- 35) korekční faktory za činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových hladin,
- 36) korekční faktor za použití distribuční sítě v členění podle napěťových hladin,
- 37) korekční faktor za nefrekvenční podpůrné služby na úrovni distribuční soustavy v členění podle napěťových hladin,
- 38) korekční faktor ostatních výnosů v členění podle napěťových hladin,
- 39) faktor kvality,
- 40) výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace,
- 41) předpokládanou celkovou rezervovanou kapacitu konečných zákazníků v členění podle napěťových hladin,
- 42) povolenou míru celkových ztrát na jednotlivých napěťových hladinách distribuční soustavy,
- 43) hodnotu míry ztrát sloužící pro vyhodnocení odchylek operátorem trhu,
- 44) cenu silové elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě,
- 45) koeficienty korekce povolených výnosů mezi napěťovými hladinami,
- 46) cenu za rezervovanou kapacitu regionální distribuční soustavy pro hladiny velmi vysokého a vysokého napětí,
- 47) cenu za použití sítí pro hladiny velmi vysokého a vysokého napětí.

## 6 ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE ELEKTŘINY – LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY

V oblasti elektroenergetiky je lokální distribuční soustava (dále také LDS) taková distribuční soustava, která není přímo připojena k přenosové soustavě.

### 6.1 Regulace provozovatelů lokálních distribučních soustav v elektroenergetice

Provozovatelé soustav při výkonu licencované činnosti vykonávají aktivity dané legislativou – zákony a vyhláškami, které stanoví povinnosti, jež jsou nezbytné pro bezpečný a spolehlivý provoz lokální distribuční soustavy.

#### Provozovatel LDS má povinnost zabezpečit:

- činnost v rozsahu své licence na distribuci elektřiny, dle vymezeného území LDS,
- technologické a technické řešení LDS ve vazbě na platnou legislativu,
- právo zákazníka na volbu vlastního dodavatele,
- fakturaci zákazníkům, účetnictví nebo účetní evidenci nákladů a externích tržeb / výnosů a souvisejících technických jednotek ve struktuře složek ceny zajišťování distribuce elektřiny v rozsahu struktury jednotlivých položek cenového rozhodnutí ERÚ,
- provázání povinností držitele licence při fakturaci odběratelům a správného odvodu složek ceny zajišťování distribuce elektřiny (ceny za systémové služby, ceny za provoz nesítové infrastruktury a složky ceny na podporu elektřiny),
- oddělené účetnictví nebo účetní evidenci ostatních výnosů a nákladů souvisejících s provozem LDS, a to v souladu s vyhláškou upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>,
- splnění povinností držitele licence spojené s předkládáním regulačních výkazů a informací v rozsahu určeném Úřadem.

#### Principy regulace LDS pro VI. RO

Pro VI. RO zůstává zachován princip regulace cen provozovatelů lokálních distribučních soustav shodný s regulací cen uplatňovanou pro V. RO. Pro provozovatele lokální distribuční soustavy, kterému na jeho žádost Úřad stanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny, jsou principy regulace obdobné regulaci provozovatelů regionálních distribučních soustav. U ostatních provozovatelů lokální distribuční soustavy jsou principy regulace uplatňovány nepřímou prostřednictvím stanovení maximální úrovně ceny zajišťování distribuce elektřiny ve výši cen příslušného provozovatele regionální distribuční soustavy.

Cílem regulace je objektivní a transparentní nastavení regulačních principů s jejich vyvážeností z pohledu působení na jednotlivé účastníky trhu. Vzhledem ke specifickým technickým a ekonomickým aspektům jednotlivých lokálních distribučních soustav je nutné ověřovat nastavení provázanosti provozování LDS s legislativním rámcem.

V důsledku toho bude v průběhu VI. RO ze strany ERÚ nastaven mechanismus ověřování plnění legislativních požadavků jak v technické, tak i v ekonomické oblasti provozování LDS.

#### Oblasti ověřování:

- investiční rozvoj a obnova, majetková situace LDS – režimy vlastnictví a provozování v nájmu, účel provozování LDS – vzhledem k výkonnosti, otázka vlastní spotřeby a její ocenění jako interního zákazníka, životnost jednotlivých technologií,
- ekonomická regulace – režimy individuálních a převzatých cen, nastavení výkaznictví s eliminací duplicit informací pro jednotlivé subjekty ERÚ, OTE, EDC a pokynů vyhlášky upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>, systém vykazování a kontroly správnosti odváděných regulovaných cen.

Ověřování a jeho vyhodnocení bude respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu VI. RO, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje ERÚ za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.

## 6.2 Režim a povinnosti provozovatelů lokálních distribučních soustav v elektroenergetice

Provozovatel lokální distribuční soustavy ve vazbě na stanovení cen zajišťování distribuce elektřiny a služeb souvisejících se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy realizuje své činnosti na základě vlastní žádosti schválené Úřadem v různém režimu.

### 6.2.1 Režim regulace individuální cenou

Pro provozovatele lokální distribuční soustavy, kterému na jeho žádost Úřad stanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny dle § 19a odst. 7 energetického zákona.

Jestliže Úřad cenu stanovoval v posledním roce V. RO, bude Úřad stanovovat ceny zajišťování distribuce elektřiny i nadále, pokud nebude rozhodnuto jinak.

Pro provozovatele lokálních distribučních soustav, v jejichž případě Úřad rozhodne pro VI. RO o odlišném stanovení povolených výnosů a proměnných nákladů dle § 19a odst. 7 energetického zákona je po dobu trvání tohoto rozhodnutí uplatňován obdobný mechanismus regulace jako pro provozovatele regionální distribuční soustavy podle bodu 5. této Metodiky cenové regulace, pokud je to možné, a to s určitými výjimkami. Při stanovování základních parametrů cenové regulace jsou použity odlišné vstupy a metody vzhledem k rozsahu požadovaných dat v regulačních výkazech (př. nenastavování investičních plánů aktivací majetku, plánovaných odpisů), pro stanovení parametrů povolených výnosů jsou základem data skutečnosti – dosažené výše nákladů.

#### Povinnosti provozovatele:

- předkládat regulační výkazy ERÚ v rozsahu upravených výkazů regionálních distribučních společností,
- předkládat auditované ekonomické údaje,
- fakturace v rozsahu struktury a výše cen dle vydaného cenového rozhodnutí ERÚ pro příslušný regulovaný rok.

#### 6.2.1.1 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli lokální distribuční soustavy v režimu s individuální cenou v elektroenergetice

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem s výjimkou parametrů cenové regulace pro regulační období definovaných v následujícím bodě 6.2.1.2, které jsou oznámeny specificky. Případné změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

#### 6.2.1.2 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného období

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulovaného období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

- 1) výchozí hodnotu regulační báze aktiv,
- 2) hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů.

#### 6.2.1.3 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

- 1) hodnotu celkových upravených povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových hladin
- 2) hodnotu povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových hladin,
- 3) váhy mzdového indexu pro činnost distribuce elektřiny pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 4) hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,



- 5) hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
- 6) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-1$  a  $i-2$ ,
- 7) základnu povolených nákladů v členění podle napěťových hladin,
- 8) hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů v členění podle napěťových hladin,
- 9) skutečnou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku v členění podle napěťových hladin,
- 10) skutečnou hodnotu aktivovaných investic,
- 11) skutečnou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
- 12) skutečnou hodnotu vyřazeného majetku,
- 13) hodnotu regulační báze aktiv,
- 14) hodnotu faktoru trhu v členění podle napěťových hladin,
- 15) plánované hodnoty odběru elektřiny pro výpočet cen regulovaného roku v členění podle napěťových hladin,
  - a) předpokládané množství elektřiny na vstupu do napěťové hladiny,
  - b) předpokládané distribuované množství elektřiny,
  - c) předpokládané množství elektřiny odebrané konečnými zákazníky,
  - d) předpokládané transformované množství elektřiny na nižší napěťovou hladinu,
- 16) povolené množství celkových ztrát v distribuční soustavě na jednotlivých napěťových hladin,
- 17) procentní přírůstek ke koeficientu nerovnoměrnosti,
- 18) korekční faktory za činnost distribuce elektřiny v členění podle napěťových hladin,
- 19) korekční faktory za použití distribuční sítě v členění podle napěťových hladin,
- 20) korekční faktor za nefrekvenční podpůrné služby na úrovni distribuční soustavy v členění podle napěťových hladin,
- 21) korekční faktor ostatních výnosů v členění podle napěťových hladin,
- 22) korekční faktor ostatních výnosů v členění podle napěťových hladin,
- 23) předpokládaná celková RK konečných zákazníků v členění podle napěťových hladin

Provozovateli lokální distribuční soustavy v režimu regulace individuální cenou oznámí Energetický regulační úřad do 31.10. roku předcházejícího regulovanému roku:

- 1) cenu za rezervovanou kapacitu lokální distribuční soustavy pro hladiny velmi vysokého a vysokého napětí,
- 2) cenu za použití sítě lokální distribuční soustavy pro hladiny velmi vysokého a vysokého napětí.

## 6.2.2 Režim regulace převzetím cen nadřazeného provozovatele distribuční soustavy

Provozovatel lokální distribuční soustavy, kterému Úřad nestanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny podle ustanovení § 19a odst. 7 energetického zákona používá ceny zajišťování distribuce elektřiny až do výše cen zajišťování distribuce elektřiny provozovatele regionální distribuční soustavy, k jehož distribuční soustavě je jeho nebo nadřazená lokální distribuční soustava připojena. Pokud není lokální distribuční soustava připojena k elektrizační soustavě České republiky, používá provozovatel lokální distribuční soustavy, kterému Úřad nestanovuje ceny zajišťování distribuce elektřiny podle ustanovení § 19a odst. 7 energetického zákona ceny zajišťování distribuce elektřiny až do výše cen zajišťování distribuce elektřiny provozovatele regionální distribuční soustavy, na jehož vymezeném území se lokální distribuční soustava nachází.

### Povinnosti provozovatele

- předkládat regulační výkazy ERÚ v určeném rozsahu výkazů regionálních distribučních společností pro vyhodnocení plnění povinností a ekonomické výkonnosti provozování licencované činnosti,
- předkládat aplikované ceny zajišťování distribuce elektřiny za uplynulý rok ERÚ, forma vyhlášení cen se ponechává na dohodě mezi provozovatelem lokální distribuční soustavy a k němu připojenými účastníky trhu s elektřinou,

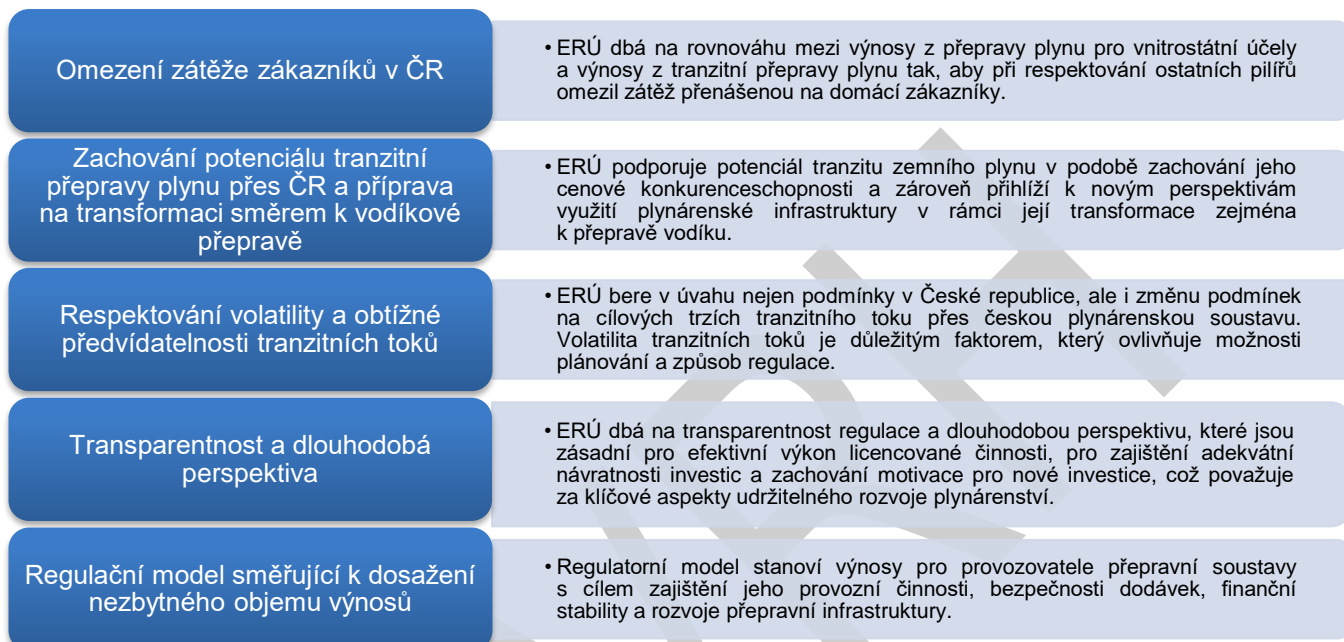
- zachovat nediskriminační přístup k připojeným účastníkům trhu s elektřinou, tj. nabízet shodné ceny zajišťování distribuce elektřiny pro skupiny odběratelů se stejným či podobným charakterem odběru, který vymezují cenová rozhodnutí ERÚ.

NÁVRH

## 7 ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST PŘEPRAVY PLYNU

V oblasti regulace provozovatele přepravní soustavy je záměrem ERÚ zohlednit externí vlivy (změny toků, diverzifikace zdrojů a tras, snižování energetické závislosti) a výzvy, jimž držitel licence při výkonu své činnosti a plnění povinností definovaných energetickým zákonem od roku 2022 čelí. Vytvoření regulačního rámce nezbytného pro stanovení regulovaných výnosů provozovatele přepravní soustavy a jejich následné alokace do regulovaných cen na jednotlivých vstupních a výstupních bodech přepravní soustavy musí reflektovat relevantní rizika a ospravedlnitelné rozdělení příslušných nákladů.

Regulační rámec provozovatele přepravní soustavy je založen na těchto pilířích:



### 7.1 Volba regulačního režimu

Změny na plynárenském trhu EU pod vlivem geopolitických změn, které významně ovlivňují využití přepravního systému v ČR, způsobily, že:

- poměry rozdělování nákladů soustavy (nákladové alokační klíče) uplatňované do roku 2023 nereflktují aktuální stav využití individuálních aktiv přepravního systému pro přepravu v rámci systému (vnitrostátní) a přepravu mezi systémy (tranzitní) a
- regulace režimem cenového stropu nemůže mít nadále rozhodující význam v nastavení regulačního rámce, který měla v situaci dominantní role mezinárodního tranzitu.

ERÚ vyhodnotil významné změny toků plynu v Evropě v důsledku ruské války na Ukrajině a jejich dopad na současný a pravděpodobně i budoucí tranzit plynu přes ČR, včetně související míry využití existující plynárenské infrastruktury a došel k závěru, že za účelem zabezpečení dodávek plynu je nezbytné přesunout významně vyšší podíl z celkových nákladů přepravní soustavy, než tomu bylo v minulosti, na domácí zákazníky. Tento krok je nejen v zájmu udržení provozuschopnosti a spolehlivosti přepravní soustavy, ale i zachování potenciálu jejího budoucího využití při možném oživení tranzitu i pro naplňování cílů dekarbonizace v ČR (i s ohledem na roli plynárenské infrastruktury v celkovém energetickém systému prostřednictvím sektorového propojení, např. vyrovnávací služby mezi spotřebou a výrobou elektřiny).

ERÚ při svém hodnocení situace vycházel i z vyhodnocení postupu regulačních autorit v jiných zemích, které také musely reagovat na významné změny na evropském trhu s plynem za účelem zajištění spolehlivého a bezpečného fungování kritické infrastruktury přepravy plynu.

ERÚ upřednostnil postupnou změnu regulačního režimu pro přepravu plynu, spočívající v tom, že do roku 2030 se dosáhne stavu co nejbližšímu režimu regulace ve formě jednotného výnosového stropu, tedy tomu, který je aplikován u přenosu elektřiny, či u distribuce elektřiny a plynu v ČR, i v okolních zemích, včetně těch, které přizpůsobily způsob regulace přepravy plynu významným změnám na evropském

energetickém trhu. Tento postup zajistí stabilitu cen přepravy plynu pro vnitrostátní zákazníky v průběhu VI. regulačního období.

Do povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy budou od roku 2026 uznány plné provozní náklady soustavy a postupně až do roku 2030 nastane přechod na výnosový strop založený na celkovém majetku a odpisech soustavy. Tempo tohoto přechodu se bude vyznačovat stejným meziročním přírůstkem příslušného koeficientu redukce výnosů (menšího než jedna) aplikovaného na aktuální celkovou účetní zůstatkovou hodnotu majetku a odpisů daného roku. Výhodou tohoto postupu je to, že na vnitrostátního zákazníka nebudou v průběhu VI. regulačního období přenášeny veškeré náklady soustavy ani v případě nízkých tranzitních výnosů.

Uvedený postup postupného přechodu RAB na zůstatkovou hodnotu majetku a rozkládání celkových nákladů v čase je zavedeným a akceptovaným konceptem regulace energetických soustav v ČR, jež byl aplikován i v průběhu V. regulačního období a napomohl snížit zátěž pro české konečné zákazníky.

Pro období 2026–2030 ERÚ navrhuje změnu regulatorního režimu ochraňující domácího zákazníka před hrazením nepřiměřeně vysokého podílu nákladů přepravní soustavy. Navržený režim adekvátně reaguje na nejistotu spojenou zejména s budoucími tranzitními toky, která by mohla ohrozit provoz a poskytování služby přepravní soustavy a finanční stabilitu jejího provozovatele, s níž je úzce spojeno plnění povinností zajistit bezpečný, spolehlivý a hospodárný provoz, údržbu, obnovu a rozvoj přepravní soustavy.

## 7.2 Jednotný výnosový strop s aplikací koeficientu redukce výnosů

Regulace formou režimu jednotného výnosového stropu je obvyklá ve většině evropských zemích. Pro zmírnění dopadů vyplývajících z přechodu na tento regulatorní režim stanovuje Úřad koeficient redukce výnosů, který zajistí, že domácí zákazník nebude hradit nepřiměřeně vysoký podíl nákladů celé přepravní soustavy. Výchozí hodnota tohoto koeficientu je stanovena na základě poměru kapacit na výstupních bodech přepravní soustavy použitých pro Rozhodnutí NC TAR na rok 2025 a další vývoj tohoto koeficientu v čase bude odpovídat záměru přechodu na plnohodnotný výnosový strop v roce 2030. Odepisování celkové zůstatkové hodnoty majetku provozovatele přepravní soustavy v čase v kombinaci s použitím koeficientu redukce výnosů zajistí stabilitu výnosů a cen pro zákazníky v celém regulačním období, a to i v případné nepříznivé situaci nízkých tranzitních výnosů. Stanovené hodnoty koeficientu se vztahují na zůstatkové hodnoty aktiv a hodnoty odpisů před jejich případným přeceněním v roce 2025 nebo v průběhu VI. RO.

Maximální výše koeficientu redukce výnosů je stanovena pro jednotlivé roky VI.RO s cílem dosáhnout hodnoty 100 % na konci tohoto období. Jeho efektivní hodnota bude ovlivněna skutečnou výší tranzitních výnosů (včetně případných příjmů ze sporných řízení) v jednotlivých letech.

**Tabulka 23 Koeficient redukce výnosů v jednotlivých letech**

	2026	2027	2028	2029	2030
Koeficient redukce výnosů	82 %	87 %	91 %	96 %	100 %

Zdroj: ERÚ

V režimu jednotného výnosového stropu jsou veškeré výnosy z tranzitní přepravy (včetně příjmů inkasovaných ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy) zohledněny ve prospěch domácích zákazníků.

## 7.3 Variabilní složka ceny za službu přepravy plynu

### 7.3.1 Obecné principy stanovení variabilní složky

Základním principem pro stanovení variabilní složky ceny pokrývající náklady na nákup elektřiny a plynu pro pohon kompresních a předávacích stanic a náklady na nákup plynu pro krytí ztrát v přepravní soustavě, a s tím související poplatky, na daně a dále na emisní povolenky nad bezplatně přidělené množství, je princip nákladové neutrality provozovatele přepravní soustavy, a to jak pro vnitrostátní, tak i tranzitní přepravu plynu.

Pro pokrytí nákladů spojených s provozem kompresních a předávacích stanic prostřednictvím variabilní složky ceny je v České republice dlouhodobě využívána alokace nákladů založená na tocích plynu. Předvídání a plánování toků plynu procházejícího Českou republikou se stalo čím dál obtížnější.

Cílem je nastavení takových podmínek, které v posuzovaném období zajistí pokrytí nezbytně vynaložených nákladů na pohon kompresních a předávacích stanic sloužících pro zajištění energetické bezpečnosti v České republice a v celém regionu střední a východní Evropy.

Základní principy pro stanovení variabilní složky budou obsaženy v Rozhodnutí NC TAR na roky 2026 a následující. Množství plynu a elektřiny pro pohon kompresních a předávacích stanic bude odvozeno od plánovaných toků plynu soustavou.

Plánované množství ztrát pro regulovaný rok se stanoví jako klouzavý aritmetický průměr pětileté řady vykázaných skutečných hodnot ztrát v přepravní soustavě. Pro první rok VI. RO bude hodnota stanovena na základě skutečných hodnot ztrát v letech 2020 – 2024.

U variabilní složky ceny bude minimalizováno křížové dotování nákladů na pohon kompresních a předávacích stanic a nákladů na ztráty ze strany jednotlivých skupin uživatelů přepravní soustavy, kterými jsou uživatelé využívající hraniční body, body virtuálního zásobníku plynu a bod do domácí zóny, který je reprezentován souhrnem předávacích míst mezi přepravní a distribuční soustavou a zákazníky přímo připojenými k přepravní soustavě. Platí tak princip, že každá skupina zákazníků hradí náklady na plyn/elektřinu na pohon kompresních a předávacích stanic a náklady na ztráty podle jimi vyvolaných potřeb. Výjimkou z tohoto principu bude situace, kdy případný přebytek skutečných výnosů z variabilní složky ceny převyšující plánované náklady, bude použit pro snížení kapacitní složky ceny.

Předpokladem pro dlouhodobé plné uznávání nákladů na pohon kompresních a předávacích stanic, včetně nákladů na nákup emisních povolenek nad bezplatný příděl provozovatele přepravní soustavy, je hospodárné provozování přepravní soustavy.

### 7.3.2 Stanovení variabilní složky ceny za službu přepravy plynu

Pro stanovení plánované roční ceny plynu pro účely výpočtu variabilní složky ceny se použije průměr denních cen forwardového produktu dodávky plynu pro rok  $i$  na virtuálním obchodním bodě ČR (CZ VTP) za měsíc srpen roku  $i-1$  zveřejněných webových stránkách energetické burzy European Energy Exchange AG, v případě nedostupnosti této hodnoty bude použita hodnota pro německou obchodní zónu THE. Roční cena v EUR/MWh je převedena na CZK/MWh kurzem predikovaným ČNB v měsíci srpnu pro následující regulovaný rok v EUR/CZK uveřejněným v sekci „Inflační očekávání finančního trhu“ ve sloupci „1 rok“ řádek „průměr“.

Výše variabilní složky ceny na hraničních bodech se pro daný rok stanoví jako koeficient násobený hodnotou Indexu OTE pro daný den přepravy na vnitrodenním trhu. Výsledná denní cena v EUR/MWh se převádí na Kč/MWh denním kurzem vyhledávaným ČNB v aktuálním plynárenském dni  $D$ . Pokud není kurz k dispozici, použije se hodnota denního kurzu v nejbližším bezprostředně předcházejícím dni, kdy byla hodnota denního kurzu publikována.

Pro ostatní body přepravní soustavy bude cena stanovena pro daný rok v Kč/MWh.

### 7.3.3 Korekce variabilní složky ceny

Vzhledem k možné volatilitě ceny plynu, elektrické energie a emisních povolenek lze očekávat rozdíly mezi skutečnými výnosy provozovatele přepravní soustavy založenými na plánovaných vstupních parametrech zahrnutých do variabilní složky ceny a skutečnými uznanými náklady na nákup elektrické energie, plynu, emisních povolenek včetně souvisejících daní a poplatků. Z tohoto důvodu bude existovat mechanismus korekce pro zajištění nákladové neutrality provozovatele přepravní soustavy.

V případě rozdílu mezi výnosy z variabilní složky ceny a příslušnými náklady, bude tato diference vyrovnána prostřednictvím variabilní složky ceny stanovené pro následující roky či může být započtena do kapacitní složky ceny přepravy do domácího bodu.

Vzhledem k mimořádným změnám na trhu s plynem hodných zvláštního zřetele, které způsobily podstatné změny na straně provozovatele přepravní soustavy, ovlivňující předpoklady, na jejichž základě byly stanoveny Zásady cenové regulace pro V. RO, se nevypořádaný zůstatek korekčních faktorů variabilních



nákladů pro činnost mezinárodní přepravy plynu evidovaný na konci roku 2024 použije k úhradě nákladů tranzitní části přepravní soustavy, které nebyly v letech 2023–2024 uhrazeny prostřednictvím kapacitních výnosů.

## **7.4 Alokace kapacit z přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech**

Výnosy za rezervaci kapacity na vstupních hraničních bodech jsou vzhledem k uplatněnému modelu trhu s plynem v ČR založeném na nezávislé rezervaci kapacit na vstupních a výstupních bodech přepravní soustavy společné za činnost vnitrostátní přepravy plynu a mezinárodní přepravy plynu.

Energetický regulační úřad navrhuje jak pro účely plánování, tak i pro účely korekce určit pro daný rok velikost rezervovaných přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech, které jsou nezbytné pro zajištění dodávky plynu do odběrných míst zákazníků vstupně-výstupního systému České republiky na základě plánované, resp. skutečné spotřeby v daném roce a koeficientu využití kapacity. Od skutečné spotřeby plynu v ČR bude odečteno skutečné množství plynu předané z výroben plynu a z přeshraničních plynovodů připojených k distribučním soustavám.

Skutečná spotřeba plynu v ČR je každoročně zveřejňována Energetickým regulačním úřadem v jeho Roční zprávě o provozu plynárenské soustavy.

Předpokladem pro stanovení koeficientu využití kapacity je dovoz plynu pro potřeby tuzemských zákazníků rovnoměrně 300 dní v roce, který odpovídá využití kapacity přepravní soustavy z cca 82,19 %. Z pohledu ERÚ se jedná o reálný pohled na využití kapacity pro importní zemi s vysokou kapacitou zásobníků plynu.

Diference mezi plánovaným a skutečným využitím vstupních hraničních bodů pro zásobování České republiky bude vypořádána jako korekce mezi plánovanými a skutečnými výnosy na těchto bodech v roce *i*.

Pro stanovení plánované výše výnosů se použije vážený průměr pevných cen za přepravu plynu na vstupních hraničních bodech, kde vahami budou skutečné toky přes jednotlivé hraniční body za poslední ukončený rok. Vážený průměr cen bude stanoven jako plán s následnou korekcí podle skutečných toků přes jednotlivé vstupní hraniční body v regulovaném roce *i*.

## **7.5 Motivační regulace provozovatele přepravní soustavy**

V tomto bodě Metodiky cenové regulace jsou podrobněji uvedeny motivační programy týkající se provozovatele přepravní soustavy.

### **7.5.1 Podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy**

Cílem motivačního programu je podpora provozovatele přepravní soustavy k takovým činnostem, které zajistí spolehlivý a bezpečný provoz přepravní soustavy, kdy k omezení či přerušení přepravy podle smlouvy o poskytnutí služby přepravy plynu s pevnou přepravní kapacitou nedojde z jiných než zákonných důvodů uvedených v § 58 odst. 1 písm. i) energetického zákona.

Přínosem pro zákazníka je udržení spolehlivého a bezpečného provozu přepravní soustavy.

Pokud nebude přeprava podle smlouvy o poskytnutí služby přepravy plynu s pevnou přepravní kapacitou v regulovaném roce omezena či fyzicky přerušena z jiných než zákonných důvodů uvedených v § 58 odst. 1 písm. i) energetického zákona, bude provozovateli přiznán motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,4 (váha 40 %) na celou regulační bázi aktiv. V opačném případě nebude provozovateli přepravní soustavy bonus přiznán. Tento bonus bude provozovateli přepravní soustavy přiznán ex ante a oprávněnost přiznání tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na splnění či nesplnění podmínky přiznání tohoto bonusu, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

## 7.5.2 Podpora transformace plynárenství a teplárenství

Tento motivační program si klade za cíl podporu investic do transformace plynárenství, do obnovy a výstavby nových částí soustavy, které budou schopné zajistit připravenost soustav na splnění klimatických cílů k roku 2050, investic nezbytných k přechodu sektoru teplárenství na využití plynu, investic nezbytných pro připojení výroben elektřiny spalujících plyn a investic vedoucích k monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě.

Ukazatelem výkonnosti (KPI) je:

- a) Investice do rozvoje soustavy zajistí připravenost přepravovat nízkoemisní a obnovitelné plyny, nebo podpoří přechod z uhlí na plyn, a nebo umožní monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě.  
Pokud budou investice do rozvoje v souladu s výše uvedeným, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. \* 0,15 (váha 15 %) na celou regulační bázi aktiv.
- b) Podíl investic do obnovy soustavy, které zajistí připravenost přepravovat nízkoemisní a obnovitelné plyny, a investic vedoucích k monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě na celkových investicích do obnovy.

**Tabulka 24 KPI písm. b) provozovatele přepravní soustavy**

Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030
NET4GAS	Podíl	70 %	70 %	70 %	70 %	70 %

Zdroj: ERÚ

Pokud bude plánovaný podíl takových investic do obnovy na celkovém objemu investic do obnovy pro regulovaný rok *i* vyšší nebo roven hodnotě 90 % \* hodnota uvedená v tabulce výše, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. \* 0,15 (váha 15 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na skutečný způsob realizace investic do rozvoje soustavy a skutečný podíl investic do obnovy soustavy na celkovém skutečném objemu investic do obnovy, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

## 7.5.3 Investice za účelem zajistit přepravu směsi vodíku se zemním plynem (včetně měření)

Cílem motivačního programu je motivovat provozovatele přepravní soustavy přijímat směs vodíku se zemním plynem na hraničních bodech a zajistit vnitrostátní přepravu této směsi (včetně měření), a to s podílem vodíku definovaném v nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2024/1789 ze dne 13. června 2024 o vnitřním trhu s plynem z obnovitelných zdrojů, se zemním plynem a s vodíkem.

Pokud provozovatel přepravní soustavy doloží pro regulovaný rok *i* schopnost přijímat směs vodíku se zemním plynem v poměru definovaném v nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2024/1789 ze dne 13. června 2024 o vnitřním trhu s plynem z obnovitelných zdrojů, se zemním plynem a s vodíkem bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. \* 0,1 (váha 10 %) na celou regulační bázi aktiv. Tento bonus bude provozovateli přepravní soustavy přiznán ex ante a oprávněnost přiznání tohoto bonusu s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na splnění či nesplnění podmínky přiznání tohoto bonusu, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

## 7.5.4 Podpora zvýšení bezpečnosti dodávek

Cílem motivace je zajištění obousměrného toku na hraničním bodě Český Těšín, který zvýší bezpečnost dodávek plynu do České republiky, především v regionu severní Moravy, který za určitých podmínek a předpokladů vykazuje kapacitní nedostatečnost vzhledem k případnému budoucímu nárůstu spotřeby. Zvýšení technické kapacity poskytne kromě vyšší spolehlivosti dodávek také flexibilitu nezbytnou pro připojení dalších zákazníků k plynárenské soustavě.

Pokud provozovatel přepravní soustavy doloží pro regulovaný rok  $i$  zajištění obousměrného toku na hraničním bodě Český Těšín, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. \* 0,2 (váha 20 %) na celou regulační bázi aktiv. Tento bonus bude provozovateli přepravní soustavy přiznán ex ante a oprávněnost přiznání tohoto bonusu s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na splnění či nesplnění podmínky přiznání tohoto bonusu, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### **7.5.5 Podpora provozování odepsaných aktiv**

Cílem motivace je podpora ekonomické efektivity při rozhodování regulovaných subjektů mezi možnou investicí do obnovy majetku s dlouhou dobou životnosti a zvýšenými náklady na údržbu stávající soustavy.

Provozování odepsaného majetku v současnosti nezajišťuje provozovatelům soustav tvorbu zisku. Tento stav motivuje provozovatele soustav k investicím do obnovy odepsaného majetku, což nemusí být vždy efektivní přístup. Tento motivační program má zajistit optimální postup při provozování částí soustavy, která je již plně odepsaná, nicméně lze ji bezpečně a spolehlivě i nadále provozovat. Motivací provozovatelů soustav k provozování již odepsaného majetku dojde k ekonomickému zefektivnění provozu soustav, z čehož bude mít prospěch i zákazník.

#### **Mechanismus motivace provozovatele přepravní soustavy**

Aktiva, která budou účetně plně odepsaná k 31.12. roku  $i-1$  a která budou v roce  $i$  provozována, se zahrnou do RAB v hodnotě vypočtené jako podíl pořizovací ceny aktiva a jeho minimální délky odepisování ( $x$  let) stanovené ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>. Vypočtená hodnota se tedy bude rovnat  $1/x$  z pořizovací hodnoty majetku. U majetku, který není uveden ve zmíněné vyhlášce, bude použita hodnota 25 % z pořizovací hodnoty majetku. V této hodnotě je aktivum ponecháno v RAB po dobu, po kterou je provozováno (do doby investice do obnovy nebo do ukončení provozování). Výše výnosu pro regulovaný subjekt z provozování odepsaného aktiva tak bude dán součinem uvedené hodnoty RAB a hodnoty WACC (včetně motivačních bonusů).

Vypočtená hodnota bude korigována dle skutečné výše plně odepsaných aktiv a podílu pořizovací ceny a minimální délky odepisování stanovené ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví.

## **7.6 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli přepravní soustavy**

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem s výjimkou parametrů cenové regulace pro regulační období definovaných v následujícím bodě 7.6.1, které jsou oznámeny specificky. Případné změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

### **7.6.1 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy hodnoty parametrů cenové regulace v tomto rozsahu:

- 1) hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů.

### **7.6.2 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy hodnoty parametrů cenové regulace v tomto rozsahu:

- 1) váhy mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 2) hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,

- 3) hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
- 4) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-2$  a  $i-1$ ,
- 5) základnu povolených nákladů,
- 6) hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů,
- 7) plánovanou hodnotu odpisů přímo přiřaditelného dlouhodobého majetku,
- 8) plánovanou hodnotu odpisů přímo přiřaditelného dlouhodobého majetku pořízeného z dotace,
- 9) korekční faktor odpisů,
- 10) hodnotu regulační báze aktiv,
- 11) skutečnou hodnotu regulační báze aktiv,
- 12) plánovanou hodnotu nedokončených rozvojových investic,
- 13) korekční faktor zisku,
- 14) korekční faktor nedokončených rozvojových investic,
- 15) hodnotu faktoru trhu,
- 16) plánovanou roční hodnotu motivační složky míry výnosnosti,
- 17) korekční faktor motivačního bonusu,
- 18) výši motivačního prvku za provozování odepsaného majetku,
- 19) výši korekčního faktoru motivačního prvku za provozování odepsaného majetku,
- 20) výši parametru zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB,
- 21) výši korekčního faktoru poskytnutých investičních dotací,
- 22) korekční faktor pro službu přepravy plynu uplatněný pro daný regulovaný rok,
- 23) hodnotu přebytku skutečných výnosů z variabilní složky ceny na všech bodech přepravní soustavy použitý pro snížení kapacitní složky ceny.

### 7.6.3 Oznamování regulovaných cen

Do 30.09. kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok oznámí Úřad provozovateli přepravní soustavy vypočtené ceny služby přepravy plynu.

### 7.6.4 Variabilní složka ceny pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu

Do 30.09. kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok Úřad oznámí provozovateli přepravní soustavy vypočtené variabilní složky ceny pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu a hodnoty parametrů použitých pro výpočet těchto cen v tomto rozsahu:

- 1) plánovanou nákupní cenu energie plynu pro krytí ztrát a pro ocenění plynu na pohon kompresních stanic v přepravní soustavě,
- 2) plánované množství ztrát v přepravní soustavě,
- 3) plánované množství energie elektřiny a plynu pro pohon kompresních stanic v přepravní soustavě,
- 4) plánovanou daň ze spotřeby plynu,
- 5) plánované náklady na pořízení povolenek nad bezplatně přidělené množství,
- 6) korekční faktor variabilní složky ceny za službu přepravy plynu za vnitrostátní přepravu,
- 7) korekční faktor variabilní složky ceny za službu přepravy plynu za mezinárodní přepravu,
- 8) plánované množství přepraveného plynu pro každý ze tří typů výstupních bodů.

## **8 ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE PLYNU – REGIONÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY**

Regionální distribuční soustavou se rozumí taková distribuční soustava, která je přímo připojená k přepravní soustavě.

Ceny pro kategorii zákazníků domácnost a malooběratel budou pro každý regulovaný rok VI. RO vycházet z tarifního modelu stanoveného poměrem mezi spotřebovaným množstvím plynu a rezervovanými kapacitami jednotlivých odběrových pásem a pro kategorii zákazníků střední odběratel a velkooběratel budou stanoveny na základě velikosti rezervovaných kapacit.

### **8.1 Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu**

Plánované náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát se pro jednotlivé roky VI. RO stanoví ve výši součinu povoleného množství plynu na krytí ztrát a roční jednotkové maximální ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu.

Plánované náklady na nákup plynu pro vlastní technologickou spotřebu se stanoví ve výši součinu povoleného množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu a roční jednotkové maximální ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu.

#### **8.1.1 Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu**

Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu na krytí ztrát pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy stanoví individuálně jako součin plánovaného distribuovaného množství plynu a normativu ztrát. Normativ ztrát bude stanoven pro každý regulovaný rok na základě údajů o skutečných ztrátách evidovaných operátorem trhu a skutečného distribuovaného množství z posledních tří let (tzn. pro první rok VI. RO bude normativ stanoven z poměru celkového množství ztrát za roky 2021 až 2023 a celkového distribuovaného množství za roky 2021 až 2023).

Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu stanoví na základě regulačních výkazů jako klouzavý aritmetický průměr skutečného množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu za poslední tři vykázané roky. Pro první rok regulačního období se aritmetický průměr stanoví z let 2021 až 2023.

#### **8.1.2 Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu**

Princip stanovení ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu je shodný pro všechny provozovatele regionálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok podle vývoje příslušné referenční ceny na energetické burze THE. Součástí ceny jsou také náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži. Pro přepočítání ceny na české koruny bude zohledněn aktuální směnný kurz EUR/CZK vyhlášený ČNB.

#### **8.1.3 Korekce v oblasti ztrát**

Plánované náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát budou podléhat korekci, kdy budou provozovateli distribuční soustavy uznány skutečné náklady na ztráty s limitací stanovené maximální ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu a se zohledněním směnného kurzu vyhlášeného ČNB každý měsíc v den uskutečnitelného zdanitelného plnění včetně nákladů/výnosů souvisejících s clearingem ztrát. Součástí korekce bude i motivační složka, která bude stanovena jako rozdíl skutečného distribuovaného množství násobeného normativem ztrát stanoveným pro příslušný rok *i* a skutečným množstvím ztrát evidovaným operátorem trhu. Tento rozdíl bude násobený maximální cenou dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu.



Plánované náklady na nákup plynu pro vlastní technologickou spotřebu plynu nebudou podléhat korekci.

## 8.2 Plánované náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů distribučních soustav

V plynárenské soustavě České republiky existují situace, kdy část distribuční soustavy, kterou provozuje konkrétní provozovatel regionální distribuční soustavy, není přímo připojena k jeho soustavě. Plyn je do těchto částí distribuován sousední regionální distribuční soustavou provozovanou jiným subjektem, případně prostřednictvím předávacího místa přeshraničního plynovodu. Distribuci do předávacího místa, ve kterém plyn vstupuje do izolované části soustavy, hradí provozovatel izolované části soustavy subjektu, který provozuje sousední regionální distribuční soustavu, nebo subjektu, který zabezpečuje distribuci plynu prostřednictvím předávacího místa přeshraničního plynovodu. Za ekonomicky oprávněné náklady jsou v takovém případě považovány náklady stanovené postupem podle bodu 14.2.2 a další související náklady v odůvodněné výši zajišťující nákladovou neutralitu.

## 8.3 Plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení

Tento parametr byl zaveden v průběhu III. RO s tím, že poprvé byl uplatněn při výpočtu upravených povolených výnosů na regulovaný rok 2015. Princip stanovení tohoto parametru zůstal zachován i pro VI. RO, včetně stanovení vyrovnávacího faktoru regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení, avšak došlo k aktualizaci některých parametrů. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení je uveden v části 14.2.4. Metodiky cenové regulace.

Ustanovení části 14.2.4. týkající se nájmu se použijí obdobně pro pacht nebo jiné užívací právo k plynárenskému zařízení, k němuž držitel licence nemá vlastnické právo.

## 8.4 Motivační regulace provozovatele distribuční soustavy

V tomto bodě Metodiky cenové regulace jsou podrobněji uvedeny motivační programy týkající se provozovatelů distribučních soustav. Motivační programy jsou stanoveny pro provozovatele distribuční soustavy, do jehož distribuční soustavy je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků.

### 8.4.1 Podpora rozvoje a obnovy sítí

Cílem motivačního programu je podpora investic, které zajistí bezpečný, spolehlivý a efektivní provoz plynárenské soustavy v nových podmínkách transformace energetiky ČR.

Přínosem pro zákazníka je udržení vysoké míry spolehlivosti a kvality dodávek plynu.

Ukazatelem výkonnosti (KPI) je poměr výše investic vůči odpisům.

Tabulka 25 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v plynárenství

Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030
EG.D	Podíl	125 %	115 %	105 %	105 %	105 %
GasNet	Podíl	145 %	150 %	170 %	170 %	175 %
PPD	Podíl	105 %	105 %	105 %	105 %	105 %

Zdroj: ERÚ

Pokud bude poměr plánovaných aktivovaných investic a plánovaných účetních odpisů (bez zahrnutí vlivu dotací v hodnotách aktivovaných investic i odpisů) pro regulovaný rok *i* vyšší nebo roven hodnotě uvedené v tabulce výše, bude přiznán provozovateli distribuční soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. \* 0,7 (váha 70 %) na celou regulační bázi aktiv. Pokud bude tento poměr nižší nebo roven hodnotě 100 %, nebude

bonus přiznán. Pokud bude poměr v rozmezí mezi hodnotou 100 % a hodnotou stanovenou pro daný rok pro daného provozovatele distribuční soustavy, bude bonus stanoven lineárně.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na poměr skutečných aktivovaných investic a skutečných účetních odpisů, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

## 8.4.2 Podpora transformace plynárenství

Tento motivační program si klade za cíl podporu investic do transformace plynárenství, do obnovy a výstavby nových částí soustavy, které budou schopné zajistit připravenost soustav na splnění klimatických cílů k roku 2050, investic nezbytných k přechodu sektoru teplotárenství na využití plynu a investic nezbytných pro podpoření výroby biometanu a jeho vtláčení do distribuční soustavy.

Přínosem pro zákazníka je zajištění bezpečnosti dodávek při změně složení distribuovaného plynu.

Ukazatelem výkonnosti (KPI) je poměr investic do nízkouhlíkových a obnovitelných plynů a do transformace teplotárenství na celkových investicích.

**Tabulka 26 KPI č. 2 provozovatele distribuční soustavy v plynárenství**

Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030
EG.D, a.s.	Podíl	84 %	83 %	83 %	84 %	84 %
GasNet, s.r.o.	Podíl	97 %	98 %	97 %	97 %	97 %
PPD, a.s.	Podíl	93 %	93 %	93 %	93 %	93 %

Zdroj: ERÚ

Pokud bude podíl plánovaných aktivovaných investic souvisejících s distribucí nízkoemisních plynů a s přechodem teplotárenství na zemní plyn na celkovém plánovaném objemu aktivovaných investic pro regulovaný rok *i* vyšší nebo roven hodnotě 90 % \* hodnota uvedená v tabulce výše, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. \* 0,25 (váha 25 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na podíl skutečných aktivovaných investic souvisejících s distribucí nízkoemisních plynů na celkovém skutečném objemu aktivovaných investic včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

## 8.4.3 Investice za účelem snižování ztrát plynu v sítích

Cílem motivačního programu je snižování ztrát plynu v distribuční soustavě. Provozovatel distribuční soustavy aktivně ovlivňuje velikost ztrát v distribuční soustavě prostřednictvím komponent s nižšími provozními ztrátami.

Přínosem pro zákazníka je snížení technických ztrát a související snížení regulovaných nákladů na ztráty.

Ukazatelem výkonnosti (KPI) je poměr investičních výdajů do obnovy majetku na celkových investičních výdajích.

**Tabulka 27 KPI č. 3 provozovatele distribuční soustavy v plynárenství**

Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030
EG.D	Podíl	83 %	81 %	64 %	68 %	84 %
GasNet	Podíl	92 %	93 %	89 %	91 %	91 %
PPD	Podíl	92 %	94 %	94 %	94 %	94 %

Zdroj: ERÚ

Pokud bude podíl plánovaných obnovovacích investičních výdajů vedoucích ke snižování ztrát plynu v sítích na celkovém plánovaném objemu investičních výdajů pro regulovaný rok *i* vyšší nebo roven

hodnotě 90 % \* hodnota uvedená v tabulce výše, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. \* 0,05 (váha 5 %) na celou regulační bázi aktiv.

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na podíl skutečných obnovovacích investičních výdajů vedoucích ke snížení úniků metanu a skutečných celkových investičních výdajů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

#### **8.4.4 Podpora provozování odepsaných aktiv**

Cílem motivace je podpora ekonomické efektivity při rozhodování regulovaných subjektů mezi možnou investicí do obnovy majetku s dlouhou dobou životnosti a zvýšenými náklady na údržbu stávající soustavy.

Provozování odepsaného majetku v současnosti nezajišťuje provozovatelům soustav tvorbu zisku. Tento stav motivuje provozovatele soustav k investicím do obnovy odepsaného majetku, což nemusí být vždy efektivní přístup. Tento motivační program má zajistit optimální postup při provozování částí soustavy, která je již plně odepsaná, nicméně lze ji bezpečně a spolehlivě i nadále provozovat. Motivací provozovatelů soustav k provozování již odepsaného majetku dojde k ekonomickému zefektivnění provozu soustav, z čehož bude mít prospěch i zákazník.

##### **Mechanismus motivace provozovatelů distribučních soustav**

Aktiva, která budou účetně plně odepsaná k 31.12. roku  $i-1$  a která budou v roce  $i$  provozována, se zahrnou do RAB v hodnotě vypočtené jako podíl pořizovací ceny aktiva a jeho minimální délky odepisování ( $x$  let) stanovené ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>. Vypočtená hodnota se tedy bude rovnat  $1/x$  z pořizovací hodnoty majetku. U majetku, který není uveden ve zmíněné vyhlášce, bude použita hodnota 25 % z pořizovací hodnoty majetku. V této hodnotě je aktivum ponecháno v RAB po dobu, po kterou je provozováno (do doby investice do obnovy nebo do ukončení provozování). Výše výnosu pro regulovaný subjekt z provozování odepsaného aktiva tak bude dán součinem uvedené hodnoty RAB a hodnoty WACC (včetně bonus WACC).

Vypočtená hodnota bude korigována dle skutečné výše plně odepsaných aktiv a podílu pořizovací ceny a minimální délky odepisování stanovené ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví.

### **8.5 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli distribuční soustavy**

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem s výjimkou parametrů cenové regulace pro regulační období definovaných v následujícím bodě 8.5.1, které jsou oznámeny specificky. Případné změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

#### **8.5.1 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů cenové regulace v tomto rozsahu:

- 1) hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů,
- 2) výchozí hodnotu regulační báze aktiv.

## 8.5.2 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů cenové regulace v tomto rozsahu:

- 1) váhy mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 2) hodnoty mzdového indexu pro jednotlivé roky vstupující do výpočtu,
- 3) hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
- 4) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-3$ ,  $i-2$  a  $i-1$ ,
- 5) základnu povolených nákladů,
- 6) hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů,
- 7) plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
- 8) plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace,
- 9) očekávanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
- 10) skutečnou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
- 11) korekční faktor odpisů,
- 12) plánovanou hodnotu aktivovaných investic,
- 13) očekávanou hodnotu aktivovaných investic,
- 14) skutečnou hodnotu aktivovaných investic,
- 15) plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,
- 16) očekávanou hodnotu vyřazeného majetku,
- 17) skutečnou hodnotu vyřazeného majetku,
- 18) plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
- 19) očekávanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
- 20) skutečnou hodnotu majetku nabytého přeměnou společnosti,
- 21) plánovanou hodnotu nedokončených rozvojových investic,
- 22) korekční faktor zisku,
- 23) korekční faktor nedokončených rozvojových investic,
- 24) hodnotu faktoru trhu,
- 25) plánovanou roční hodnotu motivační složky míry výnosnosti,
- 26) korekční faktor motivačního bonusu,
- 27) výši motivačního prvku za provozování odepsaného majetku,
- 28) výši korekčního faktoru motivačního prvku za provozování odepsaného majetku,
- 29) výši parametru zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB,
- 30) výši korekčního faktoru poskytnutých investičních dotací,
- 31) povolené množství plynu na krytí ztrát,
- 32) povolené množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu,
- 33) roční jednotkovou maximální cenu dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu,
- 34) náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát,
- 35) náklady na nákup plynu pro vlastní technologickou spotřebu,
- 36) korekční faktor nákladů nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu,
- 37) plánované náklady na nákup distribuce od jiných provozovatelů distribučních soustav,
- 38) korekční faktor pro službu distribuční soustavy uplatněný pro daný regulovaný rok,
- 39) plánovanou hodnotu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení,
- 40) vyrovnávací faktor regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení.

## 8.5.3 Oznamování regulovaných cen

Do 30.09. kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok oznámí Úřad provozovateli distribuční soustavy vypočtené ceny služby distribuční soustavy.

## 9 ZVLÁŠTNÍ ČÁST PRO ČINNOST DISTRIBUCE PLYNU – LOKÁLNÍ DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY

V oblasti plynárenství je lokální distribuční soustava taková distribuční soustava, která není přímo připojena k přepravní soustavě.

### 9.1 Regulace provozovatelů lokálních distribučních soustav v plynárenství

Provozovatelé soustav při výkonu licencované činnosti vykonávají aktivity dané legislativou – zákony a vyhláškami, které stanoví povinnosti, jež jsou nezbytné pro bezpečný a spolehlivý provoz lokální distribuční soustavy.

#### Provozovatel LDS má povinnost zabezpečit:

- // činnost v rozsahu své licence na distribuci plynu, dle vymezeného území LDS,
- // technologické a technické řešení LDS ve vazbě na platnou legislativu,
- // právo zákazníka na volbu vlastního dodavatele,
- // fakturaci zákazníkům, účetnictví nebo účetní evidenci nákladů a externích tržeb/výnosů a souvisejících technických jednotek ve struktuře jednotlivých položek cenového rozhodnutí ERÚ,
- // provázání povinností držitele licence při fakturaci odběratelům a správném odvodu regulovaných cen (poplatek operátorovi trhu),
- // oddělené účetnictví nebo účetní evidenci ostatních výnosů a nákladů souvisejících s provozem LDS a to v souladu s vyhláškou o regulačním výkaznictví<sup>5</sup>,
- // splnění povinností držitele licence spojené s předkládáním regulačních výkazů a informací v rozsahu určeném Energetickým regulačním úřadem.

#### Principy regulace LDS pro VI. RO

Pro VI. RO zůstává zachován princip regulace cen provozovatelů lokálních distribučních soustav shodný s regulací cen uplatňovanou pro V. RO. Principy regulace regionálních distribučních společností jsou uplatňovány přímo pro provozovatele lokální distribuční soustavy, kterému na jeho žádost Úřad stanovuje ceny za služby distribuční soustavy a u ostatních provozovatelů lokální distribuční soustavy nepřímo prostřednictvím stanovení maximální úrovně ceny za službu distribuční soustavy ve výši cen příslušného regionálního provozovatele distribuční soustavy.

Cílem regulace je objektivní a transparentní nastavení regulačních principů s jejich vyvážeností z pohledu působení na jednotlivé účastníky trhu. Vzhledem ke specifickým technickým a ekonomickým aspektům jednotlivých lokálních distribučních soustav je nutné ověřovat nastavení provázanosti provozování LDS s legislativním rámcem.

V důsledku toho bude v průběhu VI. RO ze strany Úřadu nastaven mechanismus ověřování plnění legislativních požadavků jak v technické, tak i v ekonomické oblasti provozování LDS.

#### Oblasti ověřování

- // Investiční rozvoj a obnova, majetková situace LDS – režimy vlastnictví a provozování v nájmu, účel provozování LDS - vzhledem k výkonnosti, otázka vlastní spotřeby a její ocenění jako interního zákazníka, životnost jednotlivých technologií,
- // Ekonomická regulace - režimy individuálních a převzatých cen, nastavení výkaznictví s eliminací duplicit informací pro jednotlivé subjekty ERÚ, OTE a pokynů vyhlášky o regulačním výkaznictví<sup>5</sup>, systém vykazování a kontroly správnosti odváděných regulovaných cen.

Ověřování a jeho vyhodnocení bude respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu VI. RO, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.



## 9.2 Režim a povinnosti provozovatelů lokálních distribučních soustav v plynárenství

Provozovatel lokální distribuční soustavy ve vazbě na stanovení cen za službu distribuční soustavy realizuje své činnosti v různém režimu:

### 9.2.1 Režim regulace individuální cenou

Pro provozovatele lokální distribuční soustavy, kterému na jeho žádost, Úřad stanovuje ceny za službu distribuční soustavy dle § 19a odst. 7 energetického zákona.

Jestliže Úřad cenu stanovoval v posledním roce V. RO, bude Úřad stanovovat cenu za službu distribuční soustavy i nadále, pokud nebude rozhodnuto jinak.

Pro provozovatele lokálních distribučních soustav, v jejichž případě Úřad rozhodne o odlišném stanovení povolených výnosů a proměnných nákladů dle § 19a odst. 7 energetického zákona, je po dobu trvání tohoto rozhodnutí uplatňován obdobný mechanismus regulace jako pro provozovatele regionální distribuční soustavy podle bodu 14.2.2, pokud je to možné.

Hodnoty povolených nákladů a odpisů, vycházející z vykázaných skutečností, jsou limitovány k délce soustavy a k plánovanému distribuovanému množství. Tyto limity jsou stanoveny na základě hodnot regionálních distribučních soustav a jsou aktualizovány pro VI. RO. Hodnota zisku je limitována poměrem zisku k celkovým povoleným výnosům a vycházející opět z hodnot regionálních distribučních soustav.

Cena za službu distribuční soustavy se stanoví individuálně pro každého provozovatele lokální distribuční soustavy na základě plánovaného distribuovaného množství plynu a plánované rezervované distribuční kapacity v předávacích místech dané lokální distribuční soustavy.

#### Povinnosti provozovatele:

- ! předkládat regulační výkazy ERÚ v rozsahu výkazů pro provozovatele lokálních distribučních společností,
- ! předkládat auditované ekonomické údaje,
- ! fakturace v rozsahu struktury a výše cen dle vydaného cenového ERÚ pro příslušný regulovaný rok.

#### 9.2.1.1 Parametry cenové regulace

##### Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu

Náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát a vlastní technologickou spotřebu se pro jednotlivé roky VI. RO stanoví ve výši součinu povoleného množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu a roční jednotkové maximální ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu.

##### Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu

Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu stanoví na základě regulačních výkazů jako klouzavý aritmetický průměr skutečné spotřeby plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu za poslední tři vykázané roky. Pro první rok regulačního období se tedy aritmetický průměr stanoví z let 2021 až 2023.

V případě, že skutečná výše ztrát vstupující do výpočtu povoleného množství plynu na krytí ztrát přesáhne 2 % z distribuovaného množství plynu, použije se pro výpočet právě hodnota ve výši 2 % z distribuovaného množství plynu v jednotlivých letech.

##### Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu

Cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu pro provozovatele lokálních distribučních soustav se stanoví jako součet ceny za dodávku plynu a ceny za službu příslušné nadřazené (regionální) distribuční soustavy.

Princip stanovení ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu je shodný pro všechny provozovatele lokálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok. Cena dodávky plynu je

stanovena jako aritmetický průměr vypořádacích cen (Settlement price) produktu *Cal-i* za 10 obchodních střed počínaje druhou středou v červnu *i-1* zveřejněných na webových stránkách energetické burzy European Energy Exchange AG. K ceně jsou přičteny náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži v celkové výši 2,4 EUR/MWh. Pro přepočtení ceny na české koruny bude zohledněn aktuální směnný kurz EUR/CZK vyhlášený Českou národní bankou.

### **9.2.1.2 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovateli lokální distribuční soustavy v režimu s individuální cenou v plynárenství**

- 1) Úřad oznámí provozovateli lokální distribuční soustavy, kterému již byly v předchozím roce stanoveny odlišné ceny za službu distribuční soustavy, do 31.10. kalendářního roku předcházejícího regulovanému roku upravené povolené výnosy a vypočtené ceny za službu distribuční soustavy pro jím provozovanou lokální distribuční soustavu.
- 2) Úřad vyzve provozovatele lokální distribuční soustavy, který požádal v průběhu kalendářního roku předcházejícího regulovanému roku o stanovení odlišných cen za službu distribuční soustavy, aby do 15 kalendářních dnů od doručení žádosti předložil ekonomické a technické údaje nezbytné pro stanovení odlišných cen. Předložené podklady Úřad do 30 kalendářních dnů od jejich doručení vyhodnotí z hlediska rozsahu a obsahu údajů potřebných pro stanovení odlišných cen pro konkrétní podmínky lokální distribuční soustavy. Úřad žádosti zcela nebo zčásti vyhoví, prokáže-li provozovatel lokální distribuční soustavy, že stanovený způsob regulace cen mu neumožňuje pokrytí účelně vynaložených nákladů na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti alespoň ve třech po sobě následujících letech předcházejících regulovanému roku.
- 3) Provozovateli lokální distribuční soustavy, který o stanovení odlišných cen požádal do 15.09. kalendářního roku předcházejícího regulovanému roku, oznámí Úřad vypočtené ceny za službu distribuční soustavy v období od 01.10. do 30.11. kalendářního roku předcházejícího regulovanému roku.
- 4) V případě, že provozovatel lokální distribuční soustavy požádá o stanovení cen za službu distribuční soustavy v období od 16.09. kalendářního roku do konce kalendářního roku předcházejícího regulovanému roku, stanoví Úřad tomuto provozovateli lokální distribuční soustavy ceny za službu distribuční soustavy do 30.11. regulovaného roku, a to s účinností od 01.01. roku následujícího po regulovaném roce.
- 5) Úřad stanoví ceny (s výjimkou cen podle odst. 4) cenovým rozhodnutím do 30.11. kalendářního roku předcházejícího regulovanému roku, a to s účinností od 01.01. regulovaného roku.

### **9.2.2 Režim regulace převzetím cen nadřazeného provozovatele distribuční soustavy**

- ▮ provozovatel lokální distribuční soustavy, používá ceny za službu distribuční soustavy až do výše ceny za službu distribuční soustavy provozovatele regionální distribuční soustavy, k jehož distribuční soustavě je jeho lokální distribuční soustava připojena,
- ▮ provozovatel lokální distribuční soustavy bez připojení na plynárenskou soustavu České republiky používá shodný režim výše ceny až do výše ceny za službu distribuční soustavy provozovatele regionální distribuční soustavy, na jehož vymezeném území se lokální distribuční soustava nachází.

#### **Povinnosti provozovatele**

- ▮ předkládat regulační výkazy ERÚ v určeném rozsahu výkazů regionálních distribučních společností pro vyhodnocení plnění povinností a ekonomické výkonnosti provozování licencované činnosti,
- ▮ předkládat ceny za službu distribuční soustavy související se zabezpečením spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy za uplynulý rok ERÚ, forma vyhlášení cen se ponechává na dohodě mezi provozovatelem lokální distribuční soustavy a k němu připojenými účastníky trhu s plynem,
- ▮ zachovat nediskriminační přístup k připojeným účastníkům trhu s plynem, tj. nabízet shodné ceny za službu distribuční soustavy pro skupiny odběratelů se stejným či podobným charakterem odběru, který vymezují cenová rozhodnutí ERÚ.

# 10 OPERÁTOR TRHU V ELEKTROENERGETICE A PLYNÁRENSTVÍ

## 10.1 Specifika regulace operátora trhu

Regulace činností operátora trhu je oddělena pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství. V oblasti elektroenergetiky jsou samostatně regulovány činnosti související se zúčtováním odchylek, činnost organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory obnovitelných zdrojů elektřiny (POZE) a činnosti související s administrací záruk původu.

V případě plynárenství, především s ohledem na nízké objemy zobchodovaného množství plynu (v porovnání se zobchodovaným množstvím elektřiny), nedochází k oddělení regulace činností spojených se zúčtováním odchylek a s organizací trhu.

Operátor trhu dále vykonává činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro sektor elektroenergetiky i plynárenství.

V průběhu VI. RO je přípustné, že bude vzhledem k dynamickému prostředí, ve kterém operátor trhu působí, zahájena regulace dalších výše nespecifikovaných činností.

### 10.1.1 Povolené náklady

Povolené náklady budou stanoveny postupem definovaným v bodě 3.1.1.

### 10.1.2 Odpisy

Odpisy budou stanoveny postupem definovaným v bodě 3.1.2.

### 10.1.3 Zisk

Zisk je stanoven způsobem reflektujícím specifika operátora trhu, zároveň však respektujícím míru výnosnosti stanovenou regulovaným subjektem v relevantních oborech – elektroenergetice a plynárenství.

Jsou implementovány principy motivační regulace pro dosažení cílů s nastavením ukazatelů, jejich hodnot a vyhodnocením pro stanovení bonusu ve výši 1 % míry výnosnosti na základním kapitálu v bodě 10.6.

### 10.1.4 Faktor trhu

Faktor trhu bude stanoven postupem definovaným v bodě 3.1.7.

## 10.2 Společné parametry

### 10.2.1 Eskalační faktor nákladů

Eskalační faktor nákladů operátora trhu bude stanoven odlišně od postupu definovaného v bodě 3.2.1 a bude stanoven z indexu růstu cen služeb poskytovaných v oblasti programování a poradenství, mzdového indexu a indexu cen podnikatelských služeb. Váhy indexů se stanoví podle postupu definovaného v bodě 3.2.1. - postup váhy mzdového indexu, stejný postup se uplatní u indexu růstu cen služeb poskytovaných v oblasti programování a poradenství, kde se použije místo osobních nákladů hodnota vykázaných skutečných nákladů na IT, konzultantské a poradenské služby. Při stanovení vah indexů budou rovněž zohledněny kapitalizované náklady a další vlivy (náklady aktivované do výnosů), společnost zabezpečí v případě aktivace vlastních výkonů účetní data v požadované struktuře osobních

nákladů a nákladů na IT, konzultantské a poradenské služby, které jsou předmětem aktivace vlastních nákladů pro účely vykázání v regulačním výkaznictví.

Váha indexu cen podnikatelských služeb se stanoví jako dopočet tak, aby součet vah všech tří indexů byl v každém roce 100 %. Eskalační faktor je nastaven klouzávě, shodně s náklady tak, aby reagoval průběžně na změny v poměru osobních, IT služeb, poradenství a celkových ekonomicky oprávněných nákladů.

## 10.2.2 Faktor produktivity

Faktor produktivity bude stanoven postupem definovaným v bodě 3.2.2.

## 10.2.3 Časová hodnota peněz

Časová hodnota peněz bude stanovena postupem definovaným v bodě 3.2.3.

## 10.2.4 Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena postupem definovaným v bodě 3.2.4.

## 10.2.5 Motivační pobídky v regulaci

Principy zohlednění motivační pobídky v regulaci u operátora trhu budou vycházet z postupu definovaného v bodě 2.8 se zohledněním rozdílného principu stanovení zisku operátora trhu, u kterého není zisk stanoven na základě regulační báze aktiv, ale na základě základního kapitálu. Motivační bonus bude v případě splnění motivačních programů přiznán až do výše 1 p. b. nad stanovenou výši míry výnosnosti. Motivační programy jsou uvedeny v bodě 10.6.

## 10.2.6 Principy zohlednění dotací v regulaci

Principy zohlednění dotací v regulaci u operátora trhu budou vycházet z postupu definovaného v bodě 2.9 se zohledněním rozdílného principu stanovení zisku operátora trhu, u kterého není zisk stanoven na základě regulační báze aktiv, ale na základě základního kapitálu.

V případě využití prostředků z dotace pro krytí investičních výdajů a nesnížení pořizovací ceny dlouhodobého majetku pořízeného z dotace o hodnotu dotace budou povolené odpisy poníženy o ekvivalentní hodnotu vztahující se k části majetku pořízeného z dotace.

V případě využití prostředků z dotace pro krytí provozních nákladů budou povolené náklady sníženy o hodnotu využitých finančních prostředků z dotace.

Pro dotace čerpané před 01.01.2026 bude po dobu VI. RO zachován přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO.

## 10.2.7 Korekční faktor poskytnutých investičních dotací

Korekční faktor poskytnutých investičních dotací zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržených investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$  pro příslušnou činnost operátora trhu se stanoví podle bodů 14.3.2 odst. 10 a 14.3.4 odst. 4.

## 10.2.8 Korekční faktory za příslušnou činnost

Korekční faktor pro příslušnou činnost zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a povolenými hodnotami parametrů vstupujících do výpočtu ceny za danou činnost. Korekční faktor je úročen časovou hodnotou peněz pomocí součinu hodnot za roky  $i-2$  a  $i-1$  podle bodů 14.3.2, 14.3.4 a 14.3.6.

## 10.3 Parametry cenové regulace pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice

### 10.3.1 Činnosti související se zúčtováním odchylek

Při regulaci ceny za činnosti související se zúčtováním odchylek postupuje Úřad podle bodu 14.3.1 odst. 1. Cena za činnosti související se zúčtováním odchylek je stanovena podílem upravených povolených výnosů pro činnost související se zúčtováním odchylek a celkového počtu odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu k 31.12. roku  $i-2$  a vynásobeným dvanácti měsíci.

Pro VI. RO vychází hodnota upravených povolených výnosů z hodnoty povolených výnosů za činnosti související se zúčtováním odchylek, která je tvořena povolenými náklady, odpisy a ziskem podle bodů 10.1 a 10.2. Další složky upravených povolených výnosů pro činnosti související se zúčtováním odchylek tvoří faktor trhu a korekční faktor související se zúčtováním odchylek stanovený podle bodu 14.3.2 odst. 2. Odečteny jsou pak plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu související se zúčtováním odchylek.

### 10.3.2 Činnost organizace trhu

Při regulaci ceny za činnost organizace trhu postupuje Úřad podle bodu 14.3.1 odst. 2. Cena za činnost organizace trhu je stanovena jako podíl upravených povolených výnosů pro činnost organizace trhu a plánovaného množství zobchodované elektřiny.

Pro VI. RO vychází hodnota upravených povolených výnosů z hodnot povolených nákladů, odpisů, zisku, faktoru trhu podle bodů 10.1. a 10.2 a korekčního faktoru souvisejícího s činností organizace trhu stanoveného podle bodů 14.3.2 odst. 4. Odečteny jsou pak plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu související s organizací trhu.

#### 10.3.2.1 Zisk

Hodnota povoleného zisku bude pro VI. RO každoročně přepočítávána a je stanovena následujícím způsobem:

$$Zisk_{OTE\text{elektroenergetika}} = \text{základní kapitál}_{i-2} \times 0,7 \times WACC_{OTE},$$

kde

$WACC_{OTE}$  [%] je hodnota WACC stanovená podle bodu 3.2.4.

### 10.3.3 Činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů

Při regulaci ceny za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů postupuje Úřad podle bodu 14.3.1 odst. 3. Cena za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů je stanovena podílem upravených povolených výnosů pro činnost související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů a celkovým počtem odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu k 31.12. za kalendářní rok  $i-2$  a vynásobením dvanácti měsíci.

Pro VI. RO vychází hodnota upravených povolených výnosů z povolených nákladů, odpisů, faktoru trhu operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů dle bodů 10.1 a 10.2 a korekčního faktoru souvisejícího s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanoveného podle bodu 14.3.2 odst. 6.

### 10.3.4 Činnosti související s administrací záruk původu pro podporované zdroje

Při regulaci ceny související s administrací záruk původu pro podporované zdroje postupuje Úřad podle bodu 14.3.1 odst. 4. Cena související s administrací záruk původu pro podporované zdroje je stanovena



podílem upravených povolených výnosů pro činnost související s administrací záruk původu pro podporované zdroje a plánovaným množstvím vydaných záruk původu.

Pro VI. RO vychází hodnota upravených povolených výnosů z povolených nákladů, odpisů dle bodů 10.1 a 10.2 souvisejících s administrací záruk původu pro podporované zdroje a korekčního faktoru souvisejícího s administrací záruk původu pro podporované zdroje stanoveného podle bodu 14.3.2 odst. 8.

## 10.4 Parametry cenové regulace pro činnosti operátora trhu v plynárenství

S ohledem na fakt, že administrace obchodování s plynem není v současnosti vzhledem k nízkým objemům obchodovaného množství pro operátora trhu samofinancovatelná, bude cena za činnosti operátora trhu v plynárenství nadále pokrývat současně náklady spojené s činností zúčtování odchylek a náklady spojené s organizováním trhu v oblasti plynárenství.

### 10.4.1 Zisk

Hodnota povoleného zisku bude pro VI. RO každoročně přepočítávána a je stanovena následujícím způsobem:

$$\text{Zisk}_{\text{OTEplynárénství}} = \text{základní kapitál}_{i-2} \times 0,3 \times \text{WACC}_{\text{OTE}},$$

kde

**WACC<sub>OTE</sub>** [%] je hodnota WACC stanovená podle bodu 3.2.4.9 navýšená o dosaženou hodnotu procentních bodů z motivačních programů (podle bodu 10.6).

### 10.4.2 Plánované množství plynu dodané do odběrných míst

Jedná se o plánované množství energie plynu distribuované zákazníkům připojeným ke všem regionálním distribučním soustavám, dodané všem zákazníkům připojeným přímo k přepravní soustavě, množství energie plynu na pohon kompresních stanic, množství energie plynu k pokrytí ztrát v přepravní soustavě a množství energie plynu k pokrytí ztrát a plynu pro vlastní technologickou spotřebu pro všechny držitele licence na distribuci plynu.

## 10.5 Parametry cenové regulace pro činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích (REMIT) v elektroenergetice a plynárenství

Na základě nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií, resp. prováděcího nařízení Komise (EU) č. 1348/2014 ze dne 17. prosince 2014 o oznamování údajů za účelem provedení čl. 8 odst. 2 a 6 a ustanovení § 20a odst. 4 písm. z) energetického zákona má operátor trhu povinnost na žádost účastníka trhu uzavřít s tímto účastníkem smlouvu o oznamování údajů a poskytovat údaje z evidence o jejich obchodních transakcích včetně příkazů z obchodování.

Při regulaci ceny za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství postupuje Úřad podle bodu 14.3.5. Cena za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství je stanovena podílem povolených výnosů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství a plánovaným počtem subjektů, kteří mají povinnost tuto cenu hradit, a vynásobením dvanácti měsíci.

Pro VI. RO vychází hodnota povolených výnosů z hodnoty povolených nákladů, odpisů dle bodů 10.1 a 10.2 za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství a korekčního faktoru za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a v plynárenství stanoveného podle bodu 14.3.6.

## 10.6 Motivační regulace operátora trhu

Pro úspěšné dosažení cílů v VI. regulačním období je integrována motivační regulace ve formě nastavení programů a jejich ukazatelů dosažení. Motivační program definuje bonus výnosnosti ve výši bonusu v hodnotě 1 p. b. dle bodu 2.10, aplikovaný na základní kapitál společnosti. Splněním parametrů jednotlivých programů na základě plánovaných hodnot je daný bonus v regulaci přiznán formou ex ante pro příslušný rok *i* regulačního období. K vyhodnocení splnění a případné úpravě bonusu dochází o dva roky později na základě skutečných hodnot

Každý motivační program má při vyhodnocení bonusu stanovenou váhu, jakou se podílí na výsledném přiznání výše bonusu – podíl KPI na celkovém bonusu.

V motivačním programu je stanovený ukazatel, který je faktorem pro vyhodnocení splnění daného programu.

### 10.6.1 Příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření

Metodika cenové regulace nastavením tohoto motivačního programu sleduje cíl, aby operátor trhu díky své centrální roli zpracovatele dat pro účastníky trhu aktivně reagoval na měnící se situaci na trhu a přizpůsoboval své systémy a v tomto případě reagoval na legislativní povinnost provozovatelů distribučních soustav osazovat určená odběrná místa průběhovými měřidly.

- ! Zabezpečení činností v požadovaném rozsahu souvisejících s nárůstem implementace průběhového měření, tedy nárůstem komunikace mezi dotčenými subjekty, tzn. tlak na posílení infrastruktury, SW podpory a souvisejících procesů.
- ! Bonusový program bude uplatněn pouze v oblasti elektroenergetiky.

Zpracování dat z průběhových měření je přínosem pro všechny účastníky trhu. Zvýšený význam má v souvislosti s rozvojem decentrálních zdrojů a se zavedením komunitního sdílení.

Pro vyhodnocení motivačního programu je definován ukazatel, stanovený jako podíl počtu průběhových měření zpracovaných v CS OTE na celkovém počtu odběrných míst. Odběrné místo je definováno podle adresy odběrného místa, kdy spotřební a výrobní EAN na stejné adrese a se stejným majitelem je posuzováno jako jedno odběrné místo.

Pokud bude plánovaná hodnota ukazatele podíl počtu odběrných míst s průběhovým měřením na celkovém počtu odběrných míst pro regulovaný rok *i* vyšší nebo rovna hodnotě  $0,9 \cdot \text{hodnota ukazatele}$  v tabulce níže, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. \* 0,25 (váha 25 %).

Tabulka 28 KPI č. 1 operátora trhu

Ukazatel	2026	2027	2028	2029	2030
Podíl	16,92 %	21,47 %	24,94 %	29,37 %	33,73 %

Zdroj: ERÚ

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována dle skutečně dosažených hodnot příslušných ukazatelů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### 10.6.2 Podpora obchodování na krátkodobých trzích s cílem zlepšení obchodního bilancování

Metodika cenové regulace nastavením tohoto motivačního programu sleduje cíl zabezpečení očekávaného rozvoje obchodování souvisejícího s integrací proměnlivých obnovitelných zdrojů energie do soustavy:

- ! zabezpečení možnosti obchodovat s přebytky a nedostatky energie blíže k okamžiku dodání,
- ! zapojení strojového/algoritmického obchodování,
- ! nárůst likvidity na trzích vede k nárůstu obchodních transakcí, které je nutno v čase zpracovávat,
- ! bonusový program bude uplatněn v oblasti elektroenergetiky a plynárenství.

Výše uvedené aspekty, spolu s digitalizací/automatizací obchodování účastníků trhu s elektřinou a s plynem, umožňují vybalancování účastníků trhu krátce před vyhodnocením při zohlednění vlivu počasí (včetně jeho extrémních výkyvů), efektivnější možností pro účastníky trhu reagovat na volatilnější vývoj cen komodit v reálném čase, vede nejen k rostoucí likviditě, ale především nárůstu obchodních transakcí, které je nutno v čase v centrálním informačním systému OTE zpracovávat.

Cílená podpora rozvoje obchodování souvisejícího s integrací proměnlivých obnovitelných zdrojů energie do soustavy povede k přínosům na straně zákazníka z pohledu snížení nákladů kvůli možnosti obchodovat s přebytky a nedostatky energie blíže k okamžiku jeho dodání a související minimalizaci nákladů na odchylky.

Pro vyhodnocení motivačního programu je definován ukazatel představující zpracování meziročního nárůstu transakcí (pokynů k obchodování) na krátkodobých trzích a trhu s nevyužitou flexibilitou. Očekávaný procentuální nárůst zpráv/pokynů ke zpracování pro obě komodity v součtu bude vyhodnocován proti předem stanovené referenční základně historických údajů na bázi roku 2025.

Pokud bude plánovaná hodnota ukazatele plněna v rozsahu očekávaného procentuálního nárůstu bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1p. b. \* 0,25 (váha 25 %).

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována dle skutečně dosažených hodnot příslušných ukazatelů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### **10.6.3 Podpora robustnosti, spolehlivosti fungování a zabezpečení centrálního informačního systému OTE**

Činnosti operátora trhu lze beze všech pochybností označit za důležité pro trhy s elektřinou a trhy s plynem. Výkon povinností společnosti OTE jako držitele licence na činnosti operátora trhu je úzce propojen s provozem informačních systémů, datovými toky a výměnou informací mezi jednotlivými účastníky trhu. Nastavením tohoto motivačního programu je zajištění cílené podpory posilování kybernetické a IT bezpečnosti, k zabezpečení priorit pro ochranu trhu a účastníků trhu před nebezpečnými útoky a plánovaných zvýšených nároků na společnost ze strany legislativy v oblasti kybernetické bezpečnosti tak, aby zajistily své systémy a procesy interní kontroly.

- Pravidelné inovace obchodního systému musí splňovat požadavky na zajištění bezpečnosti.
- Bonusový program bude uplatněn v oblasti elektroenergetiky a plynárenství.

Z pohledu zákazníka je klíčový bezproblémový provoz informačního systému CS OTE. Úzké propojení s provozem, datové toky a výměna informací s ostatními účastníky trhu. Zabezpečení kybernetické bezpečnosti, GDPR dat.

Pro vyhodnocení motivačního programu je definován ukazatel stanovený ve vazbě na kompletní nedostupnost systému CS OTE způsobenou kybernetickými útoky kumulovaně za období jednoho kalendářního roku nepřekročí stanovenou časově definovanou referenční hodnotu. Referenční hodnota stanovená dle standardů na 48 hodin za kalendářní rok v trvání maximálně 16 hodin v jednom případě.

Pokud bude plánovaná hodnota ukazatele plněna v rozsahu definovaného ukazatele bude přiznán regulovanému subjektu v oblasti elektroenergetiky bonus ve výši 1 p. b. \* 0,50 (váha 50 %) a v oblasti plynárenství bonus ve výši 1 p. b. \* 0,75 (váha 75 %).

Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována dle skutečně dosažených hodnot příslušných ukazatelů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

### **10.7 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držiteli licence na činnosti operátora trhu v elektroenergetice a v plynárenství**

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem s výjimkou parametrů cenové regulace pro regulační období definovaných v následujícím bodě 10.7.1, které jsou oznámeny specificky. Případné

změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

### **10.7.1 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulačního období**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem regulačního období Úřad oznámí držiteli licence na činnosti operátora trhu hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnávání nákladů.

### **10.7.2 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku**

Nejpozději 4 měsíce před začátkem kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok Úřad oznámí držiteli licence na činnosti operátora trhu hodnoty parametrů cenové regulace v tomto rozsahu:

- 1) základnu povolených nákladů pro jednotlivé činnosti,
- 2) hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů,
- 3) váhu indexu cen podnikatelských služeb,
- 4) váhu indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,
- 5) váhu mzdového indexu,
- 6) hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,
- 7) hodnotu indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,
- 8) hodnotu mzdového indexu,
- 9) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-2$  a  $i-1$ ,
- 10) hodnoty plánovaných odpisů dlouhodobého majetku samostatně pro jednotlivé činnosti,
- 11) korekční faktory odpisů samostatně pro jednotlivé činnosti,
- 12) ostatní korekční faktory samostatně pro jednotlivé činnosti,
- 13) hodnoty povoleného zisku pro jednotlivé relevantní činnosti,
- 14) plánovaný počet odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu a plánované hodnoty odběru a spotřeby plynu pro výpočet cen za činnosti operátora trhu,
- 15) plánované hodnoty výnosů z ostatních činností operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství,
- 16) faktory trhu samostatně pro jednotlivé relevantní činnosti,
- 17) plánované zobchodované množství elektřiny a plynu na krátkodobém trhu organizovaném operátorem trhu,
- 18) plánované množství vydaných záruk původu,
- 19) plánovaný počet subjektů, které mají povinnost hradit cenu za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích,
- 20) plánovanou roční hodnotu motivační složky míry výnosnosti.

### **10.7.3 Oznamování regulovaných cen**

Do 30.09. kalendářního roku předcházejícího regulovaný rok oznámí Úřad držiteli licence na činnosti operátora trhu vypočtené ceny za činnosti operátora trhu.

# 11 ELEKTROENERGETICKÉ DATOVÉ CENTRUM

## 11.1 Specifika regulace elektroenergetického datového centra

Elektroenergetické datové centrum (dále také „EDC“) je dle zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů (energetický zákon) regulovaným subjektem a vlastníkem licence na činnost EDC. EDC je novým subjektem na trhu v odvětví elektroenergetiky, založeným s cílem zabezpečit úspěšnou realizaci transformace vnitřního trhu s elektřinou v České republice, v souladu s balíčkem Čistá energie pro všechny Evropany (Clean Energy Package, zejména směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou). Úkolem EDC je zejména zajištění datové výměny až do času blízkého reálnému mezi účastníky trhu s elektřinou související s trendem decentralizace výroby elektřiny (rozvoj obnovitelných zdrojů, akumulace, agregace a řízení flexibility) a rozvojem multilaterálních obchodních vztahů (energetická společenství).

S ohledem na transpozici evropské legislativy spolu s přechodem na dekarbonizovanou energetiku bude v průběhu VI. RO nezbytné umožnit rozvoj nových činností na trhu s energiemi, které podpoří přechod na obnovitelné zdroje energie prostřednictvím akumulace elektřiny, využitím flexibility, a to jak na velkoobchodní úrovni, tak i na úrovni aktivních zákazníků. Nová legislativa tak umožní aktivním zákazníkům poskytovat svou flexibilitu na trhu, vyrábět a sdílet elektřinu, umožní agregaci a poskytování flexibility, a rovněž umožní vznik energetických společenství a komunit. Aby bylo možné tyto činnosti na elektroenergetickém trhu realizovat a rozvíjet bez souběžného ohrožení bezpečnosti a spolehlivosti soustavy, je třeba zpracovávat v téměř reálném čase velké objemy dat. Pro tyto účely bylo vytvořeno EDC, které zajistí přenos dat mezi jednotlivými aktéry trhu a umožní rozvoj nových činností v energetice, které mohou významně přispět jak k energetické bezpečnosti a transformaci ČR, tak ke snížení nákladů na energie pro odběratele.

V průběhu VI. RO je přípustné, že bude vzhledem k dynamickému prostředí, ve kterém EDC působí, zahájena regulace dalších výše nespecifikovaných činností.

## 11.2 Popis parametrů regulace elektroenergetického datového centra

### 11.2.1 Povolené náklady

Vzhledem k absenci vstupních dat pro použití standardní metody stanovení povolených nákladů vycházející z aritmetického průměru skutečných ekonomicky oprávněných nákladů za poslední tři známé roky s přiblížením ke skutečným hodnotám budou při stanovování parametru povolených nákladů využívány plánované hodnoty ekonomicky oprávněných nákladů, které budou s dvouletým zpožděním upravovány korekčním faktorem na skutečné hodnoty ekonomicky oprávněných nákladů. Bude tedy využit obdobný způsob, jako je využíván při regulaci ceny za činnost povinně vykupujícího. Při stanovení povolených nákladů nebude uvažováno s komponentou dlouhodobého vyrovnávání nákladů, eskalačním faktorem nákladů ani faktorem produktivity.

### 11.2.2 Odpisy

Odpisy budou stanoveny postupem definovaným v bodě 3.1.2.

### 11.2.3 Zisk

Zisk je stanoven způsobem reflektujícím specifika EDC, zároveň však respektujícím míru výnosnosti stanovenou ostatním regulovaným subjektům v elektroenergetice. Hodnota povoleného zisku bude založena na stejném principu, jako je hodnota povoleného zisku pro operátora trhu vycházející z hodnoty základního kapitálu a míry výnosnosti stanovené pro sektor elektroenergetiky, která je stanovena prostřednictvím nominální hodnoty WACC před zdaněním.



## 11.2.4 Faktor trhu

Faktor trhu bude stanoven postupem definovaným v bodě 3.1.7.

## 11.3 Společné parametry

### 11.3.1 Časová hodnota peněz

Časová hodnota peněz bude stanovena postupem definovaným v bodě 3.2.3.

### 11.3.2 Míra výnosnosti

Míra výnosnosti je stanovena postupem definovaným v bodě 3.2.4.

### 11.3.3 Principy zohlednění dotací v regulaci

Principy zohlednění dotací v regulaci u EDC budou vycházet z postupu definovaného v bodě 2.9 se zohledněním rozdílného principu stanovení zisku EDC, u kterého není zisk stanoven na základě regulační báze aktiv, ale na základě základního kapitálu.

Motivační složka zisku bude u EDC vycházet ze součinu hodnoty obdržené výše dotace a rozdílu WACC před zdaněním a bezrizikové míry výnosnosti.

V případě využití prostředků z dotace pro krytí investičních výdajů a nesnížení pořizovací ceny dlouhodobého majetku pořízeného z dotace o hodnotu dotace budou povolené odpisy poníženy o ekvivalentní hodnotu vztahující se k části majetku pořízeného z dotace.

V případě využití prostředků z dotace pro krytí provozních nákladů budou povolené náklady sníženy o hodnotu využitých finančních prostředků z dotace.

Pro dotace čerpané před 01.01.2026 bude po dobu VI. RO zachován přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro regulační období 2021–2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující – metodika cenové regulace EDC pro roky 2024 a 2025.

### 11.3.4 Korekční faktor poskytnutých investičních dotací

Korekční faktor poskytnutých investičních dotací  $KF_{EDCdoti}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržených investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$  pro příslušnou činnost EDC se stanoví podle bodu 14.4.2 odst. (5).

### 11.3.5 Korekční faktor za činnost EDC

Korekční faktor za činnost EDC zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a povolenými hodnotami parametrů vstupujících do výpočtu ceny za činnost EDC. Korekční faktor je úročen časovou hodnotou peněz pomocí součinu hodnot za roky  $i-2$  a  $i-1$  podle bodu 14.4.2 odst. (4).

## 11.4 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držitelů licence na činnost elektroenergetického datového centra

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem. Případné změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

## 11.4.1 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku

Nejpozději 4 měsíce před začátkem každého úplného regulovaného roku Úřad oznámí držiteli licence na činnost EDC hodnoty parametrů cenové regulace oznamovaných před začátkem regulovaného roku v tomto rozsahu:

- 1) hodnotu celkových upravených povolených výnosů pro činnost EDC,
- 2) hodnotu povolených výnosů pro činnost EDC,
- 3) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-2$  a  $i-1$ ,
- 4) plánovanou hodnotu ekonomicky oprávněných nákladů,
- 5) plánovanou hodnotu dlouhodobého majetku,
- 6) plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku,
- 7) plánovanou hodnotu základního kapitálu,
- 8) plánovanou hodnotu povoleného zisku,
- 9) korekční faktor nákladů,
- 10) korekční faktor odpisů,
- 11) korekční faktor zisku,
- 12) korekční faktor za činnost EDC,
- 13) korekční faktory dotací,
- 14) faktor trhu.

## 11.5 Oznamování regulovaných cen

Do 30.09. kalendářního roku předcházejícího úplný regulovaný rok oznámí Úřad držiteli licence na činnost EDC vypočtenou cenu za činnost EDC.

## 12 POVINNÝ VÝKUP A SLOŽKA CENY NA PODPORU ELEKTŘINY

### 12.1 Cena za činnost povinně vykupujícího

Při regulaci ceny za činnost povinně vykupujícího postupuje ERÚ podle bodu 14.5. Cena za činnost povinně vykupujícího je stanovena vydělením upravených povolených výnosů povinně vykupujícího plánovaným množstvím elektřiny podporovaným formou výkupních cen a vykoupeným povinně vykupujícím.

Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu plánovaných administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů a korekčního faktoru.

Při stanovení plánovaných administrativních nákladů není postupováno shodně s postupem stanovování povolených nákladů pro provozovatele soustav nebo pro operátora trhu, ale je ponechána metodika stanovování plánovaných administrativních nákladů jako v V. RO. Povinně vykupující obchodník je v současnosti stále určen zákonem o POZE, ale mohl by být v souladu s § 10 uvedeného zákona vybrán v průběhu VI. RO Ministerstvem průmyslu a obchodu jiný povinně vykupující obchodník. Neexistuje zde tedy jistota kontinuity tak, jako je tomu například u provozovatelů soustav nebo operátora trhu. Dále ke konci VI. RO dojde k podstatnému snížení množství výrobců elektřiny, kteří budou moci využívat podporu formou povinného výkupu. Proto bude relevantní se v VI. RO zabývat strategií budoucího počtu povinně vykupujících.

Plánované odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot pro jednotlivé roky VI. RO a jsou spolu s ostatními plánovanými hodnotami korigovány na skutečnost v korekčním faktoru za činnost povinně vykupujícího s využitím časové hodnoty peněz.

Skutečné vícenáklady na odchylky jsou vypočítány stejně jako v V. RO pro každou ze tří skupin obnovitelných zdrojů – fotovoltaických elektráren, větrných elektráren a ostatních obnovitelných zdrojů energie. Nově bude pro výpočet plánovaných vícenákladů na odchylky zohledněn přepočítání na základě plánovaného vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupeného povinně vykupujícím v jednotlivých skupinách obnovitelných zdrojů místo současného postupu zohlednění instalovaného výkonu jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů s podporou formou výkupních cen.

Vzhledem k významným změnám tržního i legislativního prostředí a souvisejícím úpravám systému zúčtování odchylek nebude pro VI. RO z důvodu nejistoty budoucího vývoje a nemožnosti stanovení limitních hodnot využíván institut komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů na odchylku.

Cena za činnost povinně vykupujícího bude pro VI. RO obsahovat také položku faktor trhu z důvodu vzniku možných mimořádných nákladů povinně vykupujícího. Faktor trhu bude podléhat schválení ze strany ERÚ a není nárokový. Faktor trhu může nabývat kladných i záporných hodnot.

Proti stávajícímu přístupu v V. RO dochází pro VI. RO k úpravě výpočtu skutečných finančních nákladů povinně vykupujícího, kam nově nebudou zahrnovány jiné náklady nad rámec rozdílu mezi výplatou výrobcům vč. odvodu solární daně a prostředky obdrženy od OTE. Ocenění finančních nákladů za činnost povinně vykupujícího bude nastaveno na průměrné měsíční hodnoty sazby PRIBOR se splatností 1 rok za rok  $i-2$  s přírůžkou + 0,5 p. b. Při stanovení plánované hodnoty finančních nákladů pro rok  $i$  se bude vycházet z podkladů pro výpočet finančních nákladů za činnost povinně vykupujícího za rok  $i-2$  nicméně tyto náklady budou nově oceněny nejaktuálnější známou měsíční hodnotou sazby PRIBOR, tj. hodnotou za červen roku  $i-1$ .

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují cena za činnost povinně vykupujícího a ceny spojené se zárukami původu pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny.

Úřad si vyhrazuje právo postupovat v průběhu VI. RO odlišným způsobem, než uvádějí principy uvedené v Metodice cenové regulace tak, aby byl výkon jeho pravomocí v souladu s účinnou legislativou.

## 12.2 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držiteli licence na obchod s elektřinou, který vykonává činnost povinně vykupujícího

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem. Případné změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

Nejpozději 15.07. roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí držiteli licence na obchod s elektřinou, který vykonává činnost povinně vykupujícího podle zákona o POZE, hodnoty parametrů oznamovaných pro regulovaný rok v tomto rozsahu:

- 1) plánované administrativní náklady spojené s výkupem elektřiny,
- 2) plánované finanční náklady za činnost povinně vykupujícího,
- 3) plánované odpisy za činnost povinně vykupujícího,
- 4) korekční faktor za činnost povinně vykupujícího,
- 5) skutečné náklady na odchylky v souvislosti s výkupem elektřiny,
- 6) skutečné administrativní náklady spojené s výkupem elektřiny,
- 7) skutečné finanční náklady spojené s výkupem elektřiny formou výkupních cen,
- 8) faktor trhu za činnost povinně vykupujícího,
- 9) skutečné odpisy spojené s činností povinně vykupujícího,
- 10) skutečné množství elektřiny spojené s činností povinně vykupujícího,
- 11) časovou hodnotu peněz pro roky  $i-1$  a  $i-2$ ,
- 12) plánované množství vykoupené elektřiny v režimu výkupních cen,
- 13) plánované náklady na odchylky v souvislosti s výkupem elektřiny,
- 14) hodnota faktoru trhu povinně vykupujícího,
- 15) cena za činnost povinně vykupujícího.

## 12.3 Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie

Regulace složky ceny na podporu elektřiny je určena zákonem o POZE a je tedy nezávislá na regulačním období. Od roku 2016 se změnil způsob výběru složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie v návaznosti na novelu zákona o POZE, kdy se složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů nově platí na základě sjednaného rezervovaného příkonu nebo na základě jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem s limitací maximální platby vztažené na odebrané množství elektřiny.

V průběhu V. RO došlo novelou zákona o POZE k úpravě definice nákladů, které jsou složkou ceny POZE hrazeny a v návaznosti na to došlo ke zjednodušení definice korekčního faktoru souvisejícího s podporou elektřiny z podporovaných zdrojů energie. S ohledem na skutečnost, že výsledné saldo finančních prostředků operátora trhu souvisejícího s podporou elektřiny z podporovaných zdrojů energie může být rovněž řešeno mimořádnou dotací ze státního rozpočtu nebo naopak vratkou do státního rozpočtu, je pro VI. RO zavedena obecná možnost jednorázových úprav nastavení korekčních faktorů po dohodě s operátorem trhu.

Ceny jsou stanoveny v souladu s bodem 14.6.

## 12.4 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace držiteli licence na činnosti operátora trhu

Parametry cenové regulace definované dle § 19b odst. 3 energetického zákona jako parametry pro regulační období jsou stanoveny a oznámeny tímto dokumentem. Případné změny parametrů pro regulační období budou oznámeny v termínu oznámení parametrů pro regulovaný rok.

Nejpozději 15.07. roku předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí držiteli licence na činnosti operátora trhu hodnotu korekčního faktoru souvisejícího s podporou elektřiny.

Nejpozději 4 měsíce před začátkem předcházejícího regulovanému roku Úřad oznámí držiteli licence operátora trhu hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

- 1) plánované náklady na činnost povinně vykupujících,
- 2) plánované náklady na podporu formou výkupních cen,
- 3) plánované náklady na podporu formou zelených bonusů, aukčních bonusů a další plánované náklady na podporu podporovaných zdrojů energie,
- 4) plánované finanční náklady, náklady související se správními a soudními řízeními a další samostatně neuvedené plánované náklady související s podporou,
- 5) plánované výnosy ze záruk původu.

NÁVRH



## 13 DODAVATEL POSLEDNÍ INSTANCE V ELEKTROENERGETICE A PLYNÁRENSTVÍ

Dle energetického zákona postupuje Úřad při stanovení ceny dodavatele poslední instance tak, aby ceny tímto postupem stanovené pokrývaly ekonomicky oprávněné náklady na zajištění činnosti dodávky poslední instance, dále odpisy a přiměřený zisk. Dále dle energetického zákona postup tvorby ceny dodavatele poslední instance zahrnuje způsob určení výše ceny energie v Kč/MWh odrážející aktuální výši ceny elektřiny na velkoobchodních trzích, určení nebo způsob určení maximální výše dodatečných nákladů, rizikových přírážek, přiměřeného zisku v Kč/MWh a určení nebo způsob určení maximální výše stálého měsíčního platu v Kč/odběrné místo/měsíc.

### 13.1 Dodavatel poslední instance v elektroenergetice

K naplnění premisy energetického zákona byl zvolen způsob stanovení ceny dodavatele poslední instance, který zajišťuje ocenění dodávky poslední instance v tržní ceně, která je vystavena konkurenčnímu prostředí a vychází z veřejných tržních nabídek smluvních produktů na dodávku elektřiny, kde dochází ke srovnatelnému ocenění dodávky elektřiny dynamickým určením ceny podle vývoje cen na krátkodobých trzích s elektřinou. Základem pro stanovení ceny dodavatele poslední instance je tzv. benchmark, který spočívá v porovnání tržních nabídek produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny podle velkoobchodních trhů s elektřinou.

Benchmarkem je za použití vah zachycující velikost zákaznického portfolia dodavatelů stanovena základní cena dodávky poslední instance. Nad základní cenu jsou přičítány rizikové přírážky, které jsou pro cenu dodávky poslední instance relevantní. Rizikové přírážky byly stanoveny z historických dat, která se vztahovala k situaci zahájení dodávky poslední instance stům tisícům zákazníků v roce 2021. Jedna z přírážek oceňuje dodatečné kreditní riziko nesplacených pohledávek za dodávku poslední instance. Druhá přírážka souvisí s vyššími náklady na odchylku při dodávce elektřiny zákazníkům v režimu dodávky poslední instance.

Způsob výpočtu ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice je stanoven postupem v bodě 14.7.1 .

### 13.2 Dodavatel poslední instance v plynárenství

Pro stanovení výše ceny odrážející aktuální výši ceny plynu na velkoobchodním trhu se využijí aktuální ceny na krátkodobém velkoobchodním trhu organizovaném operátorem trhu. Stanovení výše ceny plynu bude odlišné pro odběrná místa s průběhovým měřením typu A a B a pro odběrná místa s neprůběhovým měřením.

Maximální výše dodatečných nákladů, rizikových přírážek a přiměřeného zisku dodavatele poslední instance nad rámec nákladů na obstarání plynu je stanovena jako přiměřený zisk dodavatelů poslední instance, ke kterému je přičteno 2,5 % z ceny plynu na krátkodobém velkoobchodním trhu v době dodávky pro pokrytí dodatečných nákladů a rizikových přírážek (náklady na vázaný kapitál, likvidní, kreditní a kurzová přírážka).

Pro období po nabytí účinnosti povinnosti obchodníků se zemním plynem zajistit pro koncové odběratele zemního plynu i příslušné množství certifikátů EU ETS2 a uplatnit je v jejich prospěch, bude součástí ceny dodávky poslední instance i složka pokrývající tyto náklady.

U stanovení ceny dodavatele poslední instance v plynárenství nelze postupovat stejným způsobem jako v elektroenergetice díky neexistenci povinnosti obchodníků s plynem nabízet produkty s dynamickým určením ceny podle velkoobchodních trhů s plynem.

Způsob výpočtu ceny dodavatele poslední instance v plynárenství je stanoven postupem v bodě 14.7.2.

## 14 POSTUP STANOVENÍ CEN

V tomto bodě je podrobně popsán způsob stanovení upravených povolených výnosů a cen jednotlivých licencovaných činností.

### 14.1 Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice

Postup stanovení cen v elektroenergetice pro VI. RO může být v průběhu VI. RO upraven nebo nahrazen v rozsahu technických jednotek určených pro alokaci upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty provozovatelů soustav. Tato změna neovlivňující výši upravených povolených výnosů a proměnných nákladů na ztráty se nepovažuje za změnu Metodiky cenové regulace pro VI. RO.

Dále může být postup stanovení cen v elektroenergetice pro VI. RO a konkrétní regulovaný rok upravován podzákonnými právními předpisy případně cenovými rozhodnutími ERÚ např. v případě, že budou změny reagovat na změny legislativy.

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025, kromě korekčního faktoru zisku provozovatele distribuční soustavy v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění  $k_{depl}$  stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny. Korekčními faktory podle předchozí věty jsou myšleny i korekce hodnot, které nejsou označeny jako korekční faktory, ale svojí povahou korekčním faktorům odpovídají (např. korekce o výnosy z připojení, překročení rezervované kapacity, rezervovaného příkonu a výkonu a podobně). Korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění  $k_{depl}$  stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, je za rok 2025 z důvodů změny metodiky výpočtu zisku stanovený takovým způsobem, aby nedošlo ke dvojímu započítání zisku za  $\Delta RAB_{2025}$ .

#### 14.1.1 Postup stanovení ceny zajišťování přenosu elektřiny

Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu  $c_{perci}$  v Kč/MW je stanovena regulačním vztahem

$$c_{perci} = \frac{UPV_{pei}}{\sum_{k=1}^n RRR_{(PS-VVN)ki}},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$UPV_{pei}$  [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$UPV_{pei} = PV_{pei} + KF_{pei} + KF_{peosti} + IF_{pei} + MB_{pei} + DOT_{pei},$$

kde

$PV_{pei}$  [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PV_{pei} = PN_{pei} + O_{pei} + Z_{pei} + F_{pei},$$

kde

$PN_{pei}$  [Kč] jsou povolené náklady provozovatele přenosové soustavy nezbytné k zajištění přenosu elektřiny pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PN_{pei} = (PN_{pevi-1} + PS_{pevi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i),$$

kde

$PN_{pevi-1}$  [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$PN_{pevi-1} = \frac{\left( N_{peski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^3 \right) + \left( N_{peski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^2 \right) + \left( N_{peski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i) \right)}{3},$$

kde

$t$  [-] je letopočet roku v rámci regulačního období,

$L$  [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$N_{peski}$  [Kč] jsou skutečné náklady provozovatele přenosové soustavy nezbytné k zajištění přenosu elektřiny,

$X_i$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnost přenos elektřiny,

$I_{pet}$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů provozovatele přenosové soustavy příslušného roku  $t$  stanovená vztahem

$$I_{pet} = (1 - p_{peIMt}) \times IPS_t + p_{peIMt} \times IM_t,$$

kde

$p_{peIMt}$  [-] je váha mzdového indexu provozovatele přenosové soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost přenos elektřiny v roce  $t-1$ ; v případě, že hodnoty za rok  $t-1$  nejsou známy, použijí se hodnoty za rok  $t-2$ ,

$IPS_t$  [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb, stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Infračinné služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami, úpravami krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby, zveřejněných ČSÚ v tabulce „Indexy cen v tržních službách - podíl klouzavých průměrů“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku  $t-1$  na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za poskytované služby podle metodiky Českého statistického úřadu,

$IM_t$  [%] je hodnota mzdového indexu stanovena jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ČSÚ v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku  $t-2$  a konče prvním čtvrtletím roku  $t-1$ , zveřejněných v termínu 30.06. roku  $i-1$ ,

$PS_{pei-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů provozovatele přenosové soustavy, která je stanovena vztahem

$$PS_{pei-1} = \frac{(PS_{pei-4} + PS_{pei-3} + PS_{pei-2})}{3},$$

$$PS_{pei-4} = (PN_{pei-4} - N_{peski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^3 \times k_{psi-4},$$

$$PS_{pei-3} = (PN_{pei-3} - N_{peski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i)^2 \times k_{psi-3},$$

$$PS_{pei-2} = (PN_{pei-2} - N_{peski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{pet}}{100} \times (1 - X_i) \times k_{psi-2},$$

kde

$k_{psi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnávání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby provozovatele přenosové soustavy před začátkem regulačního období,

$O_{pei}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok, stanovená vztahem

$$O_{pei} = O_{pepli} + KF_{peoi},$$

kde

$O_{pepli}$  [Kč] je celková plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok  $i$ , stanovená vztahem

$$O_{pepli} = O_{pempli} + O_{pedmpli},$$

kde

$O_{pempli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku a provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok  $i$ ,

$O_{pedmpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota regulačních odpisů majetku pořízeného z dotace pro provozovatele přenosové soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{peoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele přenosové soustavy, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně majetku pořízeného formou dotace v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$Z_{pei}$  [Kč] je zisk provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok, stanovený vztahem

$$Z_{pei} = \frac{MV_{pei}}{100} \times (RAB_{pei} + NI_{pepli}) + KF_{pezi} + KF_{penii},$$

kde

$MV_{pei}$  [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost přenos elektřiny stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$  podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním,

$RAB_{pei}$  [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok, stanovená vztahem

$$RAB_{pei} = RAB_{pe0} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{peskt-2} + \Delta RAB_{pepli-1} + \Delta RAB_{pepli},$$

kde

$RAB_{pe0}$  [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny vykázaná podle vyhlášky o regulačním výkaznictví<sup>5</sup> pro rok  $L-1$ ,

$\Delta RAB_{peskt-2}$  [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce  $t-2$ , která pro první rok regulačního období nabývá nulové hodnoty, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{peskt-2} = IA_{peskt-2} + MP_{peskt-2} - VM_{peskt-2} - O_{pemskt-2},$$

kde

$IA_{peskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok  $t-2$ ,

$MP_{\text{peskt-2}}$  [Kč] je skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok  $t-2$ ,

$VM_{\text{peskt-2}}$  [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok  $t-2$ ,

$O_{\text{pemskt-2}}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok  $t-2$ ,

$\Delta RAB_{\text{pepli-1}}$  [Kč] je očekávaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce  $i-1$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{\text{pepli-1}} = IA_{\text{pepli-1}} + MP_{\text{pepli-1}} - VM_{\text{pepli-1}} - O_{\text{pempli-1}},$$

kde

$IA_{\text{pepli-1}}$  [Kč] je očekávaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok  $i-1$ ,

$MP_{\text{pepli-1}}$  [Kč] je očekávaná hodnota majetku nabytého přeměnou společností pro rok  $i-1$ ,

$VM_{\text{pepli-1}}$  [Kč] je očekávaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok  $i-1$ ,

$O_{\text{pempli-1}}$  [Kč] je očekávaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok  $i-1$ ,

$\Delta RAB_{\text{pepli}}$  [Kč] je plánovaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce  $i$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{\text{pepli}} = IA_{\text{pepli}} + MP_{\text{pepli}} - VM_{\text{pepli}} - O_{\text{pempli}},$$

kde

$IA_{\text{pepli}}$  [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok  $i$ ,

$MP_{\text{pepli}}$  [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společností pro rok  $i$ ,

$VM_{\text{pepli}}$  [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok  $i$ ,

$O_{\text{pempli}}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok  $i$ .

Pokud dojde ke změně ZHA mezi roky  $i-2$  a  $i-3$ , mohou být tyto změny po posouzení Úřadem v hodnotě RAB zohledněny.

$NI_{\text{pepli}}$  [Kč] je plánovaná souhrnná hodnota nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, kterými se rozumí jednotlivé nedokončené investice s plánovanou dobou pořízení bez zahrnutí doby příprav delší než 2 roky (24 měsíců) a hodnotou kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč,

$KF_{\text{pezi}}$  [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele přenosové soustavy, zohledňující rozdíl zisku stanovený v roce  $i-2$  postupem podle bodu 14.1.4,

$KF_{\text{penii}}$  [Kč] je korekční faktor zisku z hodnoty povolených nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, zohledňující kumulovaný rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených investic v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$F_{\text{pei}}$  [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele přenosové soustavy, stanovená Úřadem pro rok  $i$ ,

$KF_{\text{pei}}$  [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny stanovený postupem podle bodu 14.1.4,



$KF_{peosti}$  [Kč] je korekční faktor ostatních výnosů stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$IF_{pei}$  [Kč] je investiční faktor provozovatele přenosové soustavy stanovující výši finančních prostředků nezbytných k investicím do obnovy a rozvoje přenosové soustavy podle plánu rozvoje přenosové soustavy, které nejsou pokryty vlastními a cizími zdroji; při stanovení hodnoty investičního faktoru bude Úřad korigovat míru zadlužení provozovatele přenosové soustavy tak, aby celkový úročený dluh odpovídal trojnásobku ukazatele EBITDA; investiční faktor může nabývat kladných i záporných hodnot,

- a) kladný investiční faktor bude uplatněn na základě žádosti provozovatele přenosové soustavy poprvé v roce a ve všech dalších letech, kdy plánovaná míra zadlužení překročí trojnásobek ukazatele EBITDA,
- b) záporný investiční faktor bude uplatněn poprvé v roce, kdy plánovaná míra zadlužení klesne pod trojnásobek ukazatele EBITDA, a poté v každém následujícím roce až do úplného splacení sumy kladných investičních faktorů, tj. investiční faktor bude aplikován i v následujících regulačních obdobích,

$MB_{pei}$  [Kč] je motivační bonus provozovatele přenosové soustavy zohledňující plnění motivačního programu, stanovený vztahem

$$MB_{pei} = \frac{MV_{pembpli}}{100} \times RAB_{pei} + KF_{pembli} ,$$

kde

$MV_{pembpli}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 4.2,

$KF_{pembli}$  [Kč] je korekční faktor motivačního bonusu stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$DOT_{pei}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB, stanovený vztahem

$$DOT_{pei} = -\frac{RF_{pei}}{100} \times RAB_{pedotpli} - O_{pedotpli} + KF_{pedoti} ,$$

kde

$RF_{pei}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9,

$RAB_{pedotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{pedotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{pedoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$n$  [-] je počet účastníků trhu s elektřinou připojených k přenosové soustavě hradících cenu za rezervovanou kapacitu,

$RRK_{(PS-VVN)ki}$  [MW] je roční rezervovaná kapacita přenosové soustavy  $k$ -tého účastníka trhu s elektřinou připojeného k přenosové soustavě pro regulovaný rok; kapacita zařízení přenosové soustavy je rezervována pro účastníky trhu s elektřinou připojené k přenosové soustavě (bez exportu, bez tranzitu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren z přenosové soustavy v čerpadlovém provozu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) včetně provozovatelů regionálních distribučních soustav; rezervovaná kapacita je pro provozovatele regionální distribuční soustavy, určena průměrem bilančních sald hodinových maxim výkonů čtyř zimních měsíců (listopad až únor) za poslední tři ukončená zimní období před regulovaným rokem na rozhraní přenosové a distribuční soustavy.

Jednotková cena za použití sítí přenosové soustavy  $c_{pepsi}$  v Kč/MWh je stanovená vztahem

$$c_{pepsi} = \frac{PRN_{pei}}{RPME2_{peoi}} ,$$

kde

$PRN_{pei}$  [Kč] jsou proměnné náklady provozovatele přenosové soustavy pro regulovaný rok, stanovené vztahem

$$PRN_{pei} = CE_{pei} \times PZT_{pei} + KF_{pepsi},$$

kde

$CE_{pei}$  [Kč/MWh] je cena silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok stanovená Úřadem,

$PZT_{pei}$  [MWh] je plánované množství ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok,

$KF_{pepsi}$  [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za použití přenosových sítí v roce  $i-2$ , přepočtený na úroveň roku  $i$  s uplatněním časové hodnoty peněz, stanovený podle bodu 14.1.4,

$RPME2_{peoi}$  [MWh] je plánované přenesené množství elektřiny (odběr elektřiny z přenosové soustavy pro regulovaný rok, na který se vztahuje cena za použití přenosové soustavy); skládá se z přímého odběru z přenosové soustavy (bez tranzitu, bez exportu), z odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a odběru výrobců včetně jejich odběru na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla a z bilančního salda transformace na rozhraní přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav.

Roční platba za rezervovanou kapacitu přenosové sítě  $k$ -tého odběratele  $RPRK_{(PS-VVN)ki}$  v Kč je vypočtena regulačním vztahem

$$RPRK_{(PS-VVN)ki} = c_{perci} \times RRR_{(PS-VVN)ki}.$$

Jako informativní je určena výpočtová průměrná jednosložková cena za přenos elektřiny  $c_{pei}$  v Kč/MWh, včetně korekčního faktoru, stanovená vztahem

$$c_{pei} = \frac{UPV_{pei}}{RPME1_{peoi}} + c_{pepsi},$$

kde

$RPME1_{peoi}$  [MWh] je plánované přenesené množství elektřiny (odběr elektřiny z přenosové soustavy) pro regulovaný rok, které se skládá z přímého odběru z přenosové soustavy (bez exportu, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) a z bilančního salda transformace na rozhraní přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- MW a MWh na 3 desetinná místa,
- Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst.

Konečná měsíční cena za roční rezervovanou kapacitu v Kč/MW/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny.

Konečná cena za použití sítí přenosové soustavy v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

## 14.1.2 Postup stanovení ceny za systémové služby

Cena za systémové služby  $c_{ssi}$  v Kč/MWh je stanovena regulačním vztahem

$$c_{ssi} = \frac{UPV_{ssi}}{RMESS1_i},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$UPV_{ssi}$  [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$UPV_{ssi} = PV_{ssi} + PNC_{psi} - PV_{zucti} + KF_{ssi},$$

kde

$PV_{ssi}$  [Kč] je hodnota povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PV_{ssi} = PN_{ssi} + O_{ssi} + Z_{ssi} + F_{ssi},$$

kde

$PN_{ssi}$  [Kč] je hodnota povolených stálých nákladů, nezbytných k zajištění obchodu se systémovými službami pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$PN_{ssi} = (PN_{ssvi-1} + PS_{ssi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i),$$

kde

$PN_{ssvi-1}$  [Kč] je základna povolených nákladů k zajištění obchodu se systémovými službami, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovena vztahem

$$PN_{ssvi-1} = \frac{\left( N_{ssski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^3 \right) + \left( N_{ssski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^2 \right) + \left( N_{ssski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i) \right)}{3},$$

kde

$t$  [-] je letopočet roku regulačního období,

$L$  [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$N_{ssski}$  [Kč] jsou skutečné náklady provozovatele přenosové soustavy nezbytné k zajištění poskytování systémových služeb,

$X_i$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnost poskytování systémových služeb,

$I_{sst}$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku  $t$  provozovatele přenosové soustavy pro činnost systémových služeb stanovena vztahem

$$I_{sst} = (1 - p_{ssIMt}) \times IPS_t + p_{ssIMt} \times IM_t,$$

kde

$p_{ssIMt}$  [-] je váha mzdového indexu provozovatele přenosové soustavy pro činnost poskytování systémových služeb stanovena jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost poskytování systémových služeb v roce  $t-1$ ; v případě, že hodnoty za rok  $t-1$  nejsou známy, použijí se hodnoty nákladů za rok  $t-2$ ,

$IPS_t$  [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb, stanovena jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Infračinnosti, 68-Služby v oblasti

nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami, úpravami krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby, zveřejněných ČSÚ v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku  $t-1$  na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za poskytované služby podle metodiky Českého statistického úřadu,

$IM_t$  [%] je hodnota mzdového indexu stanovena jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ČSÚ v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku  $t-2$  a konče prvním čtvrtletím roku  $t-1$ , zveřejněných v termínu 30.06. roku  $i-1$ ,

$PS_{ssi-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů provozovatele přenosové soustavy, která je stanovena vztahem

$$PS_{ssi-1} = \frac{(PS_{ssi-4} + PS_{ssi-3} + PS_{ssi-2})}{3},$$

$$PS_{ssi-4} = (PN_{ssi-4} - N_{ssski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^3 \times k_{ssi-4},$$

$$PS_{ssi-3} = (PN_{ssi-3} - N_{ssski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i)^2 \times k_{ssi-3},$$

$$PS_{ssi-2} = (PN_{ssi-2} - N_{ssski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{sst}}{100} \times (1 - X_i) \times k_{ssi-2},$$

kde

$k_{ssi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnávání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby provozovatele přenosové soustavy před začátkem regulačního období,

$O_{ssi}$  [Kč] je povolená hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$O_{ssi} = O_{sspli} + KF_{ssoi},$$

kde

$O_{sspli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce  $i$ ,

$KF_{ssoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů, stanovený jako rozdíl mezi skutečně dosaženou a plánovanou hodnotou odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku pro činnost poskytování systémových služeb v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$Z_{ssi}$  [Kč] je povolený zisk provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok daný vztahem

$$Z_{ssi} = Z_{ssro} + Z_{ssBi-2},$$

kde

$Z_{ssro}$  [Kč] je povolený zisk za činnost poskytování systémových služeb, konstantní pro celé regulační období, stanovený Úřadem na základě fixní hodnoty zisku,

$Z_{ssBi-2}$  [Kč] je motivační složka zisku pro činnost poskytování systémových služeb, přiznaná na základě splnění podmínek stanovených v bodu 4.10,

$F_{ssi}$  [Kč] je hodnota faktoru trhu pro činnost poskytování systémových služeb, stanovena Úřadem pro rok  $i$ ,

**PNC<sub>psi</sub>** [Kč] je celková hodnota plánovaných nákladů na nákup služeb výkonové rovnováhy pro regulovaný rok vykázaná podle vyhlášky o regulačním výkaznictví<sup>5</sup>,

**PV<sub>zucti</sub>** [Kč] je plánovaný součet rozdílů výnosů z vypořádání rozdílů plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky podle vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou a souvisejících nákladů a rozdílů výnosů a nákladů na regulační energii, zajišťování nefrekvenčních podpůrných služeb, na operativní dodávky elektřiny ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy, na nápravná opatření a plánované náhrady za neodebranou elektřinu při dispečerském řízení podle dle § 26 odst. 6 energetického zákona,

**KF<sub>ssi</sub>** [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost poskytování systémových služeb v roce  $i-2$  vypočtený podle bodu 14.1.4,

**RMESS<sub>i</sub>** [MWh] je plánované množství elektřiny odebrané zákazníky, výrobci elektřiny a provozovateli přenosové nebo distribučních soustav pro ostatní spotřebu těchto provozovatelů soustav pro regulovaný rok, bez odběru pro technologickou vlastní spotřebu elektřiny, bez elektřiny odebrané pro čerpání přečerpávacích vodních elektráren, bez elektřiny dodané do zahraničí s výjimkou dodávky elektřiny do vymezeného ostrovního provozu v zahraničí napojeného na elektrizační soustavu České republiky a bez elektřiny na krytí ztrát v přenosové a distribuční soustavě.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa,
- e) poměrná míra na 5 desetinných míst.

Konečná cena v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

### 14.1.3 Postup stanovení cen zajištění distribuce elektřiny

Pro účely regulace cen zajišťování distribuce elektřiny je distribuční soustava rozčleněna na tyto části:

- a) napěťová hladina VVN,
- b) napěťová hladina VN spolu s transformací VVN/VN,
- c) napěťová hladina NN spolu s transformací VN/NN.

Jednotková cena za roční rezervovanou kapacitu na napěťových hladinách VVN a VN  $s_{dxerci}$  v Kč/MW/rok je stanovena regulačním vztahem

$$s_{dxerci} = \frac{UPV_{dxei}}{RK_{KZxei-2} + KTR_{xi}},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$x$  [-] je pořadové číslo napěťové hladiny (VVN, VN, NN),

**UPV<sub>dxei</sub>** [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok stanovena vztahem

$$UPV_{dxei} = PV_{dxei} \times k_{pvxi} + PV_{d(x+1)ei} \times (1 - k_{pv(x+1)i}) + KF_{dxei} + KF_{dxei} + KF_{dxeosti} + KF_{dxePpSi} + Q_{dxei} + MB_{dxei} + DOT_{dxei},$$

kde

**PV<sub>dxei</sub>** [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok stanovena vztahem

$$PV_{dxei} = PN_{dxei} + O_{dxei} + Z_{dxei} + F_{dxei},$$



kde

$PN_{dxei}$  [Kč] jsou povolené náklady provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách nezbytné k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok, stanovené vztahem

$$PN_{dxei} = (PN_{dxevi-1} + PS_{dxei-1}) \times \prod_{t=L+1}^{L+i} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i),$$

kde

$PN_{dxevi-1}$  [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$PN_{dxevi-1} = \frac{\left( N_{dxeski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^3 \right) + \left( N_{dxeski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^2 \right) + \left( N_{dxeski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i) \right)}{3},$$

kde

$t$  [-] je letopočet roku regulačního období,

$L$  [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$N_{dxeski}$  [Kč] jsou skutečné náklady provozovatele distribuční soustavy nezbytné k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových hladinách,

$X_i$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnost distribuce elektřiny,

$I_{det}$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů provozovatele distribuční soustavy příslušného roku  $t$  stanovená vztahem

$$I_{det} = (1 - p_{delMt}) \times IPS_t + p_{delMt} \times IM_t,$$

kde

$p_{delMt}$  [-] je individuální váha mzdového indexu provozovatele distribuční soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost distribuce elektřiny v roce  $t-1$ ; v případě, že hodnoty za rok  $t-1$  nejsou známy, použijí se hodnoty za rok  $t-2$ ,

$IPS_t$  [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb, stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Infomační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami, úpravami krajiny, 82-Administrativní a jiné podpůrné služby, zveřejněných ČSÚ v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku  $t-1$  na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za poskytované služby podle metodiky Českého statistického úřadu,

$IM_t$  [%] je hodnota mzdového indexu stanovena jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ČSÚ v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku  $t-2$  a konče prvním čtvrtletím roku  $t-1$ , zveřejněných v termínu 30.06. roku  $i-1$ ,

$PS_{dxei-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách stanovená vztahem

$$PS_{dxei-1} = k_{dxeNi-1} \times PS_{dei-1},$$

kde

$k_{dxeNi-1}$  [-] váha jednotlivých napěťových hladin komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů vypočtená jako podíl základny povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro rok  $i-1$  a celkové základny povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i-1$ ,

$PS_{dei-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů provozovatele distribuční soustavy, která je stanovena vztahem

$$PS_{dei-1} = \frac{(PS_{dei-4} + PS_{dei-3} + PS_{dei-2})}{3},$$

$$PS_{dei-4} = (PN_{dei-4} - N_{deski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^3 \times k_{dsi-4},$$

$$PS_{dei-3} = (PN_{dei-3} - N_{deski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i)^2 \times k_{dsi-3},$$

$$PS_{dei-2} = (PN_{dei-2} - N_{deski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{det}}{100} \times (1 - X_i) \times k_{dsi-2},$$

kde

$k_{dsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnávání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby provozovatele distribuční soustavy před začátkem VI. RO,

$O_{dxei}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok, stanovena vztahem

$$O_{dxei} = O_{dxepli} + KF_{dxeoi},$$

kde

$O_{dxepli}$  [Kč] je celková plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy stanovena v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok  $i$ , stanovena vztahem

$$O_{dxepli} = O_{dxempli} + O_{dxdempli},$$

kde

$O_{dxempli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku a provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách sloužícího k zajištění distribuce pro regulovaný rok  $i$ ,

$O_{dxdempli}$  [Kč] je plánovaná hodnota regulačních odpisů majetku pořízeného z dotace pro provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách stanovena v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění distribuce pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{dxeoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$Z_{dxei}$  [Kč] je zisk provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok, stanovený vztahem

$$Z_{dxei} = \frac{MV_{dei}}{100} \times (RAB_{dxei} + NI_{dxepli}) + KF_{dxezi} + KF_{dxenii},$$

kde

$MV_{dei}$  [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny stanovena Úřadem pro regulovaný rok  $i$  podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním,

$RAB_{dxei}$  [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok stanovená vztahem

$$RAB_{dxei} = RAB_{dei} \times k_{dxei-2},$$

$$RAB_{dei} = RAB_{de0} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{deskt-2} + \Delta RAB_{depli-1} + \Delta RAB_{depli},$$

kde

$RAB_{de0}$  [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny vykázaná podle vyhlášky o regulačním výkaznictví<sup>5</sup> pro rok  $L-1$ ,

$\Delta RAB_{deskt-2}$  [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce  $t-2$ , která pro první rok regulačního období nabývá nulové hodnoty, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{deskt-2} = IA_{deskt-2} + MP_{deskt-2} - VM_{deskt-2} - O_{demskt-2},$$

kde

$IA_{deskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$MP_{deskt-2}$  [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok  $t-2$ ,

$VM_{deskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$O_{demskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribučních služeb pro regulovaný rok  $t-2$ ,

$\Delta RAB_{depli-1}$  [Kč] je očekávaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce  $i-1$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{depli-1} = IA_{depli-1} + MP_{depli-1} - VM_{depli-1} - O_{dempli-1},$$

kde

$IA_{depli-1}$  [Kč] je očekávaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i-1$ ,

$MP_{depli-1}$  [Kč] očekávaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok  $i-1$ ,

$VM_{depli-1}$  [Kč] je očekávaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i-1$ ,

$O_{dempli-1}$  [Kč] je očekávaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribučních služeb pro regulovaný rok  $i-1$ ,

$\Delta RAB_{depli}$  [Kč] je plánovaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce  $i$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{depli} = IA_{depli} + MP_{depli} - VM_{depli} - O_{dempli},$$

kde

$IA_{depli}$  [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i$ ,

$MP_{depli}$  [Kč] plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok  $i$ ,

$VM_{depli}$  [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i$ ,

$O_{dempli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribučních služeb pro regulovaný rok  $i$ ,

Pokud dojde ke změně ZHA mezi roky  $i-2$  a  $i-3$ , mohou být tyto změny po posouzení Úřadem v hodnotě RAB zohledněny.

$NI_{dxepli}$  [Kč] je plánovaná souhrnná hodnota nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy, kterými se rozumí jednotlivé nedokončené investice s plánovanou dobou pořízení delší než 2 roky (24 měsíců) a hodnotou kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč,

$K_{dxei-2}$  [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku  $i-2$ , vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce  $i-2$ ,

$KF_{dxezi}$  [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou zisku z regulační báze aktiv v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$KF_{dxezii}$  [Kč] je korekční faktor zisku z hodnoty povolených nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující kumulovaný rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou zisku z nedokončených investic v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

$F_{dxei}$  [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, stanovená Úřadem pro rok  $i$ ,

$k_{pvxi}$  [-] je koeficient korekce povolených výnosů  $x$ -té napěťové hladiny pro regulovaný rok stanovený Úřadem za účelem stabilizace cen v regulačním období, přičemž pro napěťovou hladinu NN je roven jedné,

$PV_{d(x+1)ei}$  [Kč] je hodnota povolených výnosů za činnost distribuce elektřiny pro napěťovou hladinu o jednu vyšší než je  $x$ -tá napěťová hladina, kromě napěťové hladiny VVN,

$k_{pv(x+1)i}$  [-] je koeficient korekce povolených výnosů pro o jednu napěťovou hladinu vyšší než je  $x$ -tá napěťová hladina, kromě napěťové hladiny VVN, pro regulovaný rok,

$KF_{dxei}$  [Kč] je korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k napěťové hladině vypočtený podle bodu 14.1.4 stanovený za rok  $i-2$ ,

$KF_{dxehi}$  [Kč] je korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k napěťové hladině vypočtený podle bodu 14.1.4 obsahující korekci za rok  $i-3$  a starší roky,

$KF_{dxeosti}$  [Kč] je korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy přiřazený k příslušné napěťové hladině vypočtený podle bodu 14.1.4,

$KF_{dxePpSi}$  [Kč] je korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy, přiřazený k příslušné napěťové hladině vypočtený podle bodu 14.1.4,

$Q_{dxei}$  [Kč] je faktor kvality na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny v letech  $i-2$  a  $i-3$  ve vztahu k požadovaným úrovním ukazatelů kvality pro rok  $i-2$ , stanovený vztahem

$$Q_{dxei} = Q_{dei} \times q_{dxe} ,$$

kde

$Q_{dei}$  [Kč] je faktor kvality, zohledňující dosaženou úroveň kvality služeb distribuce elektřiny v letech  $i-2$  a  $i-3$  ve vztahu k definovaným standardům za celou distribuční soustavu pro rok  $i-2$ , stanovený vztahem

$$Q_{dei} = Q_{de1i} + Q_{de2i} ,$$

kde

$Q_{de1i}$  [Kč] je faktor kvality zohledňující počet přerušení distribuce elektřiny v odběrných místech zákazníků distribuční soustavy,

$Q_{de2i}$  [Kč] je faktor kvality zohledňující doby přerušení distribuce elektřiny v odběrných místech zákazníků distribuční soustavy,

každý z uvedených faktorů kvality je stanoven vztahy

$$Q_{de1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DQ_{maxi-2} - HHNP_{i-2}} \times (DQ_u - HHNP_{i-2}) \text{ pro } HHNP_{i-2} > DQ_u > DQ_{maxi-2},$$

$$Q_{de1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times \frac{MAX_{i-2}}{DHNP_{i-2} - DQ_{mini-2}} \times (DQ_u - DHNP_{i-2}) \text{ pro } DHNP_{i-2} < DQ_u < DQ_{mini-2},$$

$$Q_{de1,2i} = \frac{Z_{dei-2}}{2} \times MAX_{i-2} \text{ pro } DQ_u \leq DQ_{maxi-2},$$

$$Q_{de1,2i} = \frac{-Z_{dei-2}}{2} \times MAX_{i-2} \text{ pro } DQ_u \geq DQ_{mini-2},$$

$$Q_{de1,2i} = 0 \text{ pro } DHNP_{i-2} \geq DQ_u \geq HHNP_{i-2},$$

kde

$Z_{dei-2}$  [Kč] je plánovaný zisk provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i-2$ ,

$MAX_{i-2}$  [-] je poměrné číslo, vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i-2$   $Z_{dei-2}$ ,

$DQ_{maxi-2}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je limitní hodnota ukazatele kvality pro rok  $i-2$ , od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu za dosaženou kvalitu služeb,

$DQ_{mini-2}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je limitní hodnota ukazatele kvality pro rok  $i-2$ , do níž je uplatňována maximální hodnota penále za dosaženou kvalitu služeb,

$HHNP_{i-2}$ ,  $DHNP_{i-2}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] jsou horní a dolní hranice neutrálního pásma pro rok  $i-2$ , v jejichž rozmezí se bonus ani penále pro ukazatel kvality neuplatňují,

$DQ_u$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je uznaná hodnota úrovně ukazatele kvality stanovená vztahy

$$DQ_u = DQ_v \text{ pro } DQ_v \leq DHNP_{i-2},$$

$$DQ_u = DQ_v \text{ pro } DQ_v > DHNP_{i-2} \text{ a současně } DQ_{kat213} = 0,$$

$$DQ_u = DQ_v - DQ_{kat213} \text{ pro } DQ_v > DHNP_{i-2} \text{ a současně } DQ_{kat213} > 0 \text{ a současně } DQ_{kat213} < DQ_v - DHNP_{i-2},$$

$$DQ_u = DHNP_{i-2} \text{ pro } DQ_v > DHNP_{i-2} \text{ a současně } DQ_{kat213} > 0 \text{ a současně } DQ_{kat213} \geq DQ_v - DHNP_{i-2},$$

kde

$DQ_{kat213}$  je průměrná dílčí hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality za přerušení kategorie č. 213 a 215 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice stanovená vztahem

$$DQ_{kat213} = \frac{DQ_{kat213i-2} + DQ_{kat213i-3}}{2},$$

kde

$DQ_{kat213i-2}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je dílčí hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce  $i-2$ , přičemž pro výpočet  $Q_{de1i}$  je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI<sub>s</sub> v roce  $i-2$  vypočítaný z přerušení kategorie č. 213 a 215 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice a pro výpočet  $Q_{de2i}$  je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI<sub>s</sub> v roce  $i-2$  vypočítaná z přerušení kategorie č. 213 a 215 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,



$DQ_{kat213i-3}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je dílčí hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce  $i-3$ , přičemž pro výpočet  $Q_{de1i}$  je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI<sub>s</sub> v roce  $i-3$  vypočítaný z přerušení kategorie č. 213 a 215 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice a pro výpočet  $Q_{de2i}$  je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI<sub>s</sub> v roce  $i-3$  vypočítaná z přerušení kategorie č. 213 a 215 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

$DQ_v$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je průměrná hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality za přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice, stanovená vztahem

$$DQ_v = \frac{DQ_{i-2} + DQ_{i-3}}{2},$$

kde

$DQ_{i-2}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce  $i-2$ , přičemž pro výpočet  $Q_{de1i}$  je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI<sub>s</sub> v roce  $i-2$  vypočítaný z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice a pro výpočet  $Q_{de2i}$  je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI<sub>s</sub> v roce  $i-2$  vypočítaná z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

$DQ_{i-3}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je hodnota dosažené úrovně ukazatele kvality v roce  $i-3$ , přičemž pro výpočet  $Q_{de1i}$  je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI<sub>s</sub> v roce  $i-3$  vypočítaný z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice a pro výpočet  $Q_{de2i}$  je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI<sub>s</sub> v roce  $i-3$  vypočítaná z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

$q_{dxe}$  [-] je koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové hladiny stanovený Úřadem,

$$DQ_{maxi-2} = STQ_{i-2} - q_{max},$$

$$DQ_{mini-2} = STQ_{i-2} + q_{max},$$

$$HHNP_{i-2} = STQ_{i-2} - q_{NP},$$

$$DHNP_{i-2} = STQ_{i-2} + q_{NP},$$

kde

$STQ_{i-2}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je hodnota požadované úrovně ukazatele kvality pro rok  $i-2$ , přičemž pro výpočet  $Q_{de1i}$  je jí průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIFI<sub>s</sub> z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice, a pro výpočet  $Q_{de2i}$  je jí průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v soustavě SAIDI<sub>s</sub> z přerušení kategorií č. 11 a č. 2 dle vyhlášky o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice,

$q_{max}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je číslo vyjadřující vzdálenost limitní hodnoty ukazatele kvality od požadované hodnoty v roce 2025, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,

$q_{NP}$  [počet přerušení nebo minut na zákazníka za rok] je číslo vyjadřující vzdálenost horní a dolní hranice neutrálního pásma od požadované hodnoty v roce 2025,

$MB_{dxei}$  [Kč] je motivační bonus provozovatele distribuční soustavy zohledňující plnění motivačního programu, stanovený vztahem

$$MB_{dxei} = MB_{dei} \times k_{dxei-2} ,$$

kde

$$MB_{dei} = \frac{MV_{dembpli}}{100} \times RAB_{dei} + KF_{dembli} ,$$

kde

**MV<sub>dembpli</sub>** [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 5.3,

**KF<sub>dembli</sub>** [Kč] je korekční faktor motivačního bonusu stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

**k<sub>dxei-2</sub>** [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku *i-2*, vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce *i-2*,

**DOT<sub>dxei</sub>** [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB, stanovený vztahem

$$DOT_{dxei} = DOT_{dei} \times k_{dxei-2} ,$$

kde

$$DOT_{dei} = -\frac{RF_{dei}}{100} \times RAB_{dedotpli} - O_{dedotpli} + KF_{dedoti} ,$$

kde

**RF<sub>dei</sub>** [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9,

**RAB<sub>dedotpli</sub>** [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku *i*,

**O<sub>dedotpli</sub>** [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce *i*,

**KF<sub>dedoti</sub>** [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.1.4,

**RK<sub>KZxei-2</sub>** [MW] je celková průměrná rezervovaná kapacita zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu s výjimkou odběrů elektřiny vymezených ostrovních provozů v zahraničí napojených na elektrizační soustavu České republiky, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro pokrytí spotřeby v areálu výroby) pro napěťovou hladinu VVN nebo VN vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce *i-2*; v odůvodněných případech je možné pro stanovení celkové průměrné rezervované kapacity zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav a výrobců elektřiny druhé kategorie vyjít z plánů rezervované kapacity vykázaných provozovatelem distribuční soustavy pro rok *i*,

**KTR<sub>xi</sub>** [MW] jsou výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace z napěťové hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu pro regulovaný rok, které se stanoví podle vztahů

$$KTR_{VVNi} = \frac{RK_{KZVNei-2} \times TE_{TRVVNei}}{RME_{KZVNei}} ,$$

$$KTR_{VNi} = \frac{RK_{KZVNei-2} \times TE_{TRVNei}}{RME_{KZVNei}} ,$$

kde

**TE<sub>TRVVNei</sub>**, **TE<sub>TRVNei</sub>** [MWh] jsou roční množství elektřiny transformovaná z napěťové hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu plánovaná provozovatelem distribuční soustavy pro regulovaný rok,

**RME<sub>KZVNei</sub>** [MWh] je roční množství elektřiny odebírané zákazníky na napěťové hladině VN plánované provozovatelem distribuční soustavy pro regulovaný rok.

Jednotková cena za měsíční rezervovanou kapacitu **sm<sub>dxcerci</sub>** v Kč/MW/měsíc na napěťových hladinách VVN a VN, včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny, je stanovena podle regulačního vztahu

$$sm_{dxerci} = \frac{s_{dxerci} \times k_{zni}}{12},$$

kde

$k_{zni}$  [-] je koeficient znevýhodnění měsíční rezervované kapacity na napěťových hladinách VVN a VN pro regulovaný rok stanovený vztahem

$$k_{zni} = k_{nri} + \frac{k_{pri}}{100},$$

kde

$k_{nri}$  [-] je koeficient nerovnoměrnosti určený jako podíl součtu maximální roční a maximální měsíční rezervované kapacity a součtu průměrné roční a průměrné měsíční rezervované kapacity, skutečně rezervované zákazníky na napěťových hladinách VVN a VN v roce  $i-2$ ,

$k_{pri}$  [%] je procentní přírůstek ke koeficientu nerovnoměrnosti pro regulovaný rok stanovená Úřadem na základě zkušeností a hodnot stanovených pro IV. RO.

Jednotková cena za použití sítě na napěťových hladinách  $s_{dxepzi}$  v Kč/MWh je stanovena regulačním vztahem

$$s_{dxepzi} = \frac{PRN_{dxei}}{RDME_{2,xi}},$$

kde

$PRN_{dxei}$  [Kč] jsou proměnné náklady na distribuci elektřiny provozovatele distribuční soustavy pro napěťovou hladinu  $x$  pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PRN_{dxei} = CE_{dei} \times PZT_{dxei} + KF_{dxepsi},$$

kde

$CE_{dei}$  [Kč/MWh] je cena elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok, stanovená pro provozovatele distribuční soustavy Úřadem na základě vývoje cen elektřiny na velkoobchodním trhu,

$PZT_{dxei}$  [MWh] je povolené množství ztrát v napěťové hladině pro regulovaný rok stanovené Úřadem na základě plánovaných hodnot společnosti, přičemž platí, že

$$PZT_{dxei} \leq PZT_{dxeimax} = \frac{k_{zdxei} \times RDME_{pzdxi}}{100},$$

kde

$k_{zdxei}$  [%] je povolená míra celkových ztrát v  $x$ -té napěťové hladině distribuční soustavy pro regulovaný rok, stanovená Úřadem na základě skutečně dosažených hodnot příslušného provozovatele distribuční soustavy s přihlédnutím k plánovanému vývoji ztrát, vztažená ke vstupujícímu toku elektřiny do této napěťové hladiny distribuční soustavy,

$RDME_{pzdxi}$  [MWh] je plánované množství elektřiny pro regulovaný rok na vstupu do  $x$ -té napěťové hladiny distribuční soustavy provozovatele distribuční soustavy (dodávka z výroben elektřiny připojených k distribuční soustavě, dodávka z přenosové soustavy a dodávka ze sousedních distribučních soustav včetně dovozu ze zahraničí, s výjimkou dodávky zdrojů nezaplatněné cenou za použití sítě vzhledem k vlivu umístění měření),

$KF_{dxepsi}$  [Kč] je korekční faktor za použití distribučních sítí v roce  $i-2$  pro  $x$ -tou napěťovou hladinu distribuční soustavy, přepočtený na úroveň roku  $i$  s uplatněním časové hodnoty peněz, který zahrnuje i opravu korekčního faktoru za použití distribučních sítí v roce  $i-3$  po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny odběrných míst s neprůběhovým měřením, stanovený podle bodu 14.1.4,

$RDME_{2,xi}$  [MWh] je plánované množství elektřiny pro regulovaný rok distribuované  $x$ -tou napěťovou hladinou; jedná se o množství elektřiny odebrané všemi zákazníky včetně odběrů provozovatelů lokálních distribučních soustav, množství elektřiny transformované do nižších napěťových hladin (kromě NN) množství elektřiny odebrané pro ostatní spotřebu provozovatele

distribuční soustavy, množství elektřiny odebrané do vymezeného ostrovního provozu v zahraničí napojeného na elektrizační soustavu České republiky, za odběr přečerpávacích vodních elektráren v režimu čerpání a za odběr výrobců včetně jejich technologické vlastní spotřeby, s výjimkou odběrů nezpлатněných cenou za použití distribuční sítě vzhledem k vlivu umístění měření.

Jako informativní je určena výpočtová průměrná jednosložková cena zajišťování distribuce elektřiny pro samostatné napěťové hladiny VVN a VN  $s_{dx_{ei}}$  v Kč/MWh, včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny, podle vztahu

$$s_{dx_{ei}} = \frac{s_{dx_{erci}} \times RK_{KZx_{ei}}}{RME_{KZx_{ei}}} + s_{dx_{epzi}},$$

pro napěťovou hladinu NN  $s_{dNNei}$  v Kč/MWh, včetně korekčního faktoru za distribuci elektřiny, podle vztahu

$$s_{dNNei} = \frac{UPV_{dNNei}}{RDME_{KZNNei}} + s_{dNNeppi},$$

kde

$RME_{KZx_{ei}}$  [MWh] je plánované množství elektřiny odebírané zákazníky na jednotlivých napěťových hladinách pro regulovaný rok.

Cena zajišťování distribuce elektřiny se rozděluje na část za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/měsíc, která se stanoví jako cena za roční rezervovanou kapacitu vydělená 12, a na část za použití sítí distribuční soustavy na dané napěťové hladině v Kč/MWh.

Cena za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/rok a za použití sítí distribuční soustavy v Kč/MWh na napěťové hladině VVN jsou stanoveny regulačními vztahy

$$c_{dVVNerci} = s_{dVVNerci} + c_{perci} \times \frac{RRK_{(PS-VVN)ei} + \sum_{k=1}^n RRK_{(VVNk-VVN)ei-2}}{RK_{KZVVNei-2} + KTR_{VVNi}},$$

$$c_{dVVNepzi} = s_{dVVNepzi} + c_{pepsi} \times \frac{TE_{(PS-VVN)ei} + \sum_{k=1}^n TE_{(VVNk-VVN)ei}}{RDME2_{VVNi}}.$$

Cena za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/rok a za použití sítí distribuční soustavy v Kč/MWh na napěťové hladině VN jsou stanoveny regulačními vztahy

$$c_{dVNerci} = s_{dVNerci} + c_{dVVNerci} \times \frac{KTR_{VVNi}}{RK_{KZVNei-2} + KTR_{VNi}},$$

$$c_{dVNepzi} = s_{dVNepzi} + c_{dVVNepzi} \times \frac{TE_{TRVVNei}}{RDME2_{VNi}},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$s_{dVVNerci}$ ,  $s_{dVNerci}$  [Kč/MW] jsou jednotkové ceny za roční rezervovanou kapacitu napěťové hladiny VVN a VN pro regulovaný rok,

$c_{perci}$  [Kč/MW] cena za roční rezervovanou kapacitu přenosové soustavy stanovená podle bodu 14.1.1,

$RRK_{(PS-VVN)ei}$  [MW] je rezervovaná kapacita přenosové soustavy pro příslušnou distribuční soustavu připojenou k přenosové soustavě pro regulovaný rok stanovená podle bodu 14.1.1,

$n$  [-] je počet sousedních distribučních soustav,

$RRK_{(VVNk-VVN)ei-2}$  [MW] je bilanční saldo rezervované kapacity mezi napěťovou hladinou VVN  $k$ -tého provozovatele sousední distribuční soustavy a příslušným držitelem licence na distribuci elektřiny, kteří jsou připojeni k přenosové soustavě, stanovené jako průměr skutečně naměřených měsíčních hodinových maxim výkonů 4 zimních měsíců na přelomu roků  $i-2$  a  $i-1$ ,

$RK_{KZVVNei-2}$ ,  $RK_{KZVNei-2}$  [MW] je celková průměrná rezervovaná kapacita zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (bez exportu s výjimkou odběrů elektřiny vymezených ostrovních provozů v zahraničí napojených na elektrizační soustavu České republiky, bez odběru přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu, bez tranzitu a bez odběru výrobců, kromě výrobců druhé kategorie, pro krytí spotřeby v areálu výroby) napěťové hladiny VVN a VN, vykázaná provozovatelem distribuční soustavy v roce  $i-2$ ; v odůvodněných případech je možné pro stanovení celkové průměrné rezervované kapacity zákazníků včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav a výrobců elektřiny druhé kategorie vyjít z plánů rezervované kapacity vykázaných provozovatelem distribuční soustavy pro rok  $i$ ,

$KTR_{VVNi}$ ,  $KTR_{VNi}$  [MW] jsou výpočtové hodnoty rezervované kapacity transformace z hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu pro regulovaný rok,

$S_{dVVNepzi}$ ,  $S_{dVNepzi}$ ,  $S_{dNNepzi}$  [Kč/MWh] jsou jednotkové ceny za použití napěťových hladin pro regulovaný rok,

$C_{pepsi}$  [Kč/MWh] je cena za použití sítí přenosové soustavy stanovená podle bodu 14.1.1,

$TE_{(PS-VVN)ei}$ ,  $TE_{TRVVNei}$ ,  $TE_{TRVNei}$  [MWh] jsou předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok mezi přenosovou soustavou a napěťovou hladinou VVN distribuční soustavy, popřípadě předpokládané toky elektřiny transformací z napěťové hladiny VVN a VN na nižší napěťovou hladinu; je uvažován tok v transformaci mezi hladinami (na vstupu do transformace, tedy se započtením ztrát v transformaci mezi napěťovými hladinami); ztráty v transformaci z přenosové soustavy na napěťovou hladinu VVN distribuční soustavy jsou započteny do ztrát přenosové soustavy,

$TE_{(VVNk-VVN)ei}$  [MWh] je předpokládané bilanční saldo elektřiny pro regulovaný rok mezi napěťovou hladinou VVN  $k$ -tého provozovatele sousední distribuční soustavy a příslušným provozovatelem distribuční soustavy, jejichž distribuční soustavy jsou připojeny k přenosové soustavě,

$RDME2_{VVNi}$ ,  $RDME2_{VNi}$ ,  $RDME2_{NNi}$  [MWh] jsou předpokládané toky elektřiny pro regulovaný rok na výstupu z napěťové hladiny distribuční soustavy; jedná se o odběry zákazníků na dané napěťové hladině, toky do transformace elektřiny do nižších napěťových hladin (kromě NN), odběr provozovatelů lokálních distribučních soustav, odběry elektřiny vymezených ostrovních provozů v zahraničí napojených na elektrizační soustavu České republiky a odběry přečerpávacích vodních elektráren v čerpadlovém provozu a odběr výrobců včetně jejich odběru na výrobu elektřiny nebo na výrobu elektřiny a tepla na dané napěťové hladině.

Průměrná cena jednotkového množství elektřiny za použití sítě na napěťové hladině NN v Kč/MWh je stanovena regulačním vztahem

$$C_{dNNepzi} = S_{dNNepzi} + C_{dVNepzi} \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}}$$

Na napěťové hladině NN jsou stanoveny ceny zajišťování distribuce elektřiny pro zákazníky přímo z upravených povolených výnosů a proměnných nákladů připadajících na napěťovou hladinu NN včetně části nákladů vyšších napěťových hladin. Fixní složka ceny v Kč je vztažena k plánované roční rezervované kapacitě v A vyjádřenou jmenovitou proudovou hodnotou hlavního jističe před elektroměrem (technické maximum) zákazníků pro regulovaný rok, proměnná složka ceny v Kč/MWh je vztažena k odebranému množství elektřiny v MWh pro regulovaný rok, přičemž může být rozdělena na cenu vysokého a nízkého tarifu.

Jednosložková průměrná cena zajišťování distribuce elektřiny jednotkového množství elektřiny na napěťové hladině VVN v Kč/MWh je stanovena regulačním vztahem

$$C_{dVVNei} = \frac{C_{dVVNerci} \times RK_{KZVVNei-2}}{RME_{KZVVNei}} + C_{dVVNepzi}$$

Jednosložková průměrná cena zajišťování distribuce elektřiny jednotkového množství elektřiny na napěťové hladině VN v Kč/MWh je stanovena regulačním vztahem

$$C_{dVNei} = \frac{C_{dVNERci} \times RK_{KZVNei-2}}{RME_{KZVNei}} + C_{dVNepzi}$$



kde

$RME_{KZVVNei}$ ,  $RME_{KZVNei}$  [MWh] jsou předpokládaná roční množství elektřiny odebíraná zákazníky na napěťové hladině VVN a VN pro regulovaný rok.

Jednosložková průměrná cena zajišťování distribuce elektřiny jednotkového množství elektřiny na napěťové hladině NN v Kč/MWh je stanovena regulačním vztahem

$$c_{dNNei} = s_{dNNei} + (c_{dVNei} - c_{dVNepzi}) \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME1_{NNi}} + c_{dVNepzi} \times \frac{TE_{TRVNei}}{RDME2_{NNi}},$$

kde

$s_{dNNei}$  [Kč/MWh] je cena zajišťování distribuce elektřiny na napěťové hladině NN,

$RDME1_{NNi}$  [MWh] je předpokládané množství elektřiny pro regulovaný rok odebrané z napěťové hladiny NN zákazníky, výrobci elektřiny, provozovateli distribučních soustav a množství elektřiny odebrané vymezenými ostrovními provozy v zahraničí napojenými na elektrizační soustavu České republiky.

Přetoky mezi sítěmi VVN jednotlivých provozovatelů regionálních distribučních soustav jsou hrazeny cenou za přenos elektřiny. Přetoky mezi sítěmi VN a NN jednotlivých provozovatelů regionálních distribučních soustav jsou hrazeny cenami zajišťování distribuce elektřiny provozovatele regionální distribuční soustavy. Při stanovení ceny zajišťování distribuce elektřiny jsou tyto náklady a výnosy za rezervovanou kapacitu na přetoky elektřiny započítávány do ceny za rezervovanou kapacitu, náklady a výnosy za použití sítí na přetoky elektřiny jsou započítány do ceny za použití sítí.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- MW a MWh na 3 desetinná místa,
- Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst.

Konečná cena za rezervovanou kapacitu v Kč/MW/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny, konečná cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v Kč/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny, konečná cena za příkon podle jmenovité proudové hodnoty hlavního jističe před elektroměrem v Kč/A/měsíc je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

Konečná cena za použití sítí distribuční soustavy v Kč/MWh nebo konečná cena za distribuované množství elektřiny v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

#### 14.1.4 Postup stanovení korekčních faktorů v elektroenergetice

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny. Korekčními faktory podle předchozí věty jsou myšleny i korekce hodnot, které nejsou označeny jako korekční faktory, ale svojí povahou korekčním faktorům odpovídají (např. korekce o výnosy z připojení, překročení rezervované kapacity, rezervovaného příkonu a výkonu a podobně).

##### A) Korekční faktor za přenos elektřiny

(1) Korekční faktor odpisů provozovatele přenosové soustavy  $KF_{peoi}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{peoi} = (O_{peski-2} - O_{pepli-2} - KF_{peovAi}) \times \frac{100 + PRIB_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$O_{peski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění přenosových služeb pro rok  $i-2$ ,

$O_{pepli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění přenosových služeb pro rok  $i-2$ ,

$PRIB_{pei-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírůžkou  $PRIR_{pei}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$PRIR_{pei}$  [%] je přírůžka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírůžka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele přenosové soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírůžka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele přenosové soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

$PRIB_{pei-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírůžkou  $PRIR_{pei}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ ,

$KF_{peoVAi}$  [Kč] je korekční faktor provozovatele přenosové soustavy, kterým je zohledněna alokace části výnosů z aukcí včetně infrastrukturní části ITC a fondu rozvoje soustavy do parametru odpisy.

(2) Korekční faktor zisku provozovatele přenosové soustavy  $KF_{pezi}$  v Kč zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze aktiv v roce  $t-2$ , aplikovaný od roku  $i \geq 3$ , stanovený následujícím způsobem

$$KF_{pezi} = (RAB_{peskt-2} - RAB_{peplt-2}) \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-1}}{100}$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$RAB_{peplt-2}$  [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny vstupující do výpočtu parametru zisk v roce  $t-2$ ,

$RAB_{peskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce  $t-2$ , stanovená vztahem

$$RAB_{peskt-2} = RAB_{peo} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{peskt-2},$$

kde

$RAB_{peo}$  [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny vykázaná podle vyhlášky o regulačním výkaznictví<sup>5</sup> pro rok  $L-1$ ,

$\Delta RAB_{peskt-2}$  [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele přenosové soustavy sloužících k zajištění přenosu elektřiny v roce  $t-2$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{peskt-2} = IA_{peskt-2} + MP_{peskt-2} - VM_{peskt-2} - O_{pemskt-2},$$

kde

$IA_{peskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele přenosové soustavy pro rok  $t-2$ ,

**MP<sub>peskt-2</sub>** [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti schválená Úřadem pro rok  $t-2$ ,

**VM<sub>peskt-2</sub>** [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele přenosové soustavy pro rok  $t-2$ ,

**O<sub>pemskt-2</sub>** [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přenosové soustavy sloužícího k zajištění přenosových služeb pro regulovaný rok  $t-2$ ,

**MV<sub>pei-2</sub>** [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na přenos elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok  $i-2$ .

(3) Korekční faktor zisku z nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy **KF<sub>penii</sub>** v Kč zohledňující kumulovaný rozdíl zisku mezi skutečnou a plánovanou kumulovanou hodnotou nedokončených investic v roce  $i-2$ , aplikovaný od roku  $i \geq 3$ .

$$KF_{penii} = (NI_{peski-2} - NI_{pepli-2}) \times \frac{MV_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-1}}{100}$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

**NI<sub>peski-2</sub>** [Kč] je skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, které byly schválené Úřadem v roce  $i-2$ ,

**NI<sub>pepli-2</sub>** [Kč] je plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele přenosové soustavy, které byly schválené Úřadem v roce  $i-2$ .

(4) Korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny **KF<sub>pei</sub>**

- a) korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny **KF<sub>pei</sub>** je dán součinem ročních hodnot PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{pei}$  stanovených pro rok  $i-2$  a  $i-1$  a rozdílu upravených povolených výnosů za rok  $i-2$  a skutečných výnosů za přenos elektřiny. Skutečné výnosy za přenos elektřiny se stanoví jako součet výnosů za rezervovanou kapacitu, překročení rezervované kapacity, překročení rezervovaného příkonu a výkonu od provozovatelů regionálních distribučních soustav, zákazníků, výrobců elektřiny druhé kategorie nebo výrobců elektřiny první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny. Korekční faktor obsahuje i a případné další náklady a výnosy vycházející z cen stanovených v cenovém rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů nebo v jiných korekčních faktorech, nebo další výnosy vyplývající z vyhlášky o podmínkách připojení k ES<sup>6</sup> vztahující se k managementu jaloviny,
- b) korekční faktor provozovatele přenosové soustavy za činnost přenos elektřiny podle písmene a) je přičítán k upraveným povoleným výnosům provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny.

(5) Korekční faktor ostatních výnosů **KF<sub>peosti</sub>**

- a) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele přenosové soustavy je stanovený jako součin ročních hodnot PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{pei}$  stanovených pro rok  $i-2$  a  $i-1$  a součtu účetní hodnoty účtu časově rozlišených výnosů z připojení provozovatele přenosové soustavy k 31.12. v roce  $i-2$ , výnosů z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti, stanovených jako 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu, vykázaných provozovatelem přenosové soustavy v roce  $i-2$  a základní hodnoty  $V1_{pepi-2}$  za rok  $i-2$ , v případě, kdy je jeho hodnota záporná. Dále je součástí korekčního faktoru ostatních výnosů skutečné saldo nákladů a výnosů z ITC mechanismu v oblasti infrastruktury včetně provozních nákladů s časovou hodnotou peněz jednoho roku a úrok z prostředků uložených ve fondu k úhradě budoucích nákladů souvisejících se zajištěním prioritních cílů,
- b) korekční faktor ostatních výnosů podle písmene a) je vynásoben hodnotou -1 a následně přičítán k upraveným povoleným výnosům provozovatele přenosové soustavy pro činnost přenos elektřiny.

(6) Korekční faktor motivačního bonusu  $KF_{pemb}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou bonusu výnosnosti a zároveň skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze aktiv v roce  $t-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{pemb} = \left( RAB_{peskt-2} \times \frac{MV_{pembski-2}}{100} \right) - \left( RAB_{peplt-2} \times \frac{MV_{pembpli-2}}{100} \right) \times \frac{100 + PRIB_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-1}}{100},$$

kde

$MV_{pembski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 4.2,

$MV_{pembpli-2}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 4.2.

(7) Korekční faktor poskytnutých investičních dotací  $KF_{pedot}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržených investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{dotpei} = \left( -\frac{RF_{pei}}{100} \times RAB_{pedotski-2} - O_{pedotski-2} + \frac{RF_{pei}}{100} \times RAB_{pedotpli-2} + O_{pedotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-1}}{100}$$

kde

$RAB_{pedotski-2}$  [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{pedotski-2}$  [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ .

$RAB_{pedotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{pedotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ .

(8) Korekční faktor za použití přenosové sítě  $KF_{pepsi}$  v Kč se stanoví tímto postupem:

a) korekční faktor za použití sítí přenosové soustavy  $KF_{pepsi}$  je dán součinem ročních hodnot PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{pei}$  pro rok  $i-2$  a  $i-1$  a součtem

- 1) rozdílu nákladů na nákup silové elektřiny na krytí ztrát v přenosové soustavě včetně souvisejících nákladů uvedených v bodě 4.9. Metodiky cenové regulace a skutečných výnosů za použití sítí přenosové soustavy upravených o korekční faktor za použití PS za rok  $i-4$ ,
- 2) motivační složky zisku, v případě splnění podmínek pro její získání stanovených v bodě 4.9 Metodiky cenové regulace věnující se metodice stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě,
- 3) salda nákladů a výnosů (kompenzace a příspěvku) na ztráty ze zúčtování ITC mechanismu<sup>7</sup>, a to včetně provozních nákladů souvisejících se zúčtováním ITC mechanismu<sup>7</sup>, s časovou hodnotou peněz jednoho roku,

b) korekční faktor za použití přenosové sítě podle písmene a) je přičítán k proměnným povoleným nákladům na nákup elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě pro regulovaný rok.

## B) Korekční faktory za systémové služby

(1) Korekční faktor odpisů pro činnost poskytování systémových služeb  $KF_{ssoi}$  v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{ssoi} = (O_{ssski-2} - O_{sspli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$O_{ssski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce  $i-2$ ,

$O_{sspli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku, sloužícího pro činnost poskytování systémových služeb v roce  $i-2$ .

(2) Korekční faktor pro činnost poskytování systémových služeb  $KF_{ssi}$  v Kč je stanoven jako součin ročních hodnot PRIBOR s přírůžkou  $PRIR_{pei}$  pro rok  $i-2$  a  $i-1$  a rozdílu celkových skutečných nákladů a celkových skutečných výnosů za systémové služby v roce  $i-2$ .

Celkové skutečné náklady se stanoví jako součet

- a) skutečných nákladů na nákup podpůrných služeb (SVR i nefrekvenční služby),
- b) skutečných nákladů na nápravná opatření, které nebyly pokryty ze salda nákladů a výnosů z přetížení či z fondu rozvoje soustavy,
- c) skutečných nákladů na regulační energii ze zahraničí,
- d) skutečných nákladů na odchylky provozovatele přenosové soustavy placených operátorovi trhu,
- e) skutečných nákladů z vypořádání rozdílu plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky,
- f) skutečných nákladů na operativní dodávky ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy,
- g) skutečné náhrady za neodebranou elektřinu při dispečerském řízení podle dle § 26 odst. 6 energetického zákona,
- h) Úřadem povolených nákladů a odpisů souvisejících s organizováním obchodu s podpůrnými a systémovými službami v roce  $i-2$ ,
- i) Úřadem povoleného zisku v roce  $i-2$ ,
- j) korekčního faktoru pro činnost poskytování systémových služeb z roku  $i-4$ .

Celkové skutečné výnosy za systémové služby se stanoví jako součet

- a) celkových výnosů za systémové služby v roce  $i-2$ ,
- b) výnosů z nápravných opatření,
- c) výnosů z regulační energie do zahraničí,
- d) výnosů z odchylek provozovatele přenosové soustavy placených operátorovi trhu,
- e) výnosů z vypořádání rozdílu plynoucích ze zúčtování nákladů na odchylky,
- f) výnosů z operativní dodávky ze zahraničí a do zahraničí v rámci spolupráce na úrovni provozovatele přenosové soustavy,
- g) ostatních výnosů souvisejících se zajišťováním systémových služeb, např. pokuty a penále udělené při organizování trhu s podpůrnými službami.

Korekční faktor  $KF_{ssi}$  je přičítán do upravených povolených výnosů provozovatele přenosové soustavy pro činnost poskytování systémových služeb Úřadem pro regulovaný rok.

### C) Korekční faktor za distribuci elektřiny

(1) Korekční faktor odpisů  $KF_{dxeoi}$  v Kč provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{dxeoi} = KF_{deoi} \times k_{dxei-2},$$

kde

$KF_{deoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy stanovený podle vztahu

$$KF_{deoi} = (O_{deski-2} - O_{depli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{dei-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$O_{deski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok  $i-2$ ,

$O_{depli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro rok  $i-2$ ,

$PRIB_{dei-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírůžkou  $PRIR_{dei}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,



**PRIR<sub>dei</sub>** [%] je přírůžka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírůžka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele distribuční soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírůžka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele distribuční soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

**PRIB<sub>dei-1</sub>** [%] je roční hodnota PRIBOR s přírůžkou **PRIR<sub>dei</sub>**, kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ ,

**k<sub>dxei-2</sub>** [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku  $i-2$ , vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce  $i-2$ .

(2) Korekční faktor zisku **KF<sub>dxezi</sub>** v Kč provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách zohledňující rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze aktiv v roce  $t-2$  aplikovaný od roku  $i \geq 3$  stanovený následujícím způsobem

$$KF_{dxezi} = KF_{dezi} \times k_{dxei-2},$$

kde

**KF<sub>dezi</sub>** [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy stanovený podle vztahu

$$KF_{dezi} = (RAB_{deskt-2} - RAB_{depl-2}) \times \frac{MV_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{dei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{dei-1}}{100}$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

**RAB<sub>depl-2</sub>** [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny vstupující do výpočtu parametru zisk v roce  $t-2$ ,

**RAB<sub>deskt-2</sub>** [Kč] je skutečná hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce  $t-2$ , stanovená vztahem

$$RAB_{deskt-2} = RAB_{de0} + \sum_{t=L}^{L+i-2} \Delta RAB_{deskt-2},$$

kde

**RAB<sub>de0</sub>** [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv stanovená jako skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny vykázaná v souladu s jiným právním předpisem pro rok  $L-1$ ,

**$\Delta RAB_{deskt-2}$**  [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění distribuce elektřiny v roce  $t-2$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{deskt-2} = IA_{deskt-2} + MP_{deskt-2} - VM_{deskt-2} - O_{deskt-2},$$

kde

**IA<sub>deskt-2</sub>** [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

**MP<sub>deskt-2</sub>** [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společností schválená Úřadem pro rok  $t-2$ ,

**VM<sub>deskt-2</sub>** [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$O_{\text{demskt-2}}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce elektřiny pro regulovaný rok  $t-2$ ,

$MV_{\text{dei-2}}$  [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci elektřiny pro regulovaný rok stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok  $i-2$ ,

$K_{\text{dxei-2}}$  [-] je váha jednotlivých napěťových hladin skutečných zůstatkových hodnot aktiv roku  $i-2$ , vypočtená jako podíl skutečných zůstatkových hodnot aktiv na jednotlivých napěťových hladinách na celkové skutečné zůstatkové hodnotě aktiv v roce  $i-2$ .

(3) Korekční faktor zisku z hodnoty nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách  $KF_{\text{dxeni}}$  v Kč zohledňující rozdíl zisku mezi skutečnou a plánovanou kumulovanou hodnotou nedokončených investic v roce  $i-2$ , aplikovaný od roku  $i \geq 3$ .

$$KF_{\text{dxeni}} = (NI_{\text{dxeski-2}} - NI_{\text{dxepli-2}}) \times \frac{MV_{\text{dei-2}}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{\text{dei-2}}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{\text{dei-1}}}{100}$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$NI_{\text{dxeski-2}}$  [Kč] je skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, které byly schválené Úřadem v roce  $i-2$ ,

$NI_{\text{dxepli-2}}$  [Kč] je plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých napěťových hladinách, které byly schválené Úřadem v roce  $i-2$ .

(4) Korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za činnost distribuce elektřiny přiřazený k napěťové hladině  $KF_{\text{dxei}}$  a  $KF_{\text{dxehi}}$  v Kč je stanoven tímto postupem:

- a) pro činnost distribuce elektřiny jsou stanoveny výpočtové výnosy na jednotlivých napěťových hladinách a celkové výpočtové výnosy v součtu za všechny napěťové hladiny v roce  $i-2$ ; výpočtové výnosy jsou stanoveny pomocí stanovených cen za roční a měsíční rezervovanou kapacitu a skutečných hodnot rezervovaných kapacit zákazníků, výrobců elektřiny druhé kategorie, provozovatelů lokálních distribučních soustav a provozovatelů ostrovních provozů v zahraničí připojených na napěťových hladinách VVN a VN, z tržeb za jednosložkovou cenu za službu sítí na napěťové hladině VVN a VN od kterých jsou odečteny tržby stanovené z ceny za použití sítí distribuční soustavy a z tržeb za činnost distribuce elektřiny na napěťové hladině NN vypočtených pomocí skutečných hodnot příslušných technických jednotek z tarifní statistiky přepočtené na roční odběr elektřiny vykázaný pro rok  $i-2$  podle jiného právního předpisu<sup>5</sup> a cen za distribuci elektřiny na napěťové hladině NN stanovených Úřadem pro rok  $i-2$ , od kterých jsou odečteny tržby stanovené z ceny za použití sítí distribuční soustavy; při stanovení výpočtových výnosů jednotlivých napěťových hladin pro rok  $i-2$  jsou zohledněny toky elektřiny transformacemi mezi napěťovými hladinami; do výpočtových výnosů na jednotlivých napěťových hladinách se zahrnují platby od sousedních distribučních soustav za rezervovanou kapacitu, výnosy z plateb od výrobců elektřiny první kategorie při dlouhodobé odstávce výroby elektřiny; hodnota výpočtových výnosů na jednotlivých napěťových hladinách dále zahrnuje výnosy z ceny za překročení rezervované kapacity, ceny za překročení rezervovaného příkonu a ceny za překročení rezervovaného výkonu; ve výpočtových výnosech je dále obsaženo případné saldo dalších výnosů a nákladů vycházejících z cen stanovených v cenovém rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice, pokud nejsou uznány v bázi nákladů nebo v jiných korekčních faktorech,
- b) z výpočtových výnosů na jednotlivých napěťových hladinách stanovených podle písmene a) jsou vypočteny kontrolní výnosy tak, že jsou od výpočtových výnosů na napěťové hladině VVN odečteny platby za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy a platby sousedním distribučním soustavám za rezervovanou kapacitu na napěťových hladinách VVN a VN,
- c) celkové kontrolní výnosy za všechny napěťové hladiny jsou dány součtem kontrolních výnosů na jednotlivých napěťových hladinách,
- d) korekční faktor za činnost distribuce elektřiny  $KF_{\text{dei-2}}$  se stanoví jako rozdíl mezi Úřadem stanovenými upravenými povolenými výnosy a celkovými kontrolními výnosy v roce  $i-2$ ,
- e) korekční faktor za distribuci elektřiny podle písmene d) je rozdělen v poměru velikosti rozdílu upravených povolených výnosů jednotlivých napěťových hladin stanovených Úřadem pro rok  $i-2$  a kontrolních výnosů jednotlivých napěťových hladin podle písmene b) a následně je vynásoben

roční hodnotou PRIBOR s přírůžkou  $PRIR_{dei}$  pro rok  $i-2$  a  $i-1$ ; takto stanovené korekční faktory  $KF_{dxei}$  v Kč jsou přičteny k povoleným výnosům napěťových hladin pro regulovaný rok.

Následně bude docházet k opravě korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny stanoveného za rok  $i-2$  v roce  $i-3$  po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku  $i-3$ , týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, na základě množství elektřiny za rok  $i-3$  skutečně vyfakturovaného zákazníků připojeným na napěťové hladině nízkého napětí. Oprava za rok  $i-3$  bude vycházet i ze skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a ze skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku. Při výpočtu korekčního faktoru za rok  $i-3$  budou prováděny i opravy hodnot z měření.

**(5)** Korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy přiřazený k napěťové hladině  $KF_{dxeosti}$  je stanoven tímto postupem:

- a) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy je stanovený jako roční hodnota PRIBOR s přírůžkou  $PRIR_{dei}$  stanovená pro rok  $i-2$  a  $i-1$  a součtu skutečných výnosů z připojení, výnosů z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti, stanovených jako 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu vykázaných provozovatelem distribuční soustavy v roce  $i-2$ , a 60 % výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových hladinách,
- b) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele distribuční soustavy podle písmene a) je vynásoben hodnotou -1 a následně přičítán k povoleným výnosům napěťových hladin pro regulovaný rok.

**(6)** Korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy přiřazený k napěťové hladině  $KF_{dxePpSi}$  je stanoven tímto postupem:

- a) korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy je stanovený jako součin časové hodnoty peněz pro rok  $i-2$  a  $i-1$  a součtu
  - 1) rozdílu skutečných výnosů z ceny za nedodržení účinnosti a ceny za nevyžádanou dodávku jalové energie, případně jejich alternativy při změně zpoplatnění jalové energie v průběhu V. RO, a skutečných nákladů na nefrekvenční podpůrné služby,
  - 2) případných výnosů vyplývajících z jiného právního předpisu<sup>6</sup> vztahujících se k managementu jaloviny,
- b) korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za nefrekvenční podpůrné služby poskytované na úrovni distribuční soustavy podle písmene a) je vynásoben hodnotou -1 a následně přičítán k povoleným výnosům napěťových hladin pro regulovaný rok v rozdělení podle poměru povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy na jednotlivých hladinách k celkovým povoleným výnosům pro regulovaný rok.

**(7)** Korekční faktor motivačního bonusu  $KF_{demb}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou bonusu výnosnosti a zároveň skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze aktiv v roce  $t-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{demb} = \left( RAB_{deskt-2} \times \frac{MV_{dembski-2}}{100} \right) - \left( RAB_{depl-2} \times \frac{MV_{dembpli-2}}{100} \right) \times \frac{100+PRIB_{dei-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dei-1}}{100},$$

kde

$MV_{dembski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 5.3,

$MV_{dembpli-2}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 5.3.

**(8)** Korekční faktor poskytnutých investičních dotací  $KF_{dedoti}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržovaných investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{dedoti} = \left( -\frac{RF_{dei}}{100} \times RAB_{dedotski-2} - O_{dedotski-2} + \frac{RF_{dei}}{100} \times RAB_{dedoti-2} + O_{dedoti-2} \right) \times \frac{100+PRIB_{dei-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dei-1}}{100},$$

kde

$RAB_{dedotski-2}$  [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{dedotski-2}$  [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ .

(9) Korekční faktor provozovatele distribuční soustavy za použití distribučních sítí  $KF_{dxepsi}$  v Kč je stanoven jako součin roční hodnoty PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{dei}$  stanovené pro rok  $i-2$  a  $i-1$  rozdílu výpočtových nákladů na nákup elektřiny na pokrytí ztrát v distribuční soustavě, stanovených podle písmene a) a kontrolních výnosů za použití sítí provozovatele distribuční soustavy, vypočtených postupem podle písmene b):

- a) výpočtové náklady jsou pro účely výpočtu korekčního faktoru určeny z korigované ceny silové elektřiny na krytí ztrát, která zohlední skutečné náklady korekci plánovaných nákladů na tvarování diagramu ztrát za ceny denního trhu a vícenáklady na odchylky ztrát na skutečnost, a skutečného množství ztrát vykázaného za rok  $i-2$ ; skutečné náklady zahrnují i náklady za cenu za použití sítí přenosové soustavy, dále náklady na cenu za použití sítí sousedních distribučních soustav a náklady na technologickou vlastní spotřebu provozovatele distribuční soustavy,
- b) kontrolní výnosy za použití sítí jsou stanoveny upravením skutečných výnosů za použití sítí o korekční faktor za použití sítí za rok  $i-4$ ; skutečné výnosy za použití sítí provozovatele distribuční soustavy se stanoví jako součet součinů cen za použití sítí a množství elektřiny odebrané z distribuční soustavy účastníky trhu s elektřinou na jednotlivých napěťových hladinách vykázaného pro rok  $i-2$ ; skutečné výnosy za použití sítí obsahují i výnosy za použití sítí sousedních distribučních soustav,
- c) vypočtený korekční faktor se rozdělí na jednotlivé napěťové hladiny v poměru rozdílů skutečných a plánovaných ztrát pro rok  $i-2$  na jednotlivých napěťových hladinách a takto stanovený korekční faktor  $KF_{dxepsi}$  je přičítán k proměnným povoleným nákladům na nákup elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok  $i$ .

Následně bude probíhat oprava korekčního faktoru za použití distribučních sítí v roce  $i-3$ . Po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku  $i-3$  týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, bude množství elektřiny odebrané zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí nahrazeno množstvím elektřiny za rok  $i-3$  skutečně vyfakturovaným zákazníků připojeným na napěťové hladině nízkého napětí a dále bude upravena hodnota ztrát na hladině nízkého napětí, případně spolu s množstvím ztrát na hladině vysokého napětí a množstvím elektřiny vstupujícím do hladiny nízkého napětí a to za principu zachování bilanční rovnice. Při výpočtu korekčního faktoru za rok  $i-3$  budou prováděny i opravy hodnot z měření.

Tato korekce za rok  $i-3$  vstoupí v následujícím roce  $i$  do výpočtu korekčního faktoru jako úprava skutečných výnosů za použití sítí a souvisejících nákladů týkající se roku  $i-4$ .

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- e) poměrná míra na 5 desetinných míst.

Korekční faktory jsou zaokrouhleny na celé koruny.

## 14.2 Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v plynárenství

Postupy stanovení cen v plynárenství pro VI. RO a konkrétní regulovaný rok mohou být upravovány podzákonnými právními předpisy případně cenovými rozhodnutími ERÚ např. v případě, že budou tyto změny reagovat na změny legislativy.

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025, kromě korekčního faktoru zisku provozovatele distribuční soustavy v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění  $K_{dpplt}$  stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v plynárenství pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny. Korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění  $K_{dpplt}$  stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, je za rok 2025 z důvodů změny metodiky výpočtu zisku stanovený takovým způsobem, aby nedošlo ke dvojímu započítání zisku za  $\Delta RAB_{2025}$ .

## 14.2.1 Postup stanovení cen služeb přepravy plynu

### A) Upravené povolené výnosy pro službu přepravy plynu

Upravené povolené výnosy pro přepravu plynu  $UPV_{ppi}$  v Kč provozovatele přepravní soustavy jsou pro kalendářní rok, pro který jsou Úřadem regulovány ceny (dále jen „regulovaný rok“), stanoveny vztahem

$$UPV_{ppi} = PV_{ppi} + KF_{ppi} + MB_{ppi} + M_{ppPOMi} + DOT_{ppi},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$PV_{ppi}$  [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy pro službu přepravy plynu pro regulovaný rok  $i$  stanovená vztahem

$$PV_{ppi} = PN_{ppi} + O_{ppi} + Z_{ppi} + FT_{ppi},$$

kde

$PN_{ppi}$  [Kč] jsou povolené náklady provozovatele přepravní soustavy nezbytné k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok  $i$ . Povolenými náklady se rozumí ekonomicky oprávněné náklady, stanovené vztahem

$$PN_{ppi} = (N_{ppkli} + N_{pppsi}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp}),$$

kde

$N_{ppkli}$  [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele přepravní soustavy nezbytných k zajištění služby přepravy plynu, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{ppkli} = \frac{\begin{aligned} & (N_{ppski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^3) + \\ & (N_{ppski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^2) + \\ & (N_{ppski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})) \end{aligned}}{3},$$

kde

$N_{ppski}$  [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady provozovatele přepravní soustavy nezbytné k zajištění služby přepravy plynu,

$t$  [-] je letopočet roku regulačního období,

$L$  [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$I_{ppt}$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku, stanovená vztahem

$$I_{ppt} = p_{ppIMt} \times IM_t + (1 - p_{ppIMt}) \times IPS_t,$$

kde

$p_{ppIMt}$  [-] je váha mzdového indexu provozovatele přepravní soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost



přeprava plynu v roce  $t-1$ ; v případě, že hodnoty za rok  $t-1$  nejsou známy, použijí se hodnoty za rok  $t-2$ ,

$IM_t$  [%] je hodnota mzdového indexu stanovená jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve veřejné databázi ČSÚ v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“ počínaje druhým čtvrtletím roku  $t-2$  a konče prvním čtvrtletím roku  $t-1$ , zveřejněných v termínu 30.06. roku  $i-1$ ,

$IPS_t$  [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Informační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, technické zkoušky a analýzy, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami a úpravou krajiny, 82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání vykázaných ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku  $t-1$  na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za poskytované služby podle metodiky Českého statistického úřadu,

$X_{pp}$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro službu přepravy plynu,

$N_{ppplsi}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů provozovatele přepravní soustavy stanovená vztahem

$$N_{ppplsi} = \frac{(N_{ppplsi-4} + N_{ppplsi-3} + N_{ppplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{ppplsi-4} = (PN_{ppi-4} - N_{ppski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^3 \times k_{ppplsi-4},$$

$$N_{ppplsi-3} = (PN_{ppi-3} - N_{ppski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp})^2 \times k_{ppplsi-3},$$

$$N_{ppplsi-2} = (PN_{ppi-2} - N_{ppski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{ppt}}{100} \times (1 - X_{pp}) \times k_{ppplsi-2},$$

kde

$k_{ppplsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby provozovatele přepravní soustavy před začátkem VI. RO,

$O_{ppi}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy sloužícího k zajištění služeb přepravy plynu pro regulovaný rok  $i$  stanovená vztahem

$$O_{ppi} = (O_{ppppmpli} \times rn_{ppi}) + KF_{ppoi},$$

kde

$O_{ppppmpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy, stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 2.9, sloužícího k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok  $i$ ,

$rn_{ppi}$  [%] je koeficient redukce výnosů, který je stanoven podle jednoho z bodů 7.2,

$KF_{ppoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele přepravní soustavy, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými přímo přiřaditelnými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně majetku pořízeného formou dotace v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$Z_{ppi}$  [Kč] je zisk provozovatele přepravní soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovený vztahem

$$Z_{ppi} = \frac{MV_{ppi}}{100} \times (RAB_{ppi} + NI_{pppli}) + KF_{ppzi} + KF_{ppNli},$$

kde

$MV_{ppi}$  [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu přepravy plynu stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$RAB_{ppi}$  [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok  $i$  stanovená vztahem

$$RAB_{ppi} = ZHA_{pppli} \times rn_{ppi},$$

kde

$ZHA_{pppli}$  [Kč] je plánovaná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok  $i$ ,

Pokud dojde ke změně ZHA mezi roky  $i-2$  a  $i-3$ , mohou být tyto změny po posouzení Úřadem v hodnotě RAB zohledněny.

$NI_{pppli}$  [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy v roce  $i$ ; do této hodnoty lze zahrnout po předchozí žádosti provozovatele přepravní soustavy jednotlivé nedokončené rozvojové investice schválené Úřadem s plánovanou dobou realizace delší než 2 roky a celkovou plánovanou hodnotou investice vyšší než 0,5 mld. Kč,

$KF_{ppzi}$  [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou hodnotou zůstatkové hodnoty aktiv v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$KF_{ppni}$  [Kč] je korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených rozvojových investic v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$FT_{ppi}$  [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele přepravní soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovená Úřadem,

$KF_{ppi}$  [Kč] je korekční faktor pro službu přepravy plynu pro regulovaný rok  $i$  stanovený podle bodu 14.2.3,

$MB_{ppi}$  [Kč] je motivační bonus provozovatele přepravní soustavy zohledňující plnění motivačního programu, stanovený vztahem

$$MB_{ppi} = \frac{MV_{ppmbpli}}{100} \times RAB_{ppi} + KF_{ppmbi},$$

kde

$MV_{ppmbpli}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 7.5,

$KF_{ppmbi}$  [Kč] je korekční faktor motivačního bonusu stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$M_{ppPOMi}$  [Kč] je motivační prvek za provozování odepsaného majetku pro regulovaný rok  $i$ , stanovený vztahem

$$M_{ppPOMi} = \left( \frac{1}{X} \times PHA_{pppli} \right) \times MV_{ppi} + KF_{MppPOMi},$$

kde

$X$  [-] je vážená délka odepisování majetku stanovená podle bodu 7.5.5,

$PHA_{pppli}$  [Kč] je souhrnná pořizovací hodnota odepsaného majetku, který bude provozován v regulovaném roce  $i$ , stanovená podle bodu 7.5.5,

$KF_{MppPOMi}$  [Kč] je korekční faktor motivačního prvku za provozování odepsaného majetku pro regulovaný rok  $i$  stanovený podle bodu 14.2.3,

$DOT_{ppi}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB, stanovený vztahem

$$DOT_{ppi} = -\frac{RF_{ppi}}{100} \times RAB_{ppdotpli} - O_{ppdotpli} + KF_{ppdoti},$$

kde

$RF_{ppi}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená podle bodu 3.2.4.9,

$RAB_{ppdotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{ppdotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{ppdoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.2.3.

## B) Pravidla zaokrouhlování

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- tis. m3 v celých hodnotách,
- MWh na 3 desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst,
- Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- Kč/tis. m3 na 2 desetinná místa.

Konečná cena je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

## 14.2.2 Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy

### A) Upravené povolené výnosy

Upravené povolené výnosy  $UPV_{dpi}$  v Kč provozovatele distribuční soustavy za službu distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  jsou stanoveny vztahem

$$UPV_{dpi} = PV_{dpi} + NZ_{dpi} + NVTS_{dpi} + ND_{dppli} + KF_{dpi} + N_{dppnpli} + MB_{dpi} + M_{dppOMi} + DOT_{dpi},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$PV_{dpi}$  [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovená vztahem

$$PV_{dpi} = PN_{dpi} + O_{dpi} + Z_{dpi} + FT_{dpi},$$

kde

$PN_{dpi}$  [Kč] jsou povolené náklady provozovatele distribuční soustavy nezbytné k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$ . Povolenými náklady se rozumí ekonomicky oprávněné náklady, stanovené vztahem

$$PN_{dpi} = (N_{dppkli} + N_{dpplsi}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp}),$$

kde

$N_{dppkli}$  [Kč] je základna povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy nezbytných k zajištění služby distribuce plynu, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{dpkli} = \frac{\left( N_{dpski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^3 \right) + \left( N_{dpski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^2 \right) + \left( N_{dpski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp}) \right)}{3},$$

kde

$N_{dpski}$  [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady provozovatele distribuční soustavy nezbytné k zajištění distribuce plynu v roce  $i$ ,

$t$  [-] je letopočet roku regulačního období,

$L$  [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$I_{dpt}$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku, stanovená vztahem

$$I_{dpt} = p_{dpIMt} \times IM_t + (1 - p_{dpIMt}) \times IPS_t,$$

kde

$p_{dpIMt}$  [-] je individuální váha mzdového indexu provozovatele distribuční soustavy stanovená jako podíl skutečných osobních nákladů a celkových ekonomicky oprávněných nákladů pro činnost distribuce plynu v roce  $t-1$ ; v případě, že hodnoty za rok  $t-1$  nejsou známy, použijí se hodnoty za rok  $t-2$ ,

$IM_t$  [%] je hodnota mzdového indexu stanovená jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“ počínaje druhým čtvrtletím roku  $t-2$  a konče prvním čtvrtletím roku  $t-1$ , zveřejněných v termínu 30.06. roku  $i-1$ ,

$IPS_t$  [%] je hodnota indexu cen podnikatelských služeb stanovená jako vážený průměr indexů cen 62-Služby v oblasti programování a poradenství, 63-Infomační služby, 68-Služby v oblasti nemovitostí, 69-Právní a účetnické služby, 70-Vedení podniků, poradenství v oblasti řízení, 71-Architektonické a inženýrské služby, technické zkoušky a analýzy, 73-Reklamní služby a průzkum trhu, 74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, 77-Služby v oblasti pronájmu a operativního leasingu, 78-Služby v oblasti zaměstnání, 80-Bezpečnostní a pátrací služby, 81-Služby související se stavbami a úpravou krajiny, 82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání vykázaných ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce „Indexy cen tržních služeb“ (kód CEN06B2) za měsíc duben roku  $t-1$  na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů, kde váhami jsou roční tržby za poskytované služby podle metodiky Českého statistického úřadu,

$X_{dp}$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro službu distribuční soustavy,

$N_{dpplsi}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů provozovatele distribuční soustavy stanovená vztahem

$$N_{dpplsi} = \frac{(N_{dpplsi-4} + N_{dpplsi-3} + N_{dpplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{dpplsi-4} = (PN_{dpi-4} - N_{dpski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^3 \times k_{dpplsi-4},$$

$$N_{dpplsi-3} = (PN_{dpi-3} - N_{dpski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp})^2 \times k_{dpplsi-3},$$

$$N_{dpplsi-2} = (PN_{dpi-2} - N_{dpski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_{dpt}}{100} \times (1 - X_{dp}) \times k_{dpplsi-2},$$

kde

$k_{dpplsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby provozovatele distribuční soustavy před začátkem VI. RO,

$O_{dpi}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovená vztahem

$$O_{dpi} = O_{dppi} + KF_{dpoi},$$

kde

$O_{dppi}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{dpoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně majetku pořízeného formou dotace v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$Z_{dpi}$  [Kč] je zisk provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovený vztahem

$$Z_{dpi} = \frac{MV_{dpi}}{100} \times (RAB_{dpi} + NI_{dppi}) + KF_{dppi} + KF_{dppiNI},$$

kde

$MV_{dpi}$  [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovená Úřadem,

$RAB_{dpi}$  [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovená vztahem

$$RAB_{dpi} = RAB_{dpo} + \sum_{t=L}^{L+i} \Delta RAB_{dpskt-2} + \Delta RAB_{dppi-1} + \Delta RAB_{dppi},$$

kde

$RAB_{dpo}$  [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy stanovená jako skutečná hodnota ZHA roku  $L-1$ ,

$\Delta RAB_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy v roce  $t-2$ , která pro první rok regulačního období nabývá nulové hodnoty, stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{dpskt-2} = IA_{dpskt-2} + MP_{dpskt-2} - VM_{dpskt-2} - O_{dpskt-2},$$

kde

$IA_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$MP_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti pro rok  $t-2$ ,

$VM_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$O_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$\Delta RAB_{dppi-1}$  [Kč] je očekávaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy v roce  $i-1$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{dppi-1} = IA_{dppi-1} + MP_{dppi-1} - VM_{dppi-1} - O_{dppi-1},$$

kde

$IA_{dppi-1}$  [Kč] je očekávaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i-1$ ,

$MP_{dppi-1}$  [Kč] je očekávaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti pro rok  $i-1$ ,

$VM_{dppi-1}$  [Kč] je očekávaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i-1$ ,



$O_{dppi-1}$  [Kč] je očekávaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok  $i-1$ ,

$\Delta RAB_{dppi}$  [Kč] je plánovaná změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy v roce  $i$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{dppi} = IA_{dppi} + MP_{dppi} - VM_{dppi} - O_{dppi},$$

kde

$IA_{dppi}$  [Kč] je plánovaná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i$ ,

$MP_{dppi}$  [Kč] je plánovaná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti pro rok  $i$ ,

$VM_{dppi}$  [Kč] je plánovaná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $i$ ,

$O_{dppi}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok  $i$ ,

Pokud dojde ke změně ZHA mezi roky  $i-2$  a  $i-3$ , mohou být tyto změny po posouzení Úřadem v hodnotě RAB zohledněny.

$NI_{dppi}$  [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy v roce  $i$ ; do této hodnoty lze zahrnout po předchozí žádosti provozovatele distribuční soustavy jednotlivé nedokončené rozvojové investice schválené Úřadem s plánovanou dobou realizace delší než 2 roky a celkovou plánovanou hodnotou investice vyšší než 0,5 mld. Kč,

$KF_{dpi}$  [Kč] je korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou změnou zůstatkové hodnoty aktiv v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$KF_{dpiNI}$  [Kč] je korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy, který zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených rozvojových investic v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$FT_{dpi}$  [Kč] je hodnota faktoru trhu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  stanovená Úřadem,

$NZ_{dpi}$  [Kč] jsou náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok  $i$ , stanovené vztahem

$$NZ_{dpi} = (PZ_{dpi} \times NCP_{dpi}) + KF_{NZdpi},$$

kde

$PZ_{dpi}$  [MWh] je povolené množství energie plynu na krytí ztrát provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$ , stanovené podle bodu 8.1.1,

$NCP_{dpi}$  [Kč/MWh] je maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu pro regulovaný rok  $i$ , stanovená vztahem

$$NCP_{dpi} = ((THE_{cali} + N) \times ER) + S_{oti},$$

kde

$THE_{cali}$  [EUR/MWh] je základní cena energie plynu na regulovaný rok  $i$  stanovená jako aritmetický průměr nejlepších nabídkových cen Trading Hub Europe (THE Best Ask) produktu  $Cal-i$  v 10:30 nebo v nejbližším možném čase za 10 obchodních střed počínaje druhou středou v červnu  $i-1$  doložených provozovatelem distribuční soustavy; v případě, že nelze součet povoleného množství energie plynu na krytí ztrát a pro vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  rozdělit do 10 nákupních dní, bude období z 10 obchodních střed zkráceno na počet střed odpovídající počtu nákupních dní, do kterých jej lze rozdělit,

$N$  [EUR/MWh] jsou náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži; náklady  $N$  jsou stanoveny ve výši vycházející z uskutečněného výběrového řízení na

dodavatele plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu; v případě, že výběrové řízení nebude úspěšné, jsou stanoveny ve výši 2,4 EUR/MWh,

**ER** [EUR/CZK] je aritmetický průměr směnných kurzů za 10 střed počínaje druhou středou v červnu  $i-1$  vyhlášených ČNB, případně za období odpovídající počtu střed, ve kterých nákup proběhnul,

**S<sub>oti</sub>** [Kč/MWh] je cena za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok  $i$ ,

**KF<sub>NZdpi</sub>** [Kč] je korekční faktor nákladů na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě pro rok  $i$ , stanovený podle bodu 14.2.3,

**NVTS<sub>dpi</sub>** [Kč] jsou náklady na nákup plynu pro vlastní technologickou spotřebu v distribuční soustavě pro regulovaný rok  $i$ , stanovené vztahem

$$NVTS_{dpi} = PVTS_{dpi} \times NCP_{dpi} ,$$

kde

**PVTS<sub>dpi</sub>** [MWh] je povolené množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$ , stanovené podle bodu 8.1.1,

**ND<sub>dpli</sub>** [Kč] jsou plánované náklady na nákup distribuce pro regulovaný rok  $i$  od jiných provozovatelů distribučních soustav stanovené jako parametr pro výpočet průměrné ceny služby distribuční soustavy na základě objemu nakupovaných distribučních služeb v předchozích letech,

**KF<sub>dpi</sub>** [Kč] je korekční faktor pro službu distribuční soustavy pro regulovaný rok  $i$  vypočtený podle bodu 14.2.3,

**N<sub>dnppli</sub>** [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu pro regulovaný rok  $i$  stanovená vztahem

$$N_{dnppli} = N_{dnppli-1} + VF_{dpni} ,$$

kde

**N<sub>dnppli-1</sub>** [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení v roce  $i-1$  stanovená podle aktuálně platných smluv o nájmu k 15.08. roku, který předchází regulovanému roku  $i$ , stanovená podle bodu 14.2.4,

**VF<sub>dpni</sub>** [Kč] je vyrovnávací faktor regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení zohledňující rozdíl mezi skutečně vynaloženými regulovanými náklady na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení za rok  $i-2$  a hodnotou regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení uplatněnou v cenách služeb distribuční soustavy v roce  $i-2$  včetně nákladů na zřizování věcných břemen u plynárenských zařízení pronajatých od třetích osob v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$VF_{dpni} = N_{dpnski-2} - N_{dnppli-2} + (NVB_{dpi-2} - VVB_{dpi-2}) ,$$

kde

**N<sub>dpnski-2</sub>** [Kč] je skutečná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu stanovená podle bodu 14.2.4. pro rok  $i-2$ ,

**N<sub>dnppli-2</sub>** [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu stanovená podle bodu 14.2.4 pro rok  $i-2$ ,

**NVB<sub>dpi-2</sub>** [Kč] jsou skutečné náklady nájemce v roce  $i-2$  vynaložené v obvyklé výši za činnosti spojené s dodatečným zřizováním věcného břemene k pozemkům dotčeným pronajatým plynárenským zařízením v případě, že předmětné věcné břemeno nebylo zřízeno pronajímatelem,

**VVB<sub>dpi-2</sub>** [Kč] jsou skutečné výnosy nájemce uhrazené pronajímatelem v roce  $i-2$  a sloužící k pokrytí předchozích nákladů nájemce spojených s dodatečným zřizováním věcného břemene k pozemkům dotčeným pronajatým plynárenským zařízením,

**MB<sub>dpi</sub>** [Kč] je motivační bonus provozovatele distribuční soustavy zohledňující plnění motivačního programu, stanovený vztahem

$$MB_{dpi} = \frac{MV_{dpm bpli}}{100} \times RAB_{dpi} + KF_{dpm bi},$$

kde

$MV_{dpm bpli}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 8.4,

$KF_{dpm bi}$  [Kč] je korekční faktor motivačního bonusu stanovený postupem podle bodu 14.2.3,

$M_{dpPOMi}$  [Kč] je motivační prvek za provozování odepsaného majetku pro regulovaný rok  $i$  stanovený podle bodu 8.4, stanovený vztahem

$$M_{dpPOMi} = \left( \frac{1}{X} \times PHA_{dppi} \right) \times MV_{dpi} + KF_{MdpPOMi},$$

kde

$X$  [-] je vážená délka odepisování majetku stanovená podle bodu 8.4.4,

$PHA_{dppi}$  [Kč] je souhrnná pořizovací hodnota odepsaného majetku, který bude provozován v regulovaném roce  $i$ , stanovená podle bodu 8.4.4,

$KF_{MdpPOMi}$  [Kč] je korekční faktor motivačního prvku za provozování odepsaného majetku pro regulovaný rok  $i$  stanovený podle bodu 14.2.3,

$DOT_{dpi}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB, stanovený vztahem

$$DOT_{dpi} = -\frac{RF_{dpi}}{100} \times RAB_{dpdotpli} - O_{dpdotpli} + KF_{dpdoti},$$

kde

$RF_{dpi}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená podle bodu 3.2.4.9,

$RAB_{dpdotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{dpdotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{dpdoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.2.3.

## B) Pravidla zaokrouhlování

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- MWh na 3 desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst,
- Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná cena je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

## 14.2.3 Postup stanovení korekčních faktorů v plynárenství

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025, kromě korekčního faktoru zisku provozovatele distribuční soustavy v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění  $k_{dppit}$  stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v plynárenství pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny. Korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy v případě, kdy byl plánovaný koeficient přecenění  $k_{dppit}$  stanovený pro provozovatele distribuční soustavy pro rok 2020 menší než 1, je za rok 2025 z důvodu změny metodiky výpočtu zisku stanovený takovým způsobem, aby nedošlo ke dvojímu započítání zisku za  $\Delta RAB_{2025}$ .

## A) Korekční faktory pro provozovatele přepravní soustavy

(1) Korekční faktor odpisů provozovatele přepravní soustavy  $KF_{ppoi}$  v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými přímo přiřaditelnými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku stanovenými v souladu s principy uvedenými v bodě 3.1.2 v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{ppoi} = (O_{ppppmski-2} - O_{ppppmpli-2}) \times rn_{ppi-2} \times \frac{100+PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-1}}{100},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$O_{ppppmski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 2.9 sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro rok  $i-2$ ,

$O_{ppppmpli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 2.9 sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro rok  $i-2$ ,

$rn_{ppi-2}$  [%] je koeficient redukce výnosů stanovený podle bodu 7.2,

$PRIB_{ppi-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{ppi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$PRIR_{ppi}$  [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele přepravní soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele přepravní soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

$PRIB_{ppi-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{ppi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .

(2) Korekční faktor zisku provozovatele přepravní soustavy  $KF_{ppzi}$  v Kč zohledňuje rozdíl zisku způsobený rozdílem mezi skutečnou a plánovanou hodnotou zůstatkové hodnoty aktiv v roce  $i-2$ , aplikovaný od roku  $i \geq 3$ , stanovený vztahem

$$KF_{ppzi} = (RAB_{ppski-2} - RAB_{ppi-2}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-1}}{100},$$

kde

$RAB_{ppski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovená vztahem

$$RAB_{ppski-2} = ZHA_{ppski-2} \times rn_{ppi-2},$$

kde

$ZHA_{ppski-2}$  [Kč] je skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy pro činnost přepravy plynu ke konci roku  $i-2$ ,

$RAB_{ppi-2}$  [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$MV_{ppi-2}$  [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv stanovená Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok  $i-2$ .

(3) Korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy  $KF_{ppNi}$ , který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených rozvojových investic v roce  $i-2$ , je aplikovaný od roku  $i \geq 3$  a stanovený vztahem

$$KF_{ppNi} = (NI_{ppski-2} - NI_{pppli-2}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-1}}{100},$$

kde

$NI_{ppski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy schválená Úřadem v roce  $i-2$ ,

$NI_{pppli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele přepravní soustavy schválená Úřadem v roce  $i-2$ .

(4) Korekční faktor  $KF_{ppi}$  v Kč pro službu přepravy plynu je aplikovaný od roku  $i \geq 2$  a stanovený vztahem

$$KF_{ppi} = (PV_{ppi-2} + KF_{ppi-2} + MB_{ppi-2} + M_{ppPOMi-2} + DOT_{ppi-2} - CT_{ppi-2} + ODN_{ppski-2} - ODV_{ppski-2} - PVS_{ppski-2}) \times \frac{100+PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-1}}{100},$$

kde

$PV_{ppi-2}$  [Kč] je hodnota povolených výnosů pro rok  $i-2$ ,

$KF_{ppi-2}$  [Kč] je hodnota korekčního faktoru přepravy plynu stanovená pro rok  $i-2$ ,

$MB_{ppi-2}$  [Kč] je motivační bonus provozovatele přepravní soustavy zohledňující plnění motivačního programu v regulovaném roce  $i-2$ ,

$M_{ppPOMi-2}$  [Kč] je motivační prvek za provozování odepsaného majetku pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$DOT_{ppi-2}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$CT_{ppi-2}$  [Kč] jsou celkové dosažené výnosy za službu přepravy plynu (včetně příjmů inkasovaných ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy) bez plateb za variabilní složku ceny a bez výnosů souvisejících s obchodním a fyzickým vyrovnáváním odchylek v roce  $i-2$ , do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti,

$ODN_{ppski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady související s obchodním a fyzickým vyrovnáváním odchylek v roce  $i-2$ ,

$ODV_{ppski-2}$  [Kč] jsou skutečné výnosy související s obchodním a fyzickým vyrovnáváním odchylek v roce  $i-2$ .

$PVS_{ppski-2}$  [Kč] je přebytek skutečných výnosů z variabilní složky ceny na všech bodech přepravní soustavy v roce  $i-2$  použitý pro snížení kapacitní složky ceny.

(5) Korekční faktor motivačního bonusu  $KF_{ppmbi}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou bonusu výnosnosti a zároveň skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze aktiv v roce  $t-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{ppmbi} = \left( RAB_{ppski-2} \times \frac{MV_{ppmbski-2}}{100} \right) - \left( RAB_{pppli-2} \times \frac{MV_{ppmbpli-2}}{100} \right) \times \frac{100+PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-1}}{100},$$

kde

$MV_{ppmbski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovená podle bodu 7.5,

$MV_{ppmbpli-2}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovená podle bodu 7.5.

(6) Korekční faktor motivačního prvku za provozování odepsaného majetku  $KF_{MppPOMi}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou provozovaného odepsaného majetku v regulovaném roce  $i-2$  stanovený vztahem

$$KF_{MppPOMi} = \left( \left( \frac{1}{X} \times PHA_{ppski-2} \times MV_{ppi} \right) - \left( \frac{1}{X} \times PHA_{pppli-2} \times MV_{ppi} \right) \right) \times \frac{100+PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{ppi-1}}{100},$$



kde

$X [-]$  je vážená délka odepisování majetku stanovená podle bodu 7.5.5,

$PHA_{ppski-2}$  [Kč] je souhrnná pořizovací hodnota odepsaného majetku, který byl skutečně provozován v regulovaném roce  $i-2$ , stanovená podle bodu 7.5.5,

$PHA_{pppli-2}$  [Kč] je souhrnná pořizovací hodnota odepsaného majetku, který měl být provozován v regulovaném roce  $i-2$ , stanovená podle bodu 7.5.5.

(7) Korekční faktor poskytnutých investičních dotací  $KF_{ppdoti}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržených investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{ppdoti} = \left( -\frac{RF_{ppi}}{100} \times RAB_{ppdotski-2} - O_{ppdotski-2} + \frac{RF_{ppi}}{100} \times RAB_{ppdotpli-2} + O_{ppdotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{ppi-1}}{100},$$

kde

$RF_{ppi}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9,

$RAB_{ppdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{ppdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i-2$ ,

$RAB_{ppdotpli-2}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{ppdotpli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i-2$ .

## B) Korekční faktory pro provozovatele distribuční soustavy

(1) Korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy  $KF_{dpoi}$  v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v roce  $i-2$ , je aplikovaný od roku  $i \geq 3$ .

Korekční faktor odpisů provozovatele distribuční soustavy  $KF_{dpoi}$  je stanoven vztahem

$$KF_{dpoi} = (O_{dpski-2} - O_{dppli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{dpi-1}}{100},$$

kde

$i [-]$  je pořadové číslo regulovaného roku,

$O_{dpski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 2.9 sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok  $i-2$ ,

$O_{dppli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy stanovená v souladu s principy uvedenými v bodě 2.9, sloužícího k zajištění služby distribuční soustavy pro rok  $i-2$ ,

$PRIB_{dpi-2}$  [%] je roční hodnota sazby PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{dpi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$PRIR_{dpi}$  [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele distribuční soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele distribuční soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

$PRIB_{dpi-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{dpi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé

kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .

(2) Korekční faktor zisku provozovatele distribuční soustavy  $KF_{dpzi}$  v Kč, který zohledňuje rozdíl zisku stanovený jako rozdíl mezi skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze v roce  $i-2$ , je aplikovaný od roku  $i \geq 3$ , stanovený následujícím vztahem

$$KF_{dpzi} = (RAB_{dpski-2} - RAB_{dpi-2}) \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-1}}{100},$$

kde

$RAB_{dpi-2}$  [Kč] je hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy vstupující do výpočtu parametru zisk v roce  $i-2$ ,

$RAB_{dpski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy v roce  $i-2$ , stanovená vztahem

$$RAB_{dpski-2} = RAB_{dp0} + \sum_{t=L}^{L+i} \Delta RAB_{dpskt-2},$$

kde

$RAB_{dp0}$  [Kč] je výchozí hodnota regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy stanovena jako skutečná hodnota ZHA pro rok  $L-1$ ,

$\Delta RAB_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná roční změna hodnoty regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy sloužících k zajištění služby distribuční soustavy v roce  $t-2$ , stanovená vztahem

$$\Delta RAB_{dpskt-2} = IA_{dpskt-2} + MP_{dpskt-2} - VM_{dpskt-2} - O_{dpskt-2},$$

kde

$IA_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$MP_{dpskt-2}$  [Kč] skutečná hodnota majetku nabytého přeměnou společnosti pro rok  $t-2$ ,

$VM_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota vyřazeného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok  $t-2$ ,

$O_{dpskt-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění služeb distribuční soustavy pro regulovaný rok  $t-2$ ,

$MV_{dpi-2}$  [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro držitele licence na distribuci plynu pro regulovaný rok stanovena Úřadem podle metodiky váženého průměru nákladů na kapitál před zdaněním pro rok  $i-2$ .

(3) Korekční faktor nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy  $KF_{dpNi}$  v Kč, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou nedokončených rozvojových investic v roce  $i-2$ , je aplikovaný od roku  $i \geq 3$  a stanovený vztahem

$$KF_{dpNi} = (NI_{dpski-2} - NI_{dppi-2}) \times \frac{MV_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-1}}{100},$$

kde

$NI_{dpski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy v roce  $i-2$ ,

$NI_{dppi-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota nedokončených rozvojových investic provozovatele distribuční soustavy schválená Úřadem v roce  $i-2$ .

(4) Korekční faktor nákladů na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě pro rok  $i$   $KF_{NZdpi}$  v Kč je aplikovaný od roku  $i \geq 4$  a stanovený vztahem

$$KF_{NZdpi} = (NZ_{dpski-3} - NZ_{dpi-3}) \times \frac{100+PRIB_{dpi-3}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-1}}{100} + M_{dpZTRi},$$

kde

$NZ_{dpi-3}$  [Kč] jsou skutečné náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě včetně uhrazené ceny za činnost operátora trhu v plynárenství vztahující se k regulovanému roku  $i-3$ , které jsou limitovány maximální cenou dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu se zohledněním směnného kurzu vyhlášeného ČNB každý měsíc v den uskutečnitelného zdanitelného plnění, včetně nákladů/výnosů souvisejících s clearingem ztrát,

$NZ_{dpi-3}$  [Kč] jsou náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok  $i-3$ ,

$PRIB_{dpi-3}$  [%] je roční hodnota sazby PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{dpi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-3$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$M_{dpZTRi}$  [Kč] je motivační složka související s množstvím ztrát v distribuční soustavě, stanovená vztahem

$$M_{dpZTRi} = \left( (SDMP_{dpi-3} \times norm_{ZTRi-3}) - SM_{ZTRote} \right) \times NCP_{dpi-3},$$

kde

$SDMP_{dpi-3}$  [MWh] je skutečné distribuované množství plynu do odběrných míst v roce  $i-3$ ,

$norm_{ZTRi-3}$  [%] je normativ ztrát používaný ke stanovení povoleného množství plynu na krytí ztrát v roce  $i-3$ ,

$SM_{ZTRote}$  [MWh] je skutečné množství ztrát evidované operátorem trhu v roce  $i-3$ ,

$NCP_{dpi-3}$  [Kč/MWh] je maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu pro regulovaný rok  $i-3$ .

(5) Korekční faktor pro službu distribuční soustavy  $KF_{dpi}$  v Kč je aplikovaný od roku  $i \geq 3$  a stanovený vztahem

$$KF_{dpi} = \left( PV_{dpi-2} + KF_{dpi-2} + NZ_{dpi-2} + NVTS_{dpi-2} + ND_{dpi-2} + NP_{dpi-2} + N_{dpnpli-2} + MB_{dpi-2} + M_{dpPOMi-2} + DOT_{dpi-2} - CT_{dpi-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{dpi-1}}{100},$$

kde

$PV_{dpi-2}$  [Kč] je hodnota stanovených povolených výnosů pro rok  $i-2$ ,

$KF_{dpi-2}$  [Kč] je hodnota korekčního faktoru stanovená pro rok  $i-2$ ,

$NZ_{dpi-2}$  [Kč] jsou náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$NVTS_{dpi-2}$  [Kč] jsou náklady na nákup plynu pro vlastní technologickou spotřebu v distribuční soustavě pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$ND_{dpi-2}$  [Kč] je skutečná hodnota nákladů na nákup služeb distribučních soustav od jiných provozovatelů distribuční soustavy v roce  $i-2$ ,

$NP_{dpi-2}$  [Kč] jsou náklady na službu přepravy plynu hrazené provozovatelem distribuční soustavy pro rok  $i-2$  vztahované k množství plynu do odběrných míst připojených k distribuční soustavě, předávacích míst jiných provozovatelů regionálních a lokálních distribučních soustav, do předávacích míst přeshraničních plynovodů a povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy s vyloučením množství plynu vstupujícího do distribuční soustavy z výroby, stanovené vztahem

$$NP_{dpi-2} = P_{pkapi-2} + S_{ppi-2} \times MP_{dpski-2},$$

kde

$P_{pkapi-2}$  [Kč] jsou náklady na rezervovanou pevnou přepravní kapacitu, které uhradil provozovatel distribuční soustavy za službu přepravy do předávacích míst z přepravní soustavy za rok  $i-2$ ,

$S_{ppi-2}$  [Kč/MWh] je komoditní složka ceny stanovená za službu přepravy plynu do domácího bodu pro rok  $i-2$  stanovená analyticky Úřadem,

$MP_{dpski-2}$  [MWh] je skutečné množství energie plynu distribuované příslušným držitelem licence v roce  $i-2$  zahrnující celkové množství energie plynu distribuované do odběrných míst zákazníků, předávacích míst jiných provozovatelů regionálních a lokálních distribučních soustav, do předávacích míst přeshraničních plynovodů a povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy s vyloučením množství plynu vstupujícího do distribuční soustavy z výroben,

$N_{dnppli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení podle smluv o nájmu pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$MB_{dpi-2}$  [Kč] je motivační bonus provozovatele distribuční soustavy zohledňující plnění motivačního programu v regulovaném roce  $i-2$ ,

$M_{dpPOMi-2}$  [Kč] je motivační prvek za provozování odepsaného majetku pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$DOT_{dpi-2}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$CT_{dpi-2}$  [Kč] jsou celkové dosažené výnosy za službu distribuční soustavy včetně výnosů za službu přepravy plynu do domácího bodu za rok  $i-2$  bez hodnoty výnosů za činnosti operátora trhu, do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(6) Korekční faktor motivačního bonusu  $KF_{dpmbi}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou bonusu výnosnosti a zároveň skutečnou hodnotou regulační báze aktiv a plánovanou hodnotou regulační báze aktiv v roce  $t-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{dpmbi} = \left( RAB_{dpski-2} \times \frac{MV_{dpmbski-2}}{100} \right) - \left( RAB_{dpi-2} \times \frac{MV_{dpmbpli-2}}{100} \right) \times \frac{100+PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-1}}{100},$$

kde

$MV_{dpmbski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 8.4,

$MV_{dpmbpli-2}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená podle bodu 8.4.

(7) Korekční faktor motivačního prvku za provozování odepsaného majetku  $KF_{MdpPOMi}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou provozovaného odepsaného majetku v regulovaném roce  $i-2$  stanovený vztahem

$$KF_{MdpPOMi} = \left( \left( \frac{1}{x} \times PHA_{dpski-2} \times MV_{dpi} \right) - \left( \frac{1}{x} \times PHA_{dppli-2} \times MV_{dpi} \right) \right) \times \frac{100+PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{dpi-1}}{100},$$

kde

$x$  [-] je vážená délka odepisování majetku stanovená podle bodu 7.5.5,

$PHA_{dpski-2}$  [Kč] je souhrnná pořizovací hodnota odepsaného majetku, který byl provozován v regulovaném roce  $i-2$ , stanovená podle bodu 7.5.5,

$PHA_{dppli-2}$  [Kč] je souhrnná pořizovací hodnota odepsaného majetku, který měl být provozován v regulovaném roce  $i-2$ , stanovená podle bodu 7.5.5.

(8) Korekční faktor poskytnutých investičních dotací  $KF_{dpdoti}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržovaných investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{dpdoti} = \left( -\frac{RF_{dpi}}{100} \times RAB_{dpdotski-2} - O_{dpdotski-2} + \frac{RF_{dpi}}{100} \times RAB_{dpdotpli-2} + O_{dpdotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{dpi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{dpi-1}}{100},$$

kde

$RF_{dpi}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9,

$RAB_{dpdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{dpdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i-2$ ,

$RAB_{dpdotpli-2}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{dpdotpli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i-2$ .

### C) Pravidla zaokrouhlování

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- MWh na 3 desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti regulační báze aktiv, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst,
- tis. m<sup>3</sup> v celých hodnotách,
- Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná hodnota korekčního faktoru je zaokrouhlena na celé Kč.

## 14.2.4 Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení

### 14.2.4.1 Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení

Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je maximální hodnota, kterou lze přičíst k regulační bázi aktiv držitele licence v případě nabytí tohoto zařízení, a odpisy z ní je možné zahrnout do povolených odpisů. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná provozovatelem distribuční soustavy od třetích stran a zákazníků provozovatele distribuční soustavy. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná vlastní investiční činností v případě, že se jedná o kvantitativní rozvoj distribuční soustavy. Netýká se investic do kvalitativního rozvoje a obnovy distribuční soustavy. Kvantitativním rozvojem distribuční soustavy se pro účely stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení rozumí výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční soustavy, která ani zčásti nenahrazuje existující zařízení a která souvisí s nárůstem počtu odběrných míst. Kvalitativním rozvojem distribuční soustavy se rozumí výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční soustavy, která ani zčásti nenahrazuje existující zařízení a která je realizována z titulu plnění povinností držitele licence stanovených právními předpisy. Obnovou distribuční soustavy se rozumí investice do distribuční soustavy, které nejsou ani kvantitativním, ani kvalitativním rozvojem distribuční soustavy, například náhrada stávajících zařízení za nové, i když technicky dokonalejší, tak, aby byla zachována jejich funkce z hlediska bezpečnosti, spolehlivosti, dodržení standardů, optimalizace provozních nákladů. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení podle této přílohy se nepoužije v případě odkupu těžebního plynovodu.

#### 1. Způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení

Pro výpočet regulované hodnoty plynárenských zařízení je použita metoda diskontovaných peněžních toků. Tato metoda je založena na výpočtu kladného a záporného peněžního toku, které jsou vytvářeny



provozováním hodnoceného plynárenského zařízení. Peněžní toky jsou diskontovány a z jejich rozdílu je vypočtena čistá současná hodnota.

Pro výpočet regulované hodnoty plynárenského zařízení je určen parametr doby návratnosti. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je vypočtena tak, aby čistá současná hodnota rozdílu kladného a záporného peněžního toku, který je vytvářen provozováním hodnoceného plynárenského zařízení, byla za určenou dobu návratnosti rovna nule.

Peněžní toky a čistá současná hodnota plynárenského zařízení

		rok 1	rok 2	rok 3	další roky...	rok N
	<i>Kladný tok</i>					
	Čistý zisk	<b>H</b>	<b>H</b>	<b>H</b>		<b>H</b>
+	Účetní odpisy z regulované hodnoty plynárenského zařízení	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>		<b>X</b>
=	Kladný tok	<b>V</b>	<b>V</b>	<b>V</b>		<b>V</b>
x	Diskontní sazba	<b>H</b>	<b>H</b>	<b>H</b>		<b>H</b>
1	Diskontovaný kladný tok	<b>V</b>	<b>V</b>	<b>V</b>		<b>V</b>
	<i>Záporný tok</i>					
	Regulovaná hodnota plynárenského zařízení	<b>X</b>				
=	Záporný tok	<b>V</b>				
x	Diskontní sazba	<b>H</b>				
2	Diskontovaný záporný tok	<b>V</b>				
1-2	Čistá současná hodnota	<b>V</b>	<b>V</b>	<b>V</b>		<b>V</b>

kde

**H** je hodnota

**V** je výpočet

**X** je výsledek iteračního výpočtu

**rok 1** je první rok výpočtu regulované hodnoty

**rok N** je poslední rok výpočtu regulované hodnoty

Výchozí rok hodnocení je aktuální kalendářní rok, ve kterém je prováděn výpočet regulované hodnoty.

První rok výpočtu regulované hodnoty je výchozí rok hodnocení, nebo rok zahájení distribuce plynu z hodnoceného plynárenského zařízení, pokud tato skutečnost nastane později.

Poslední rok výpočtu regulované hodnoty je rok, ve kterém má být dosaženo návratnosti investice při stanovené diskontní míře a době návratnosti. Stanovená doba návratnosti se počítá od prvního roku výpočtu regulované hodnoty.

## Výpočet zisku

Tržby za služby distribuční soustavy	
- Provozní náklady	
- Náklady na bilanční rozdíl	
- Účetní odpisy z regulované hodnoty plynárenského zařízení	
<hr/>	
= Hrubý zisk	
- Rozdíl účetních a daňových odpisů z regulované hodnoty plynárenského zařízení	
<hr/>	
Základ daně z příjmů	
x Sazba daně z příjmů	
<hr/>	
= Daň z příjmů	
Hrubý zisk	
- Daň z příjmů	
<hr/>	
Čistý zisk	

Do kladného peněžního toku je započten čistý zisk vytvořený provozováním hodnoceného plynárenského zařízení a účetní odpisy z regulované hodnoty plynárenského zařízení ve stejné výši, ve které byly použity pro výpočet zisku.

Záporný peněžní tok tvoří dopočtená regulovaná hodnota plynárenského zařízení.

Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena jako menší ze dvou hodnot, kterými jsou regulovaná hodnota vypočtená metodou diskontovaných peněžních toků podle tohoto bodu a obvyklá cena pořízení hodnoceného zařízení stanovená podle bodu 2c).

## **2. Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení**

### **a) Tržby za služby distribuční soustavy**

Tržby za služby distribuční soustavy z hodnoceného plynárenského zařízení jsou do výpočtu zahrnuty v ročním členění na období doby návratnosti stanovené podle bodu 3d) počínaje prvním rokem výpočtu regulované hodnoty.

Tržby za služby distribuční soustavy se stanoví na základě velikosti odběru plynu z hodnoceného plynárenského zařízení. Jsou-li důvodné předpoklady o změně počtu připojených zákazníků a množství odebíraného plynu, zohlední se ve výpočtu tržeb za služby distribuční soustavy.

Tržby za služby distribuční soustavy pro zákazníky kategorie velkoodběratel, střední odběratel a maloodběratel se vypočítají z předpokládaného množství distribuovaného plynu a průměrné ceny služby distribuční soustavy. Tržby za služby distribuční soustavy pro zákazníky kategorie domácnost se vypočítají podle počtu zákazníků a charakteru jejich odběrných míst. K odběrným místům podle jejich typu se přiřazují měrné spotřeby a průměrné ceny za služby distribuční soustavy uplatňované provozovatelem distribuční soustavy. Minimální členění domácností pro účely vykazování měrných spotřeb a struktura cen za služby distribuční soustavy jsou stanoveny ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>.

Průměrné ceny za služby distribuční soustavy pro výchozí rok hodnocení jsou upraveny o případné korekční faktory stanovené pro tento rok. Ceny za služby distribuce pro výchozí rok jsou v dalších letech navyšovány podle stanovené míry inflace.

### **b) Náklady na bilanční rozdíl**

Tržby za služby distribuční soustavy se snižují o náklady na ztráty příslušné distribuční soustavy.

### **c) Obvyklá cena pořízení**

Obvyklá cena pořízení plynárenského zařízení je stanovena na základě investičního ceníku provozovatele distribuční soustavy, na jehož území je dané plynárenské zařízení umístěno.

Do obvyklé ceny pořízení se zahrnují náklady na pořízení projektové dokumentace, geodetické zaměření, věcná břemena a ostatní investiční náklady a poplatky na výstavbu, úpravu nebo pořízení plynárenského zařízení. Cenou pořízení plynárenského zařízení při připojení odběrného místa se rozumí náklady spojené s připojením a se zajištěním distribuce plynu. Zahrnované investiční náklady jsou ve výši obvyklé pro provozovatele distribuční soustavy. Obvyklá výše investičních nákladů je provozovatelem distribuční soustavy dokládána investičním ceníkem platným pro výchozí rok hodnocení v předepsaném členění. Minimální struktura investičního ceníku a pravidla pro jeho vykazování jsou stanoveny ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>.

Pokud je regulovaná hodnota stanovována pro plynárenské zařízení uvedené do provozu (zkolaudované) před výchozím rokem hodnocení, bude obvyklá cena pořízení stanovena na základě investičního ceníku platného pro výchozí rok hodnocení a přepočtena prostřednictvím příslušných ročních indexů cen stavebních děl na hodnotu roku, ve kterém bylo toto zařízení uvedeno do provozu (zkolaudováno). Přepočet bude proveden maximálně do roku 2007 (unbundling distribuce plynu s přeceněním aktiv). Podle charakteru plynárenského zařízení budou pro přepočet obvyklé ceny pořízení plynárenských zařízení na dálkovodech použity roční hodnoty indexu „Vedení plynu, ropy a ostatních produktů dálková trubní“ a pro přepočet obvyklé ceny pořízení pro místní síť roční hodnoty indexu „Vedení plynu místní trubní“.

Pokud je regulovaná hodnota stanovována pro plynárenské zařízení, které bude uvedeno do provozu (zkolaudováno) po výchozím roce hodnocení, bude obvyklá cena pořízení stanovena na základě investičního ceníku platného pro výchozí rok hodnocení a přepočtena prostřednictvím stanovené míry inflace na hodnotu roku, ve kterém bude toto plynárenské zařízení uvedeno do provozu (zkolaudováno).

#### **d) Provozní náklady**

Provozní náklady provozovatele distribuční soustavy související s hodnoceným plynárenským zařízením jsou stanoveny určeným procentem z obvyklé ceny pořízení hodnoceného plynárenského zařízení stanovené podle bodu 2c).

#### **e) Účetní a daňové odpisy**

Pro stanovení výše odpisů se vychází z obvyklé ceny pořízení plynárenského zařízení a platných regulačních a daňových odpisových sazeb. Výše odpisů vypočtených z obvyklé ceny pořízení plynárenského zařízení je přepočtena podle výsledné regulované hodnoty plynárenského zařízení.

### **3. Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení**

Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení:

- a)** diskontní míra je stanovena ve stejné výši jako míra výnosnosti regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy po zdanění,
- b)** výše provozních nákladů je rovna 1,2 % z ceny pořízení hodnoceného plynárenského zařízení, přičemž se vychází z obvyklé ceny pořízení,
- c)** míra inflace 2,0 %, stanovena ve výši dlouhodobého inflačního cíle ČNB,
- d)** doba návratnosti investice je 20 let od prvního roku výpočtu regulované hodnoty, pokud lze oprávněně předpokládat, že minimálně po tuto dobu hodnocené plynárenské zařízení zaručí bezpečné a spolehlivé poskytování služby distribuční soustavy. U plynárenských zařízení, jejichž životnost je kratší než 20 let, je doba návratnosti shodná s dobou zbývajících životnosti hodnoceného plynárenského zařízení.

### **4. Zjednodušený způsob výpočtu regulované hodnoty samostatné plynovodní přípojky**

Pro stanovení regulované hodnoty samostatné středotlaké a nízkotlaké plynovodní přípojky vybudované na stávající distribuční soustavě je možné využít zjednodušený způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení.

Regulovaná hodnota plynovodní přípojky je v tomto případě vypočtena jako procentuální podíl z obvyklé ceny pořízení hodnocené plynovodní přípojky.

Procento podílu je určeno na základě plánovaného nebo skutečného odběru plynu a délky hodnocené plynovodní přípojky. V případě, že se jedná o kategorii domácnost, je odběr plynu stanoven podle měrné spotřeby určené pro daný typ zákazníka.

Parametry zjednodušeného výpočtu regulované hodnoty plynovodní přípojky jsou intervalová určení zatížení plynovodní přípojky v m<sup>3</sup>/m za rok a k těmto intervalům příslušná procenta pro výpočet podílu z obvyklé ceny pořízení. Základem pro stanovení parametrů zjednodušeného výpočtu regulované hodnoty plynovodní přípojky jsou výpočty pro jednotlivé intervaly zatížení provedené výše popsanou metodou diskontovaných peněžních toků v plném rozsahu při použití všech stanovených parametrů. Pravidla pro vykazování parametrů zjednodušeného výpočtu regulované hodnoty plynovodní přípojky jsou stanovena ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví<sup>5</sup>.

Zjednodušený způsob výpočtu regulované hodnoty samostatné plynovodní přípojky nelze použít v případě, kdy je plynovodní přípojka budována současně s plynovodní sítí.

#### **5. Rozdíl mezi cenou uhrazenou provozovatelem distribuční soustavy a regulovanou hodnotou plynárenského zařízení**

V případě nabytí plynárenského zařízení od třetích stran a zákazníků provozovatele distribuční soustavy není možné rozdíl mezi regulovanou hodnotou plynárenského zařízení a cenou uhrazenou provozovatelem distribuční soustavy přesahující regulovanou hodnotu zahrnout do hodnoty provozních aktiv provozovatele distribuční soustavy.

V případě nabytí plynárenského zařízení vlastní investiční činností není možné rozdíl mezi regulovanou hodnotou plynárenského zařízení a cenou uhrazenou provozovatelem distribuční soustavy zahrnout do hodnoty provozních aktiv provozovatele distribuční soustavy.

#### **6. Úprava regulované hodnoty plynárenského zařízení o zaplacené regulované náklady na úhradu nájemného**

V případě nabytí plynárenského zařízení provozovatelem distribuční soustavy od třetích stran se regulovaná hodnota plynárenského zařízení snižuje o úhrn regulovaných nákladů na úhradu nájemného plynárenského zařízení, které byly na základě smlouvy o nájmu tohoto zařízení vyplaceny od roku 2026.

#### **14.2.4.2 Postup stanovení regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení ve vlastnictví třetích osob**

Roční regulované náklady na úhradu nájemného se stanovují na základě platných parametrů regulace a aktuálních podmínek distribuce na daném plynárenském zařízení.

##### **1. Způsob výpočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za plynárenské zařízení**

Hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného je stanovena na základě regulované hodnoty plynárenského zařízení vypočtené podle bodu 14.2.4.1.

Hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného je stanovena jako pravidelná roční splátka regulované hodnoty, která při stanovené úrokové míře za dobu návratnosti stanovenou podle bodu 14.2.4.1 odst. 3 písm. d) uhradí pronajímateli regulovanou hodnotu daného plynárenského zařízení.

Hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného (*RN*) v Kč je stanovena následujícím vztahem

$$RN = \frac{RH \times i}{1 - (1+i)^{-n}},$$

kde

*RH* [Kč] je regulovaná hodnota pronajímaného plynárenského zařízení vypočtená podle bodu 14.2.4.1,

*i* [%] je stanovená úroková míra,

*n* [-] je doba návratnosti stanovená podle bodu 14.2.4.1 odst. 3 písm. d).

Výše úrokové míry je stanovena ve výši bezrizikové míry výnosnosti stanovené ERÚ pro výpočet míry výnosnosti regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy v regulačním období, ve kterém je prováděn výpočet regulovaných nákladů na úhradu nájemného za dané plynárenské zařízení.

Regulované náklady na úhradu nájemného za plynárenské zařízení budou podle tohoto bodu stanoveny poprvé pro rok 2026.

Regulované náklady na úhradu nájemného budou přepočteny při změně parametrů regulace pro další regulační období. Součástí tohoto přepočtu bude zohlednění aktuálního množství plynu distribuovaného z pronajímaného plynárenského zařízení a uvažovaného budoucího využití tohoto zařízení. Při přepočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného bude pro dané plynárenské zařízení vždy použita stejná hodnota doby návratnosti  $n$  použitá při prvním výpočtu provedeném podle tohoto bodu.

Pokud přepočtená regulovaná hodnota nebude větší než nula, nebudou stanoveny regulované náklady na úhradu nájemného na další období.

Regulované náklady na úhradu nájemného budou pro dané plynárenské zařízení podle tohoto bodu stanoveny po dobu shodnou s délkou doby návratnosti stanovenou podle bodu 14.2.4.1 písm. 3d).

## **2. Provoz a údržba pronajatých plynárenských zařízení**

Náklady na provoz a údržbu pronajatých plynárenských zařízení jsou součástí celkových povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy určených Úřadem.

### **14.2.5 Postup stanovení odkupní hodnoty těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů**

V případě vzniku povinnosti odkupu těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů bude odkup uskutečněn právě za cenu odpovídající odkupní hodnotě vypočtené podle této přílohy. Takto stanovená odkupní hodnota těžebního plynovodu bude přičtena k regulační bázi aktiv držitele licence a odpisy z této hodnoty budou zahrnuty do povolených odpisů.

#### **14.2.5.1 Pořizovací hodnota těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů**

Vstupní hodnotou pro výpočet odkupní hodnoty těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů je jeho pořizovací hodnota stanovená jako menší z následujících hodnot doložená cena realizace podle bodu a) a obvyklá cena pořízení vypočtená podle bodu b).

##### **a) Doložená cena realizace**

Doložená cena realizace je určena jako celkové investiční náklady vynaložené prodávajícím v souvislosti s pořízením těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů bez daně z přidané hodnoty. Takto určená cena musí být doložena účetními doklady. V doložené ceně realizace mohou být zahrnuty náklady na pořízení projektové dokumentace, geodetické zaměření, věcná břemena a ostatní investiční náklady a poplatky na výstavbu nejsou-li součástí doložené ceny realizace.

##### **b) Obvyklá cena pořízení**

Obvyklá cena pořízení těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů je cena obvyklá podle zákona o cenách.

Do obvyklé ceny pořízení se zahrnují náklady na pořízení projektové dokumentace, geodetické zaměření, věcná břemena a ostatní investiční náklady a poplatky na výstavbu, úpravu nebo pořízení těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů. Zahrnované investiční náklady jsou ve výši obvyklé pro provozovatele distribuční soustavy. Obvyklá výše investičních nákladů je provozovatelem distribuční soustavy dokládána investičním ceníkem.

Regulovaný subjekt může pro stanovení ceny obvyklé také využít znalecký posudek zpracovaný podle vyhlášky upravující oceňování majetku<sup>9</sup>. V takovém případě zajistí znalecký posudek na své náklady provozovatel distribuční soustavy, a to ke dni podání žádosti o odkup těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů provozovateli distribuční soustavy.

#### **14.2.5.2 Výpočet odkupní hodnoty těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů**

##### **a) Koeficient využití**

<sup>9</sup> Vyhláška č. 441/2013 Sb., k provedení zákona o oceňování majetku (oceňovací vyhláška)



Koeficient využití KoefV je stanoven ve výši:

- 1) KoefV = 0,95 pro VTP => 100 m<sup>3</sup>/hod/km,
- 2) KoefV = 0,95 – 0,0136 x (100 – VTP) pro 30 m<sup>3</sup>/hod/km <VTP < 100 m<sup>3</sup>/hod/km,
- 3) KoefV = 0 pro VTP <= 30 m<sup>3</sup>/hod/km,

kde

**VTP** [m<sup>3</sup>/hod/km] je využití těžebního plynovodu stanovené vztahem

$$VTP = \frac{KapV}{DTP},$$

kde

**KapV** [m<sup>3</sup>/hod] je skutečně zjištěná kapacita výroby biometanu při jejím připojení příslušným provozovatelem nadřazené soustavy k plynárenské soustavě podle smlouvy o připojení,

**DTP** [km] je délka těžebního plynovodu v km.

**b) Odkupní hodnota těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů**

Odkupní hodnota těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů se stanoví jako součin pořizovací hodnoty těžebního plynovodu stanovené podle bodu 14.2.5.1 a koeficientu využití stanoveného podle bodu 14.2.5.2 písm. a).

**c) Omezující podmínky odkupu**

Pro těžební plynovody vedoucí z výroby biometanu s výrobní kapacitou nižší než 30 m<sup>3</sup>/hod je odkupní hodnota rovna nule bez ohledu na hodnotu stanovenou podle bodu 14.2.5.2 písm. b).

**d) Dotace na pořízení těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů**

Pořizovací hodnota těžebního plynovodu stanovená podle bodu 14.2.5.1 je v případě získání dotace na pořízení těžebního plynovodu a souvisejících technologických objektů o výši této dotace ponížena. Pro stanovení odkupní hodnoty je výrobce biometanu povinen doložit provozovateli distribuční soustavy informace týkající se získané dotace.

**e) Snižování odkupní hodnoty v průběhu času**

V případě čerpání dotace na výstavbu odkupovaného majetku se po dobu udržitelnosti projektu (uvedené v dokumentaci o poskytnutí dotace) odkupní hodnota stanovená podle bodu 14.2.5.2 písm. b) nesnižuje. Po uplynutí doby udržitelnosti projektu se tato hodnota snižuje za každý rok mezi rokem uplynutí doby udržitelnosti projektu a rokem odkupu podle vztahu

$$\text{roční snížení odkupní hodnoty} = \frac{1}{(X-Y)},$$

kde

**X** je doba životnosti stanovená

- a) pro těžební plynovod ve výši 20,
- b) pro související technologické objekty v souladu s vyhláškou upravující regulační výkaznictví,

kde

**Y** je délka doby udržitelnosti projektu.

V ostatních případech se odkupní hodnota stanovená podle bodu 14.2.5.2 písm. b) snižuje za každý rok mezi rokem připojení těžebního plynovodu k distribuční soustavě a rokem odkupu podle vztahu

$$\text{roční snížení odkupní hodnoty} = \frac{1}{X},$$

kde

**X** je doba životnosti stanovená

- c) pro těžební plynovod ve výši 20,
- d) pro související technologické objekty v souladu s vyhláškou upravující regulační výkaznictví.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a)  $\text{m}^3/\text{hod}/\text{km}$  na 2 desetinná místa,
- b)  $\text{m}^3/\text{hod}$  na celé  $\text{m}^3/\text{hod}$ ,
- c)  $\text{km}$  na 3 desetinná místa.

Konečná odkupní hodnota je zaokrouhlena na celé Kč.

NÁVRH

## **14.2.6 Postup stanovení cen při vzniku držitele licence nebo při přeměně držitele licence a postup při úplatném nabytí nebo nájmu plynárenského zařízení**

- 1) Je-li udělena licence právnické osobě bez právního předchůdce nebo je-li udělena licence fyzické osobě v průběhu regulovaného roku a nevykonával-li tento držitel licence licencovanou činnost v předchozím regulovaném roce, použije Úřad při stanovení regulovaných cen přiměřeně ustanovení bodu 8.
- 2) Dojde-li v průběhu regulovaného roku k přeměně provozovatele plynárenského zařízení<sup>10</sup>, platí pro nového provozovatele plynárenského zařízení ceny stanovené jeho právnímu předchůdci pro jeho jednotlivá vymezená území, a to do konce regulovaného roku.
- 3) Dojde-li v průběhu regulovaného roku k převodu nebo pachtu závodu či jeho části, který zahrnuje plynárenské zařízení sloužící k výkonu licencované činnosti, nebo k převodu nebo nájmu plynárenského zařízení sloužícího k výkonu licencované činnosti, platí pro nabyvatele, nájemce, pachtýře nebo osobu jinak oprávněnou k užívání plynárenského zařízení k výkonu licencované činnosti do konce regulovaného roku ceny regulovaných činností uplatňované převodcem, pronajímatelem, propachtovatelem nebo jinou osobou, která přenechává plynárenské zařízení k užívání na vymezeném území.
- 4) Nastane-li situace uvedená v odstavci 2 nebo 3 po 30.11. regulovaného roku, platí pro nového provozovatele plynárenského zařízení ceny stanovené jeho právnímu předchůdci pro jeho jednotlivá vymezená území i po celý následující regulovaný rok, pokud Energetický regulační úřad v odůvodněných případech nestanoví jinak.
- 5) Nabude-li provozovatel plynárenského zařízení úplatně plynárenské zařízení v jeho vymezeném území, Energetický regulační úřad zohlední v regulační bázi aktiv uhrazenou cenu takto nabytého majetku, nejvýše však ve výši regulované hodnoty plynárenského zařízení stanovené podle bodu 14.2.4. Z takto stanovené výše regulační báze aktiv budou vypočteny povolené odpisy.
- 6) Uzavře-li provozovatel plynárenského zařízení v průběhu regulovaného roku smlouvu o nájmu plynárenského zařízení, zohlední Úřad v povolených nákladech uhrazené nájemné, nejvýše však ve výši regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení stanovené podle bodu 14.2.4.

<sup>10</sup> Zákon č. 125/2008 Sb., o přeměnách obchodních společností a družstev, ve znění pozdějších předpisů.

## 14.3 Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen za činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství

Postup stanovení cen za činnosti operátora trhu může být pro VI. RO a konkrétní regulovaný rok upraven podzákonnými právními předpisy případně cenovými rozhodnutími ERÚ např. v případě, že budou úpravy reagovat na změny legislativy.

### 14.3.1 Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v elektroenergetice

(1) Cena za činnosti související se zúčtováním odchylek v elektroenergetice  $c_{otzui}$  v Kč/odběrné místo/měsíc je stanovena vztahem

$$c_{otzui} = \frac{UPV_{otzui}}{OM \times 12},$$

kde

index **ot** značí operátora trhu,

index **zu** značí činnost související se zúčtováním odchylek,

index **pl** značí plánovanou hodnotu,

**i** [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

**UPV<sub>otzui</sub>** [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$UPV_{otzui} = PV_{otzui} + F_{otzui} + KF_{otzui} - V_{otzupli} + DOT_{otzui},$$

kde

**PV<sub>otzui</sub>** [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$PV_{otzui} = PN_{otzui} + O_{otzui},$$

kde

**PN<sub>otzui</sub>** [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok *i* stanovené vztahem

$$PN_{otzui} = (N_{otzuzi-1} + N_{otzuplsi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu}),$$

kde

**t** [-] je letopočet roku regulačního období,

**L** [-] je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

**N<sub>otzuzi-1</sub>** [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu spojených s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{otzuzi-1} = \frac{\left( N_{otzuski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^3 \right) + \left( N_{otzuski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^2 \right) + \left( N_{otzuski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu}) \right)}{3},$$

kde

**N<sub>otzuski</sub>** [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu spojené s činnostmi souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice,

$X_{otzu}$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnosti operátora trhu souvisejícími se zúčtováním odchylek v elektroenergetice stanovená Úřadem,

$I_t$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku  $t$ ; hodnota eskalačního faktoru (s podmínkou, že suma vah je rovna jedné) je stanovena vztahem

$$I_t = p_{IIT} \times IIT_t + p_{IPS} \times IPS_t + p_{IM} \times IM_t,$$

kde

$p_{IIT}$  [-] je váha indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,

$p_{IPS}$  [-] je váha indexu cen podnikatelských služeb,

$p_{IM}$  [-] je váha mzdového indexu,

$IIT_t$  [%] je index růstu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství (kód J62-Programování a poradenství) stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen tržních služeb za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců vykázaný ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce CEN06B2 „Indexy cen v tržních službách – podíl klouzavých průměrů bazických indexů“, kód J62, za měsíc duben roku  $t-1$ ,

$IPS_t$  [%] je index cen podnikatelských služeb stanovený jako aritmetický průměr indexů cen vykázaných ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce CEN06B3 „Indexy cen tržních službách – podíl klouzavých průměrů bazických indexů“, kód J63-Informační služby, K65-Pojištění, zajištění a penzijní financování, kromě povinného sociálního zabezpečení, M69-Právní a účetnické služby, M74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, N78-Služby v oblasti zaměstnání a N82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání za měsíc duben roku  $t-1$ ,

$IM_t$  [%] je mzdový index, stanoven jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku  $t-2$  a konče prvním čtvrtletím roku  $t-1$ , zveřejněných v termínu 30.06. roku  $i-1$ ,

$N_{otzuplsi-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů držitele licence pro činnosti související se zúčtováním odchylek v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otzuplsi-1} = \frac{(N_{otzuplsi-4} + N_{otzuplsi-3} + N_{otzuplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otzuplsi-4} = (PN_{otzui-4} - N_{otzuski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^3 \times k_{otzuplsi-4},$$

$$N_{otzuplsi-3} = (PN_{otzui-3} - N_{otzuski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu})^2 \times k_{otzuplsi-3},$$

$$N_{otzuplsi-2} = (PN_{otzui-2} - N_{otzuski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzu}) \times k_{otzuplsi-2},$$

kde

$k_{otzuplsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, jedná se poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby regulovaného subjektu pro VI. RO; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. RO roven 0,5,

$O_{otzui}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok  $i$ , stanovena vztahem

$$O_{otzui} = O_{otzupli} + KF_{otzui},$$



kde

$O_{otzupli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otzuoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů operátora trhu zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.3.2 odst. 1,

$F_{otzui}$  [Kč] je faktor trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v souvislosti s činností zúčtování odchylek nebo integračních evropských projektů v elektroenergetice stanovený Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otzui}$  [Kč] je korekční faktor operátora trhu související se zúčtováním odchylek stanovený podle bodu 14.3.2 odst. 2,

$V_{otzupli}$  [Kč] jsou plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu související se zúčtováním odchylek jako registrace subjektu zúčtování a roční platba za činnost zúčtování v regulovaném roce  $i$ ,

$OM$  [-] je celkový počet odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu podle údajů k 31.12. předaných provozovateli soustav operátorovi trhu v České republice za kalendářní rok, který předchází kalendářnímu roku, ve kterém se sestavuje návrh rozpočtové kapitoly ERÚ pro následující rozpočtový rok, v případě, že byla k 31.12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa; pokud nebyla k 31.12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa, může být počet odběrných míst stanoven na základě údajů vyplývajících z regulačních výkazů,

$DOT_{otzui}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností zúčtování odchylek, stanovený vztahem

$$DOT_{otzui} = -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otzudotpli} - O_{otzudotpli} + KF_{otzudoti}$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovená podle bodu 10.3.2.1,

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.3,

$DOT_{otzudotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržovaných investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{otzudotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{otzudoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.3.2 odstavec (9)a).

## (2) Cena za činnost organizace trhu v elektroenergetice $c_{otori}$ v Kč/MWh je stanovena vztahem

$$c_{otori} = \frac{UPV_{otori}}{ZME_{pli}},$$

kde

index **or** značí činnosti související s organizací trhu,

$UPV_{otori}$  [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu související s činností organizace trhu pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$UPV_{otori} = PV_{otori} - V_{otorpli} + F_{otori} + KF_{otori} + MB_{otori} + DOT_{otori},$$

kde

$PV_{otori}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu spojené s činností organizace trhu pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PV_{otori} = PN_{otori} + O_{otori} + Z_{otori},$$

kde

$PN_{otori}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu související s činností organizace trhu pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PN_{otori} = (N_{otorzi-1} + N_{otorplsi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor}),$$

kde

$N_{otorzi-1}$  [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s činností organizace trhu, tedy s provozováním systému OTE, mzdovými náklady, pronájmem a dalšími provozními náklady, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{otorzi-1} = \frac{\left( N_{otorski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^3 \right) + \left( N_{otorski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^2 \right) + \left( N_{otorski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor}) \right)}{3},$$

kde

$N_{otorski}$  [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s činností organizace trhu,

$X_{otor}$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnosti související s činností organizace trhu stanovená Úřadem,

$I_t$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku  $t$ , stanovena podle odst. 1 tohoto bodu,

$N_{otorplsi-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů držitele licence pro činnosti související s organizací trhu v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otorplsi-1} = \frac{(N_{otorplsi-4} + N_{otorplsi-3} + N_{otorplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otorplsi-4} = (PN_{otori-4} - N_{otorski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^3 \times k_{otorplsi-4},$$

$$N_{otorplsi-3} = (PN_{otori-3} - N_{otorski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor})^2 \times k_{otorplsi-3},$$

$$N_{otorplsi-2} = (PN_{otori-2} - N_{otorski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otor}) \times k_{otorplsi-2},$$

kde

$k_{otorplsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky VI. RO roven 0,5 nebo 0,25 dle volby regulovaného subjektu před začátkem VI. RO,

$O_{otori}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti organizace trhu pro regulovaný rok  $i$ , stanovená vztahem

$$O_{otori} = O_{otorpli} + KF_{otoroi},$$

kde

$O_{otorpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti organizace trhu stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otoroi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů operátora trhu zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího k zajištění činnosti organizace trhu v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.3.2 odst. 3,

$Z_{otori}$  [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i$  stanovený na základě benchmarkového nastavení poplatku za zobchodovanou MWh na krátkodobých trzích s elektřinou vycházejícího z poplatků účtovaných burzami a obdobnými subjekty, jako je operátor trhu, v Evropské unii tak, aby se cena za činnost organizace trhu pohybovala na úrovni obvyklé v Evropské unii a jehož maximální hodnota je stanovena vztahem

$$Z_{otoriMAX} = (ZK_{oti-2} \times 0,7) \times \frac{MV_{oti}}{100},$$

kde

$ZK_{oti-2}$  [Kč] je hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce  $i-2$ ,

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovená podle bodu 10.3.2.1,

$V_{otorpli}$  [Kč] jsou plánované výnosy z ostatních souvisejících činností operátora trhu, zahrnující další výnosy za organizaci krátkodobého trhu s elektřinou vyplývající z plateb za poskytování skutečných hodnot účastníkům na trhu s elektřinou dle § 20a odst. 4 písm. i) energetického zákona a jiné např. přednáškové činnosti pro regulovaný rok  $i$ ,

$F_{otori}$  [Kč] je faktor trhu zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v souvislosti s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovený Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otori}$  [Kč/MWh] je korekční faktor operátora trhu za činnosti související s organizací trhu stanovený podle bodu 14.3.2 odst. 4,

$ZME_{pli}$  [MWh] je plánované množství zobchodované elektřiny držiteli licencí na obchod v roce  $i$  stanovené Úřadem,

$MB_{otori}$  [Kč] je motivační bonus výnosnosti, stanovený podle principů v bodě 10.6, určený vztahem

$$MB_{otori} = \frac{MV_{otormbpli}}{100} \times (ZK_{oti-2} \times 0,7) + KF_{otormbi},$$

kde

$MV_{otormbpli}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti zohledňující plnění motivačních programů stanovená podle bodu 10.6, zaokrouhlená na 2 desetinná místa, stanovena vztahem

$$MV_{otormbpli} = MV_{otormp1pli} + MV_{otormp2pli} + MV_{otormp3pli},$$

kde

$MV_{otormpxpli}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti zohledňující plnění motivačního programu č.  $x$  (kde  $x$  označuje číslo programu = 1,2,3,) stanovena vztahem

$$MV_{otormpxpli} = \frac{KPI_{otormpxli}}{100} \times \frac{k_{otormpxli}}{100} + MV_{otormbpli},$$

kde

$KPI_{otormpxli}$  [%] je plánovaná procentuální hodnota dosažení motivačního programu stanovena podle bodu 10.6,

$k_{otormpxli}$  [%] je procentuální hodnota váhy motivačního programu stanovena podle bodu 10.6,

$MV_{otormpxi}$  [%] je procentuální hodnota maximální výše přiznaného bonusu motivačního programu stanovená podle bodu 10.6,

$KF_{otormbi}$  [Kč] je korekční faktor motivačního bonusu stanovený postupem podle bodu 14.3.2.

$DOT_{otori}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností organizace trhu, stanovený vztahem

$$DOT_{otori} = -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otordotpli} - O_{otordotpli} + KF_{otordoti},$$

kde

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená podle bodu 3.2.4.3,

$DOT_{otordotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{otordotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpuštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{otordoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.3.2 odstavec (9)b).

**(3) Cena za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice  $c_{otpozi}$  v Kč/odběrné místo/měsíc je stanovena vztahem**

$$c_{otpozi} = \frac{UPV_{otpozi}}{OM \times 12},$$

kde

index **poz** značí činnost související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů,

$UPV_{otpozi}$  [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu související s výplatou administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$UPV_{otpozi} = PV_{otpozi} + F_{otpozi} + KF_{otpozi} + DOT_{otpozi},$$

kde

$PV_{otpozi}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PV_{otpozi} = PN_{otpozi} + O_{otpozi},$$

kde

$PN_{otpozi}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i$ , které nezahrnují finanční náklady, stanovené vztahem

$$PN_{otpozi} = (N_{otpozzi-1} + N_{otpozplsi-1}) \times \prod_{t=L+1}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz}),$$

kde

$N_{otpozzi-1}$  [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{otpozzi-1} = \frac{\left( N_{otpozski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^3 \right) + \left( N_{otpozski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^2 \right) + \left( N_{otpozski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz}) \right)}{3},$$

kde

$N_{otpozski}$  [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice, které nezahrnují finanční náklady,

$X_{otpoz}$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovená Úřadem,

$I_t$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku  $t$ , stanovena podle odst. 1 tohoto bodu,

$N_{otpozplsi-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů držitele licence pro činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovená vztahem

$$N_{otpozplsi-1} = \frac{(N_{otpozplsi-4} + N_{otpozplsi-3} + N_{otpozplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otpozplsi-4} = (PN_{otpozi-4} - N_{otpozski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^3 \times k_{otpozplsi-4},$$

$$N_{otpozplsi-3} = (PN_{otpozi-3} - N_{otpozski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz})^2 \times k_{otpozplsi-3},$$

$$N_{otpozplsi-2} = (PN_{otpozi-2} - N_{otpozski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otpoz}) \times k_{otpozplsi-2},$$

kde

$k_{otpozplsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky VI. RO roven 0,5 nebo 0,25 dle volby regulovaného subjektu před začátkem VI. RO,

$O_{otpozi}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice na regulovaný rok  $i$ , stanovena vztahem

$$O_{otpozi} = O_{otpozpli} + KF_{otpozoi},$$

kde

$O_{otpozpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otpozoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanovený podle bodu 14.3.2 odst. 5,

$F_{otpozoi}$  [Kč] je faktor trhu zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na hospodaření operátora trhu a souvisejí s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice, stanovený Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otpozoi}$  [Kč] je korekční faktor související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanovený podle bodu 14.3.2 odst. 6,

$OM$  [-] je celkový počet odběrných míst zákazníků v České republice odebírajících elektřinu podle údajů k 31.12. předaných provozovateli soustav operátorovi trhu za kalendářní rok, který předchází kalendářnímu roku, ve kterém se sestavuje návrh rozpočtové kapitoly ERÚ pro následující rozpočtový rok, v případě, že byla k 31.12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa; pokud nebyla k 31.12. u operátora trhu registrována všechna odběrná místa, může být počet odběrných míst stanoven na základě údajů vyplývajících z regulačních výkazů,



$DOT_{otpozi}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností výplaty a administrace podpory z podporovaných zdrojů, stanovený vztahem

$$DOT_{otpozi} = -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otpozdotpli} - O_{otpozdotpli} + KF_{otpozdoti},$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovená podle bodu 10.3.2.1,

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.3,

$DOT_{otpozdotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržných investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{otpozdotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{otpozdoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.3.2 odstavce (9)c).

**(4) Cena za činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice  $c_{otzpi}$  v Kč/MWh je stanovena vztahem**

$$c_{otzpi} = \frac{UPV_{otzpi}}{PZP_{pli}},$$

kde

index **zp** značí činnost související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje elektřiny,

$UPV_{otzpi}$  [Kč] je hodnota upravených povolených výnosů operátora trhu spojených s vydáváním záruk původu pro regulovaný rok stanovená vztahem

$$UPV_{otzpi} = PV_{otzpi} + KF_{otzpi},$$

kde

$PV_{otzpi}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PV_{otzpi} = PN_{otzpi} + O_{otzpi},$$

kde

$PN_{otzpi}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PN_{otzpi} = (N_{otzpi-1} + N_{otzppli-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzp}),$$

kde

$N_{otzpi-1}$  [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{otzpi-1} = \frac{\left( N_{otzpski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzp})^3 \right) + \left( N_{otzpski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzp})^2 \right) + \left( N_{otzpski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzp}) \right)}{3},$$

kde

$N_{otzpski}$  [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice,

$X_{otzp}$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice stanovená Úřadem,

$I_t$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku  $t$ , stanovena podle odst. 1 tohoto bodu,

$N_{otzpplsi-1}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů držitele licence pro činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice stanovena vztahem

$$N_{otzpplsi-1} = \frac{(N_{otzpplsi-4} + N_{otzpplsi-3} + N_{otzpplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otzpplsi-4} = (PN_{otzpi-4} - N_{otzpski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzp})^3 \times k_{otzpplsi-4},$$

$$N_{otzpplsi-3} = (PN_{otzpi-3} - N_{otzpski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzp})^2 \times k_{otzpplsi-3},$$

$$N_{otzpplsi-2} = (PN_{otzpi-2} - N_{otzpski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otzp}) \times k_{otzpplsi-2},$$

kde

$k_{otzpplsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky VI. RO roven 0,5 nebo 0,25 dle volby regulovaného subjektu před začátkem VI. RO,

$O_{otzpi}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících s vydáváním záruk původu pro regulovaný rok  $i$ , stanovena vztahem

$$O_{otzpi} = O_{otzppli} + KF_{otzpoi},$$

kde

$O_{otzppli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících s vydáváním záruk původu stanovena Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otzpoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů související s vydáváním záruk původu stanovený podle bodu 14.3.2 odst. 7,

$KF_{otzpi}$  [Kč] je korekční faktor související s vydáváním záruk původu stanovený podle bodu 14.3.2 odst. 8,

$PZP_{pli}$  [MWh] je plánované množství vydaných záruk původu pro regulovaný rok  $i$  stanovena Úřadem,

$DOT_{otzpi}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje elektřiny, stanovený vztahem

$$DOT_{otzpi} = -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otzpdotpli} - O_{otzpdotpli} + KF_{otzpdoti},$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovena podle bodu 10.3.2.1,

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovena dle 3.2.4.3,

**DOT<sub>otzpdotpli</sub>** [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržných investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku *i*,

**O<sub>otzpdotpli</sub>** [Kč] je plánovaná hodnota rozpuštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce *i*,

**KF<sub>otzpdoti</sub>** [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.3.2 odstavec (9)d).

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa,
- c) procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- d) poměrná míra na 5 desetinných míst,
- e) Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečné ceny za činnosti související se zúčtováním odchylek Kč/odběrné místo/měsíc a za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice v Kč/odběrné místo/měsíc jsou zaokrouhleny na 2 desetinná místa.

Konečné ceny za činnost organizace trhu v elektroenergetice v Kč/MWh a za činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice v Kč/MWh jsou zaokrouhleny na 2 desetinná místa.

### 14.3.2 Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v elektroenergetice

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny.

(1) Korekční faktor odpisů operátora trhu souvisejících se zúčtováním odchylek v elektroenergetice **KF<sub>otzuoi</sub>** v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otzuoi} = (O_{otzuski-2} - O_{otzupli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

index **sk** značí skutečné hodnoty,

index **O** značí odpisy,

**O<sub>otzuski-2</sub>** [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností operátora trhu souvisejících se zúčtováním odchylek v elektroenergetice pro regulovaný rok *i-2*,

**O<sub>otzupli-2</sub>** [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok *i-2*,

**PRIB<sub>oti-2</sub>** [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou **PRIR<sub>oti</sub>**, kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku *i-2* podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

**PRIR<sub>oti</sub>** [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok *i-2* celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok *i-2* celkově záporná,

$PRIB_{oti-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírůžkou  $PRIR_{oti}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .

(2) Korekční faktor operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek  $KF_{otzui}$  v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otzui} = (PV_{otzui-2} + F_{otzui-2} + KF_{otzui-2} + OSR_{otzui-2} - V_{otzusi-2}) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$PV_{otzui-2}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovené vztahem

$$PV_{otzui-2} = PN_{otzui-2} + O_{otzui-2},$$

kde

$PN_{otzui-2}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otzui-2}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností operátora trhu souvisejících se zúčtováním odchylek pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$F_{otzui-2}$  [Kč] je skutečný náklad faktoru trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu a činnosti související se zúčtováním odchylek, v roce  $i-2$ ,

$KF_{otzui-2}$  [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnosti související se zúčtováním odchylek stanovený za rok  $i-4$  a započítaný do regulovaných cen pro rok  $i-2$ ,

$OSR_{oti-2}$  [Kč] je skutečná výše odvodu do státního rozpočtu podle § 17d odst. 4 energetického zákona, za regulovaný rok  $i-2$ ,

$V_{otzusi-2}$  [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související se zúčtováním odchylek za regulovaný rok  $i-2$ , včetně salda položek "Tržby za zboží - vypořádání odchylek" a "Prodané zboží - vypořádání odchylek" a položky "Ostatní provozní výnosy". Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(3) Korekční faktor odpisů operátora trhu souvisejících s organizací trhu  $KF_{otoroi}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otoroi} = (O_{otorski-2} - O_{otorpli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$O_{otorski-2}$  [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností operátora trhu souvisejících s organizací trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otorpli-2}$  [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností souvisejících s organizací trhu pro regulovaný rok  $i-2$ .

(4) Korekční faktor operátora trhu za činnosti organizace trhu  $KF_{otori}$  v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otori} = (PV_{otori-2} + F_{otori-2} + KF_{otori-2} - V_{otorski-2}) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$PV_{otori-2}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti organizace trhu pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovené vztahem

$$PV_{otori-2} = PN_{otori-2} + O_{otori-2} + Z_{otori-2},$$

kde

$PN_{otori-2}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnost organizace trhu pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otori-2}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu související s organizací trhu pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$Z_{otori-2}$  [Kč] je povolený zisk operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$F_{otori-2}$  [Kč] je faktor trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu a činnosti organizace trhu, v roce  $i-2$ ,

$KF_{otori-2}$  [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnost organizace trhu stanovený za rok  $i-4$  a započítaný do regulovaných cen pro rok  $i-2$ ,

$V_{otorski-2}$  [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související s organizací trhu pro regulovaný rok  $i-2$ , včetně salda položek "Tržby za zboží - vypořádání krátkodobého trhu" a "Prodané zboží - vypořádání krátkodobého trhu" a položky „Ostatní provozní výnosy“. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(5) Korekční faktor odpisů operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů  $KF_{otpozoi}$  v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otpozoi} = (O_{otpozski-2} - O_{otpozpli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$O_{otpozski-2}$  [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu souvisejícího s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otpozpli-2}$  [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu souvisejícího s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok  $i-2$ .

(6) Korekční faktor operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů  $KF_{otpozi}$  v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otpozi} = (PV_{otpozi-2} + F_{otpozi-2} + KF_{otpozi-2} - V_{otpozski-2}) \times \frac{PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$

kde

$PV_{otpozi-2}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovené vztahem



$$PV_{otpozi-2} = PN_{otpozi-2} + O_{otpozi-2},$$

kde

$PN_{otpozi-2}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otpozi-2}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu spojeného s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$F_{otpozi-2}$  [Kč] je faktor trhu zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na hospodaření operátora trhu u činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů v elektroenergetice za rok  $i-2$ ,

$KF_{otpozi-2}$  [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnosti spojené s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů stanovený za rok  $i-4$  a započítaný do regulovaných cen pro rok  $i-2$ ,

$V_{otpozski-2}$  [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů pro regulovaný rok  $i-2$  včetně položky „Ostatní provozní výnosy“. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(7) Korekční faktor odpisů operátora trhu za činnosti spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje  $KF_{otzpoi}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otzpoi} = (O_{otzpski-2} - O_{otzppi-2}) \times \frac{PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$O_{otzpski-2}$  [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otzppi-2}$  [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok  $i-2$ .

(8) Korekční faktor operátora trhu za činnosti spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje  $KF_{otzpi}$  v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{otzpi} = (PV_{otzpi-2} + KF_{otzpi-2} - V_{otzpski-2}) \times \frac{PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$PV_{otzpi-2}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovené vztahem

$$PV_{otzpi-2} = PN_{otzpi-2} + O_{otzpi-2},$$

kde

$PN_{otzpi-2}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otzpi-2}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činností spojených s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$KF_{otzpi-2}$  [Kč] je korekční faktor operátora trhu za činnosti spojené s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje stanovený za rok  $i-4$  a započítaný do ceny za vydání záruky původu pro  $i-2$ ,

$V_{otzpski-2}$  [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnosti operátora trhu související s vydáváním záruk původu z podporovaných zdrojů za regulovaný rok  $i-2$ , včetně výnosů z převodů záruk původu a výnosů z vedení účtů evidence záruk původu a položky „Ostatní provozní výnosy“. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(9) Korekční faktor motivačního bonusu  $KF_{otormbi}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou dosaženého bonusu v motivačních programech dle bodu 10.6 v roce  $i-2$ , jsou stanoveny vztahem

$$KF_{otormbi} = \left( ZK_{otski-2} \times 0,7 \times \frac{MV_{otormbski-2}}{100} \right) - \left( ZK_{otpli-2} \times 0,7 \times \frac{MV_{otormbpli-2}}{100} \right) \times \frac{100+PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{oti-1}}{100},$$

kde

$MV_{otormbski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená vztahem

$$MV_{otormbski-2} = MV_{otormp1ski-2} + MV_{otormp2ski-2} + MV_{otormp3ski-2},$$

kde

$ZK_{otski-2}$  [%] je skutečná hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce  $i-2$ ,

$ZK_{otpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce  $i-2$ ,

$MV_{otormp1ski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti motivačního programu č. 1, přiznaná na základě plnění podmínky podle bodu 10.6,

$MV_{otormp2ski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti motivačního programu č. 2, přiznaná na základě plnění podmínky podle bodu 10.6,

$MV_{otormp3ski-2}$  [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti motivačního programu č. 3, přiznaná na základě plnění podmínky podle bodu 10.6.

(10) Korekční faktory poskytnutých investičních dotací pro jednotlivé činnosti „x“ operátora trhu  $KF_{otxdoti}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržených investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$ , jsou stanoveny vztahem

a) korekční faktor  $KF_{otzudoti}$  [Kč] poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností zúčtování odchylek, stanovený vztahem

$$KF_{otzudoti} = \left( -\frac{MV_{oti}-RF_{oti}}{100} \times DOT_{otzudotski-2} - O_{otzudotski-2} + \frac{MV_{oti}-RF_{oti}}{100} \times DOT_{otzudotpli-2} + O_{otzudotpli-2} \right) \times \frac{100+PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{oti-1}}{100},$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu stanovená podle bodu 10.4.1,

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle bodu 3.2.4.3,

$DOT_{otzudotski-2}$  [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{otzudotski-2}$  [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$DOT_{otzudotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{otzudotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$PRIB_{oti-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{oti}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

**PRIR<sub>oti</sub>** [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

**PRIB<sub>oti-1</sub>** [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou PRIR<sub>oti</sub>, kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .

- b) korekční faktor **KF<sub>otordoti</sub>** [Kč] poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činnostmi organizace trhu, stanovený vztahem

$$KF_{otordoti} = \left( -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otordotski-2} - O_{otordotski-2} + \frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times O_{otordotpli-2} + O_{otordotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

kde

**DOT<sub>otordotski-2</sub>** [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

**O<sub>otordotski-2</sub>** [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

**DOT<sub>otordotpli-2</sub>** [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

**O<sub>otordotpli-2</sub>** [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ .

- c) korekční faktor **KF<sub>otpozdoti</sub>** [Kč] poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činnostmi výplaty a administrace podpory z podporovaných zdrojů, stanovený vztahem

$$KF_{otpozdoti} = \left( -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otpozdotski-2} - O_{otpozdotski-2} + \frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otpozdotpli-2} + O_{otpozdotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

kde

**DOT<sub>otpozdotski-2</sub>** [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

**O<sub>otpozdotski-2</sub>** [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01. 2026 v roce  $i$ ,

**DOT<sub>otpozdotpli-2</sub>** [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

**O<sub>otpozdotpli-2</sub>** [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ .

- d) korekční faktor **KF<sub>otzpdoti</sub>** [Kč] poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činnostmi s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje elektřiny, stanovený vztahem

$$KF_{otzpdoti} = \left( -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otzpdotski-2} - O_{otzpdotski-2} + \frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otzpdotpli-2} + O_{otzpdotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

kde

**DOT<sub>otzpdotski-2</sub>** [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

**O<sub>otzpdotski-2</sub>** [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

**DOT<sub>otzpdotpli-2</sub>** [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{otzpdotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ .

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) procenta na 3 desetinná místa.

Korekční faktory jsou zaokrouhleny na celé koruny.

### 14.3.3 Postup stanovení ceny za činnosti operátora trhu v plynárenství

Cena za činnosti operátora trhu v plynárenství  $s_{oti}$  v Kč/MWh je stanovena vztahem

$$s_{oti} = \frac{UPV_{oti}}{RMDP_{otpi}} + s_{osrpi},$$

kde

$i$  je pořadové číslo regulovaného roku,

$UPV_{oti}$  [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$UPV_{oti} = PV_{oti} + F_{oti} - V_{otosti} + KF_{oti} + MB_{oti} + DOT_{oti},$$

kde

$PV_{oti}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PV_{oti} = PN_{oti} + O_{oti} + Z_{oti},$$

kde

$PN_{oti}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PN_{oti} = (N_{otzi} + N_{otplsi}) \times (1 - X_{ot}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100},$$

kde

$t$  je letopočet roku regulačního období,

$L$  je letopočet roku předcházejícího prvnímu regulovanému roku regulačního období,

$N_{otzi}$  [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{otzi} = \frac{\left( N_{otski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^3 \right) + \left( N_{otski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^2 \right) + \left( N_{otski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot}) \right)}{3},$$

kde

$N_{otski}$  [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství,

$I_t$  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku  $t$ ; hodnota eskalačního faktoru (s podmínkou, že suma vah je rovna jedné) je stanovena vztahem

$$I_t = p_{IIT} \times IIT_t + p_{IPS} \times IPS_t + p_{IM} \times IM_t,$$

kde

$p_{IIT}$  [-] je váha indexu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství,

$p_{IPS}$  [-] je váha indexu cen podnikatelských služeb,

$p_{IM}$  [-] je váha mzdového indexu,

$IIT_t$  [%] je index růstu cen poskytovaných služeb v oblasti programování a poradenství (položka J62-Programování a poradenství) stanovený na základě podílu klouzavých průměrů bazických indexů cen tržních služeb za posledních 12 měsíců a předchozích 12 měsíců vykázaný ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce CEN06B2 „Indexy cen v tržních službách - podíl klouzavých průměrů bazických indexů“ za měsíc duben roku  $t-1$ ,

$IPS_t$  [%] je index cen podnikatelských služeb stanovený jako aritmetický průměr indexů cen vykázaných ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce CEN06B3 „Indexy cen tržních službách – podíl klouzavých průměrů bazických indexů“, kód J63-Informační služby, K65-Pojištění, zajištění a penzijní financování, kromě povinného sociálního zabezpečení, M69- Právní a účetnické služby, M74-Ostatní odborné, vědecké a technické služby, N78- Služby v oblasti zaměstnání a N82-Administrativní, kancelářské a jiné podpůrné služby pro podnikání za měsíc duben roku  $t-1$ ,

$IM_t$  [%] je mzdový index, stanoven jako průměr čtvrtletních hodnot průměrné měsíční mzdy (na přepočtené počty zaměstnanců) vykázaných ve Veřejné databázi ČSÚ v tabulce „Zaměstnanci a průměrné hrubé měsíční mzdy podle odvětví CZ-NACE (kód: MZD02-A) pod bodem D „Výroba a rozvod elektřiny, plynu, tepla a klimatizovaného vzduchu“, počínaje druhým čtvrtletím roku  $t-2$  a konče prvním čtvrtletím roku  $t-1$ , zveřejněných v termínu 30.06. roku  $i-1$ ,

$X_{ot}$  [-] je roční hodnota faktoru produktivity pro činnosti operátora trhu v plynárenství stanovená Úřadem,

$N_{otplsi}$  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů držitele licence stanovená vztahem

$$N_{otplsi} = \frac{(N_{otplsi-4} + N_{otplsi-3} + N_{otplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otplsi-4} = (PN_{oti-4} - N_{otski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^3 \times k_{otplsi-4},$$

$$N_{otplsi-3} = (PN_{oti-3} - N_{otski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot})^2 \times k_{otplsi-3},$$

$$N_{otplsi-2} = (PN_{oti-2} - N_{otski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{ot}) \times k_{otplsi-2},$$

kde

$k_{otplsi}$  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby regulovaného subjektu před začátkem VI. RO,

$O_{oti}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok  $i$ , stanovená vztahem

$$O_{oti} = O_{otpli} + KF_{otoi},$$

kde

$O_{otpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{otoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů operátora trhu, který zohledňuje rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.3.4,



$Z_{oti}$  [Kč] je povolený zisk operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok  $i$ , stanovený vztahem

$$Z_{oti} = (ZK_{oti-2} \times 0,3) \times \frac{MV_{oti}}{100},$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu stanovená podle bodu 10.4.1,

$ZK_{oti-2}$  [Kč] je hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce  $i-2$ ,

$F_{oti}$  [Kč] je faktor trhu zohledňující změny na trhu s plynem, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v plynárenství, stanovený Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$V_{otosti}$  [Kč] jsou plánované výnosy z ostatních činností operátora trhu zahrnující výnosy za organizaci krátkodobého trhu s plynem, výnosy vyplývající z registrace subjektu zúčtování, ročních plateb za činnost zúčtování a plateb za poskytování skutečných hodnot účastníkům na trhu s plynem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{oti}$  [Kč] je korekční faktor za činnosti operátora trhu v plynárenství stanovený podle bodu 14.3.4,

$MB_{oti}$  [Kč] je motivační bonus výnosnosti, stanovený podle principů v bodě 10.6, určený vztahem

$$MB_{oti} = \frac{MV_{otmbpli}}{100} \times (ZK_{oti-2} \times 0,3) + KF_{otmbi},$$

kde

$MV_{otmbpli}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti zohledňující plnění motivačních programů stanovená podle bodu 10.6, zaokrouhlovaná na 2 desetinná místa, stanovená vztahem

$$MV_{otmbpli} = MV_{otmp2pli} + MV_{otmp3pli},$$

kde

$MV_{otmpxpli}$  [%] je plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti zohledňující plnění motivačního programu č.  $x$  (kde  $x$  označuje číslo programu = 2,3,) stanovená vztahem

$$MV_{otmpxpli} = \frac{KPI_{otmpxpli}}{100} \times \frac{k_{otmpxi}}{100} + MV_{otmbpli},$$

kde

$KPI_{otmpxpli}$  [%] je plánovaná procentuální hodnota dosažení motivačního programu stanovená podle bodu 10.6,

$k_{otmpxi}$  [%] je procentuální hodnota váhy motivačního programu stanovená podle bodu 10.6,

$MV_{otmpxi}$  [%] je procentuální hodnota maximální výše přiznaného bonusu motivačního programu stanovená podle bodu 10.6,

$KF_{otmbi}$  [Kč] je korekční faktor motivačního bonusu stanovený postupem podle bodu 14.3.4,

$DOT_{oti}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku, stanovený vztahem

$$DOT_{oti} = -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otdotpli} - O_{dototpli} + KF_{otdoti},$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu stanovená podle bodu 10.3.2.1,

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.3,

$DOT_{otdotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{dototpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{otdoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.3.4,

**RMDP<sub>otpi</sub>** [MWh] je plánované množství energie plynu, distribuované zákazníkům připojeným ke všem regionálním distribučním soustavám, dodané všem zákazníkům připojeným přímo k přepravní soustavě, množství energie plynu k pokrytí ztrát v přepravní soustavě a množství energie plynu k pokrytí ztrát a plynu pro vlastní technologickou spotřebu pro všechny držitele licence na distribuci plynu, kteří provozují regionální distribuční soustavy, pro regulovaný rok  $i$ ,

**S<sub>osrpi</sub>** [Kč/MWh] je zvláštní poplatek dle § 17d energetického zákona.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- MWh na 3 desetinná místa,
- procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa,
- poměrná míra na 5 desetinných míst,
- Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná cena je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

### 14.3.4 Stanovení korekčních faktorů operátorovi trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství

Korekční faktory za roky 2024 a 2025 se stanoví podle bodů 16.4.4 a 16.4.6 Zásad cenové regulace a vyrovnají se v průběhu regulačního období, které začíná dnem 01.01.2026.

(1) Korekční faktor odpisů operátora trhu v plynárenství **KF<sub>otoi</sub>** v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otoi} = (O_{otski-2} - O_{otpli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100}, \text{ pro } i \geq 3,$$

kde

**O<sub>otski-2</sub>** [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství v roce  $i-2$ ,

**O<sub>otpli-2</sub>** [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství v roce  $i-2$ ,

**PRIB<sub>oti-2</sub>** [%] je roční hodnota PRIBOR s přírůžkou **PRIR<sub>oti</sub>**, kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

**PRIR<sub>oti</sub>** [%] je přírůžka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírůžka  $+0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírůžka  $-0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

**PRIB<sub>oti-1</sub>** [%] je roční hodnota PRIBOR s přírůžkou **PRIR<sub>oti</sub>**, kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .

(2) Korekční faktor za činnosti operátora trhu v plynárenství **KF<sub>oti</sub>** v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{oti} = (PV_{oti-2} + F_{oti-2} + KF_{oti-2} + OSR_{oti-2} + MB_{oti-2} + DOT_{oti-2} - CT_{oti-2}) \times \frac{PRIB_{oti-2}}{100} \times \frac{PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$

kde

**PV<sub>oti-2</sub>** [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství v roce  $i-2$ , stanovené vztahem

$$PV_{oti-2} = PN_{oti-2} + O_{oti-2} + Z_{oti-2},$$

kde

**PN<sub>oti-2</sub>** [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok *i-2*, stanovené postupem podle bodu 14.3.3,

**O<sub>oti-2</sub>** [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok *i-2*, stanovené postupem podle bodu 14.3.3,

**Z<sub>oti-2</sub>** [Kč] je povolený zisk operátora trhu za činnosti operátora trhu v plynárenství pro regulovaný rok *i-2*, stanovený postupem podle bodu 14.3.3,

**F<sub>oti-2</sub>** [Kč] je faktor trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s plynem, které mají vliv na činnosti a hospodaření operátora trhu v plynárenství, v roce *i-2*,

**KF<sub>oti-2</sub>** [Kč] je korekční faktor za činnosti operátora trhu v plynárenství v roce *i-2*,

**OSR<sub>oti-2</sub>** [Kč] je skutečná výše odvodu do státního rozpočtu podle § 17d odst. 4 zákona č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů, za rok *i-2*,

**MB<sub>oti-2</sub>** [Kč] je motivační bonus výnosnosti, stanovený podle principů v bodě 10.6 pro rok *i-2*,

**DOT<sub>oti-2</sub>** [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku v roce *i-2*,

**CT<sub>oti-2</sub>** [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za regulované činnosti operátora trhu v plynárenství za rok *i-2*. Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(3) Korekční faktor motivačního bonusu za činnosti operátora trhu v plynárenství **KF<sub>otmbi</sub>** v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otmbi} = \frac{\left( ZK_{otski-2} \times 0,3 \times \frac{MV_{otmbski-2}}{100} \right) - \left( ZK_{otpli-2} \times 0,3 \times \frac{MV_{otmbpli-2}}{100} \right) \times \frac{100+PRIB_{oti-2}}{100}}{\frac{100+PRIB_{oti-1}}{100}},$$

kde

**ZK<sub>otski-2</sub>** [%] je skutečná hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce *i-2*,

**MV<sub>otmbski-2</sub>** [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti, stanovená vztahem

$$MV_{otmbski-2} = MV_{otmp2ski-2} + MV_{otmp3ski-2},$$

kde

**ZK<sub>otpli-2</sub>** [%] je plánovaná hodnota základního kapitálu operátora trhu v roce *i-2*,

**MV<sub>otmp2ski-2</sub>** [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti motivačního programu č. 2, přiznaná na základě plnění podmínky podle bodu 10.6,

**MV<sub>otmp3ski-2</sub>** [%] je skutečná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti motivačního programu č. 3, přiznaná na základě plnění podmínky podle bodu 10.6,

(4) Korekční faktor poskytnutých investičních dotací za činnosti operátora trhu v plynárenství **KF<sub>otdoti</sub>** v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otdoti} = \frac{\left( -\frac{MV_{oti-RF_{oti}}}{100} \times DOT_{otdotski-2} - O_{otdotski-2} + \frac{MV_{oti-RF_{oti}}}{100} \times DOT_{otdotpli-2} + O_{otdotpli-2} \right) \times \frac{100+PRIB_{oti-2}}{100}}{\frac{100+PRIB_{oti-1}}{100}},$$

kde

**MV<sub>oti</sub>** [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu stanovená podle bodu 10.4.1,

**RF<sub>oti</sub>** [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle bodu 3.2.4.3,

$DOT_{otdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{otdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i-2$ ,

$DOT_{otdotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{otdotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i-2$ .

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) procenta na 3 desetinná místa.

Konečná hodnota korekčního faktoru je zaokrouhlena na celé Kč.

### 14.3.5 Postup stanovení ceny za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství

Cena za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích operátorem trhu na trhu s elektřinou a plynem  $r_{oti}$  v Kč/měsíc je stanovena vztahem

$$r_{oti} = \frac{UPV_{otri}}{(PPS_{otrpi} \times 12)},$$

kde

$i$  [-] je pořadové číslo regulovaného roku,

$r$  značí činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích (REMIT),

$UPV_{otri}$  [Kč] jsou upravené povolené výnosy operátora trhu za činnost operátora trhu poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$UPV_{otri} = PV_{otri} + KF_{otri} + N_{otrACERi} + DOT_{otri},$$

kde

$PV_{otri}$  [Kč] jsou povolené výnosy operátora trhu za činnost operátora trhu poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PV_{otri} = PN_{otri} + O_{otri},$$

kde

$PN_{otri}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PN_{otri} = (N_{otrzi-1} + N_{otrplsi-1}) \times \prod_{t=L+i}^{L+i} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr}),$$

kde

$N_{otrzi-1}$  [Kč] je základna povolených nákladů operátora trhu souvisejících s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích, která může být dále ponížena o dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace, stanovená vztahem

$$N_{otrzi-1} = \frac{\left( N_{otrski-4} \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^3 \right) + \left( N_{otrski-3} \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^2 \right) + \left( N_{otrski-2} \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr}) \right)}{3},$$

kde

**$N_{otrski}$**  [Kč] jsou skutečné ekonomicky oprávněné náklady operátora trhu související s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích,

**$X_{otr}$**  [-] je roční hodnota faktoru produktivity související s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích stanovená Úřadem,

**$I_t$**  [%] je hodnota eskalačního faktoru nákladů příslušného roku  $t$ , stanovená podle bodu 14.3.1 odst. (1),

**$N_{otrplsi-1}$**  [Kč] je hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů držitele licence pro činnosti související s poskytováním údajů z evidence o obchodních transakcích stanovená vztahem

$$N_{otrplsi-1} = \frac{(N_{otrplsi-4} + N_{otrplsi-3} + N_{otrplsi-2})}{3},$$

kde

$$N_{otrplsi-4} = (PN_{otri-4} - N_{otrski-4}) \times \prod_{t=L+i-3}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^3 \times k_{otrplsi-4},$$

$$N_{otrplsi-3} = (PN_{otri-3} - N_{otrski-3}) \times \prod_{t=L+i-2}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr})^2 \times k_{otrplsi-3},$$

$$N_{otrplsi-2} = (PN_{otri-2} - N_{otrski-2}) \times \prod_{t=L+i-1}^{L+i-1} \frac{I_t}{100} \times (1 - X_{otr}) \times k_{otrplsi-2},$$

kde

**$k_{otrplsi}$**  [-] je koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů, jedná se poměr rozdělení rozdílu nákladů mezi držitele licence a zákazníka, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů roven 0,5 nebo 0,25 dle volby regulovaného subjektu pro VI. RO; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky V. RO roven 0,5,

**$O_{otri}$**  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro regulovaný rok  $i$ ,

$$O_{otri} = O_{otrpli} + KF_{otroi},$$

kde

**$O_{otrpli}$**  [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce  $i$ ,

**$KF_{otroi}$**  [Kč] je korekční faktor odpisů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství pro regulovaný rok  $i$  stanovený podle bodu 14.3.6 odst. 1,

**$KF_{otri}$**  [Kč] je korekční faktor za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství pro regulovaný rok  $i$  stanovený podle bodu 14.3.6 odst. 2,

**$N_{otrACERi}$**  [Kč] jsou náklady související s poplatkem agentuře ACER za shromažďování, zpracovávání a analýzu informací předávaných účastníky trhu nebo subjekty jednajícími jejich jménem podle článku 8 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií pro rok  $i$  stanovené vztahem



$$N_{otrACERi} = N_{otrACERpli} + KF_{otrACERi},$$

kde

$N_{otrACERpli}$  [Kč] jsou plánované náklady související s poplatkem agentuře ACER za shromažďování, zpracovávání a analýzu informací předávaných účastníky trhu nebo subjekty jednajícími jejich jménem podle článku 8 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií pro rok  $i$ ,

$KF_{otrACERi}$  [Kč] je korekční faktor nákladů souvisejících s poplatkem agentuře ACER za shromažďování, zpracovávání a analýzu informací předávaných účastníky trhu nebo subjekty jednajícími jejich jménem podle článku 8 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií pro rok  $i$  stanovený podle bodu 14.3.6,

$PPS_{otrpli}$  [-] je plánovaný počet subjektů, kteří mají povinnost tuto cenu hradit, pro regulovaný rok  $i$ ,

$DOT_{otri}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích, stanovený vztahem

$$DOT_{otri} = -\frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{otrdotpli} - O_{otrdotpli} + KF_{otrdoti},$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovená podle bodu 3.2.4,

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.3,

$DOT_{otrdotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{otrdotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{otrdoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.3.6 odst. (3).

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa,
- c) procenta na 3 desetinná místa,
- d) poměrná míra na 5 desetinných míst,
- e) Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná cena za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v Kč/měsíc je zaokrouhlena na celé koruny.

### 14.3.6 Stanovení korekčních faktorů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství

(1) Korekční faktor odpisů za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství  $KF_{otroi}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otroi} = (O_{otrski-2} - O_{otrpli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{otri-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{otri-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$O_{otrski-2}$  [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce  $i-2$ ,

$O_{otrpli-2}$  [Kč] je hodnota plánovaných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce  $i-2$ ,

$PRIB_{otri-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{oti}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$PRIR_{otri}$  [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

$PRIB_{otri-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{oti}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .

(2) Korekční faktor za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství  $KF_{otri}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{otri} = \left[ PN_{otri-2} + O_{otri-2} + KF_{otri-2} + N_{otrACERpli-2} + DOT_{otri-2} - V_{otri-2} \right] \times \frac{100 + PRIB_{otri-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{oti-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$PN_{otri-2}$  [Kč] jsou povolené náklady operátora trhu za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{otri-2}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku operátora trhu sloužícího k zajištění činnosti operátora trhu poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v roce  $i-2$ ,

$KF_{otri-2}$  [Kč] je korekční faktor za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství v roce  $i-2$ ,

$N_{otrACERpli-2}$  [Kč] jsou plánované náklady související s poplatkem agentuře ACER za shromažďování, zpracovávání a analýzu informací předávaných účastníky trhu nebo subjekty jednajícími jejich jménem podle článku 8 nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 ze dne 25. října 2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií v roce  $i-2$ ,

$DOT_{otri-2}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v roce  $i-2$ ,

$V_{otri-2}$  [Kč] jsou skutečně dosažené výnosy za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství za rok  $i-2$ . Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(3) Korekční faktor poskytnutých investičních dotací za činnost poskytování údajů z evidence o obchodních transakcích v elektroenergetice a plynárenství  $KF_{otrdoti}$  v Kč zohledňující rozdíl mezi

skutečnou a plánovanou hodnotou objemu obdržených investičních dotací a mezi skutečnou a plánovanou hodnotou objemu rozpuštěných dotací v roce  $i-2$ , stanovený vztahem

$$KF_{otr\dot{d}oti} = \left( -\frac{MV_{oti}-RF_{oti}}{100} \times DOT_{otr\dot{d}otski-2} - O_{otr\dot{d}otski-2} + \frac{MV_{oti}-RF_{oti}}{100} \times DOT_{otr\dot{d}otpli-2} + O_{otr\dot{d}otpli-2} \right) \times \frac{100+PRIB_{otri-2}}{100} \times \frac{100+PRIB_{otri-1}}{100},$$

kde

$MV_{oti}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu stanovená podle bodu 3.2.4,

$RF_{oti}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.3,

$DOT_{otr\dot{d}otpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{otr\dot{d}otpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ .

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) procenta na 3 desetinná místa.

Konečná hodnota korekčního faktoru je zaokrouhlena na celé Kč.

## 14.4 Postup stanovení upravených povolených výnosů a ceny za činnost elektroenergetického datového centra

Postup stanovení cen za činnost EDC může být pro VI. RO a konkrétní regulovaný rok upraven podzákonnými právními předpisy případně cenovými rozhodnutími ERÚ např. v případě, že budou úpravy reagovat na změny legislativy.

### 14.4.1 Postup stanovení ceny za činnost elektroenergetického datového centra

Cena za EDC  $c_{EDCi}$  v Kč/odběrné místo/měsíc je stanovena regulačním vztahem

$$c_{EDCi} = \frac{UPV_{EDCi}}{OM \times 12},$$

kde

index **EDC** značí elektroenergetické datové centrum,

$i$  je pořadové číslo regulovaného roku,

$UPV_{EDCi}$  [Kč] jsou upravené povolené výnosy EDC pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$UPV_{EDCi} = PV_{EDCi} + KF_{EDCi} - V_{EDCpli} + DOT_{EDCi},$$

kde

$PV_{EDCi}$  [Kč] jsou povolené výnosy EDC pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PV_{EDCi} = PN_{EDCi} + O_{EDCi} + Z_{EDCi} + F_{EDCi},$$

kde

$PN_{EDCi}$  [Kč] jsou povolené náklady EDC pro regulovaný rok  $i$  stanovené vztahem

$$PN_{EDCi} = N_{EDCpli} + KF_{EDCni},$$

kde

$N_{EDCpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota ekonomicky oprávněných nákladů EDC stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{EDCni}$  [Kč] je korekční faktor nákladů EDC zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými náklady ekonomicky oprávněnými náklady v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.4.2,

$O_{EDCi}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku EDC pro regulovaný rok  $i$ , stanovená vztahem

$$O_{EDCi} = O_{EDCpli} + KF_{EDCoi} ,$$

kde

$O_{EDCpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku EDC včetně odpisů majetku pořízeného z dotace stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$KF_{EDCoi}$  [Kč] je korekční faktor odpisů EDC zohledňující rozdíl mezi skutečnými a plánovanými odpisy dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku včetně časového rozlišení majetku pořízeného formou dotace stanovený postupem podle bodu 14.4.2,

$Z_{EDCi}$  [Kč] je povolený zisk EDC pro regulovaný rok  $i$ , stanovený vztahem

$$Z_{EDCi} = Z_{EDCpli} + KF_{EDCzi} ,$$

kde

$Z_{EDCpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota povoleného zisku EDC pro regulovaný rok  $i$ , stanovená vztahem

$$Z_{EDCpli} = ZK_{EDCpli} \times \frac{MV_{EDCi}}{100} ,$$

kde

$ZK_{EDCpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota základního kapitálu EDC pro regulovaný rok  $i$ ,

$MV_{EDCi}$  [%] je míra výnosnosti pro činnost EDC stanovená podle bodu 3.2.4 ,

$KF_{EDCzi}$  [Kč] je korekční faktor zisku EDC zohledňující rozdíl mezi skutečnou a plánovanou hodnotou povoleného zisku v roce  $i-2$ , stanovený postupem podle bodu 14.4.2,

$KF_{EDCi}$  [Kč] je korekční faktor za činnost EDC stanovený postupem podle bodu 14.4.2,

$V_{EDCpli}$  [Kč] jsou plánované výnosy z ostatních činností EDC v regulovaném roce  $i$ ,

$OM$  [-] je celkový počet odběrných míst zákazníků odebírajících elektřinu podle údajů k 31.12. předaných provozovateli soustav operátorovi trhu v České republice za kalendářní rok, který předchází kalendářnímu roku, ve kterém se sestavuje návrh rozpočtové kapitoly ERÚ pro následující rozpočtový rok,

$DOT_{EDCi}$  [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací poskytnutých k majetku související s činností zúčtování odchylek, stanovený vztahem

$$DOT_{EDCi} = - \frac{MV_{EDCi} - RF_{EDCi}}{100} \times DOT_{EDCdotpli} - O_{EDCdotpli} + KF_{EDCdoti} ,$$

kde

$MV_{EDCi}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu související s činností organizace trhu v elektroenergetice stanovená podle bodu 3.2.4,

$RF_{EDCi}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle bodu 3.2.4.3,

$DOT_{EDCdotpli}$  [Kč] je plánovaný souhrnný objem obdržovaných investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i$ ,

$O_{EDCdotpli}$  [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$KF_{EDCdoti}$  [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.4.2 odstavec (5).

V průběhu výpočtu není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) Procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

Konečná cena za činnost EDC v Kč/odběrné místo/měsíc je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

## 14.4.2 Stanovení korekčních faktorů za činnost elektroenergetického datového centra

Korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny.

(1) Korekční faktor nákladů EDC  $KF_{EDCni}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{EDCni} = (N_{EDCski-2} - N_{EDCpli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-1}}{100} - (DN_{EDCski-2}) \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-1}}{100},$$

kde

$N_{EDCski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota ekonomicky oprávněných nákladů EDC bez ponížení o hodnotu prostředků z dotace pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$N_{EDCpli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota ekonomicky oprávněných nákladů EDC bez ponížení o hodnotu prostředků z dotace pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$DN_{EDCski}$  [Kč] je skutečná hodnota dotace využitá na krytí provozních nákladů v regulovaném roce  $i-2$ ,

$PRIB_{EDC-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{EDCi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$PRIR_{EDCi}$  [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce EDC úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce EDC úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

$PRIB_{EDC-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{EDCi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .



(2) Korekční faktor odpisů EDC  $KF_{EDCoi}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{EDCoi} = (O_{EDCski-2} - O_{EDCpli-2}) \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-1}}{100} - (CR_{EDCski-2}) \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-1}}{100},$$

kde

$O_{EDCski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku EDC včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v případě nesnížení pořizovací ceny dlouhodobého majetku pořízeného z dotace o hodnotu dotace sloužícího pro výkon licencované činnosti pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{EDCpli-2}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku EDC včetně odpisů majetku pořízeného z dotace v případě nesnížení pořizovací ceny dlouhodobého majetku pořízeného z dotace o hodnotu dotace sloužícího pro výkon licencované činnosti pro regulovaný rok  $i-2$ .

$CR_{EDCski-2}$  [Kč] je roční hodnota časového rozlišení majetku z již obdržené dotace ve výši 1/5 z hodnoty obdržené dotace pro krytí investičních výdajů v případě nesnížení pořizovací ceny dlouhodobého majetku pořízeného z dotace o hodnotu dotace.

(3) Korekční faktor zisku EDC  $KF_{EDCzi}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{EDCzi} = (Z_{EDCski-2} - Z_{EDCpli-2} - Z_{EDCdi}) \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-1}}{100},$$

kde

$Z_{EDCski-2}$  [Kč] je skutečná hodnota povoleného zisku EDC pro regulovaný rok  $i-2$  stanovená vztahem

$$Z_{EDCski-2} = ZK_{EDCi-2} \times \frac{MV_{EDCi-2}}{100},$$

kde

$MV_{EDCi-2}$  [%] míra výnosnosti v roce  $i-2$ ,

$k_{di-2}$  [%] – jsou náklady cizího kapitálu z parametrů pro stanovení  $MV_{EDCi-2}$  pro příslušné regulační období,

$Z_{EDCpli-2}$  [Kč] je hodnota povoleného zisku EDC pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$Z_{EDCdi}$  [Kč] je zpětná korekce skutečné hodnoty povoleného zisku EDC na základě vyplacené dividendy za roky 2024 a 2025 v letech 2025 a 2026 v případě posunutí výplaty dividendy za termín odevzdání regulačních výkazů,

(4) Korekční faktor za činnost EDC  $KF_{EDCi}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{EDCi} = (PV_{EDCi-2} + KF_{EDCi-2} - V_{EDCski-2}) \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-1}}{100},$$

kde

$PV_{EDCi-2}$  [Kč] jsou povolené výnosy EDC pro regulovaný rok  $i-2$ , stanovené vztahem

$$PV_{EDCi-2} = PN_{EDCi-2} + O_{EDCi-2} + Z_{EDCi-2} + F_{EDCi-2},$$

kde

$PN_{EDCi-2}$  [Kč] jsou povolené náklady EDC pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$O_{EDCi-2}$  [Kč] je hodnota povolených odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku EDC pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$Z_{EDCi-2}$  [Kč] je povolený zisk EDC pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$F_{EDCi-2}$  [Kč] je faktor trhu, zohledňující aktuální změny na trhu s elektřinou, které mají vliv na činnosti a hospodaření EDC, v roce  $i-2$ ,

$KF_{EDCi-2}$  [Kč] je korekční faktor EDC stanovený za rok  $i-4$  a započítaný do regulovaných cen pro rok  $i-2$ ,

$V_{EDCski-2}$  [Kč] jsou celkové skutečně dosažené výnosy za činnost EDC pro regulovaný rok  $i-2$ . Do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti.

(5) Korekční faktor poskytnutých investičních dotací za činnost EDC  $KF_{EDCdoti}$  v Kč je stanovený vztahem

$$KF_{EDCdoti} = \left( -\frac{MV_{EDCi} - RF_{EDCi}}{100} \times DOT_{EDCdotski-2} - O_{EDCdotski-2} + \frac{MV_{oti} - RF_{oti}}{100} \times DOT_{EDCdotpli-2} + O_{EDCdotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{EDCi-1}}{100},$$

kde

$MV_{EDCi}$  [%] je míra výnosnosti pro činnosti operátora trhu stanovená podle bodu 10.4.1,

$RF_{EDCi}$  [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle bodu 3.2.4.3,

$DOT_{EDCdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{EDCdotski-2}$  [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$DOT_{EDCdotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku  $i-2$ ,

$O_{EDCdotpli-2}$  [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 v roce  $i$ ,

$PRIB_{EDCi-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{EDCi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$PRIR_{EDCi}$  [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce operátora trhu úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

$PRIB_{EDCi-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{EDCi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ .

V průběhu výpočtu není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- Kč na celé koruny,
- Procenta na 3 desetinná místa, kromě míry výnosnosti, která je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

Korekční faktory jsou zaokrouhleny na celé koruny.

## 14.5 Postup stanovení upravených povolených výnosů a ceny za činnost povinně vykupujícího

### 14.5.1 Postup stanovení ceny za činnost povinně vykupujícího

Cena za činnost povinně vykupujícího  $c_{pvi}$  v Kč/MWh je stanovena regulačním vztahem

$$c_{pvi} = \frac{UPV_{pvi}}{PME_{pvi}},$$

kde

$i$  je pořadové číslo regulovaného roku,

$UPV_{pvi}$  [Kč] jsou upravené povolené výnosy za činnost povinně vykupujícího, stanovené vztahem

$$UPV_{pvi} = NA_{pvi} + O_{pvpvi} + NODCH_{pvi} + NF_{pvi} + KF_{pvi} + F_{pvi},$$

kde

$NA_{pvi}$  [Kč] jsou plánované administrativní náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, stanovené Úřadem,

$O_{pvpvi}$  [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku povinně vykupujícího sloužícího k zajištění činností povinně vykupujícího stanovená Úřadem pro regulovaný rok  $i$ ,

$NODCH_{pvi}$  [Kč] jsou plánované vícenáklady povinně vykupujícího na odchylky spojené s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen v regulovaném roce  $i$ , stanovené Úřadem na základě skutečných vícenákladů na odchylky v posledním účetně ukončeném kalendářním roce předcházejícím regulovanému roku přepočtených na základě plánovaného vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupěného povinně vykupujícím, případně stanovené specifickým způsobem zohledňujícím mimořádnou situaci související s vývojem ceny odchylek nebo portfoliem výrobců v povinném výkupu,

$NF_{pvi}$  [Kč] jsou plánované náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, stanovené Úřadem z podkladů skutečných finančních nákladů povinně vykupujícího za rok  $i-2$  oceněných měsíční sazbou PRIBOR za červen roku  $i-1$ ,

$KF_{pvi}$  [Kč] je korekční faktor za činnost povinně vykupujícího stanovený postupem podle bodu 14.5.2

$F_{pvi}$  [Kč] je faktor trhu za činnost povinně vykupujícího, stanovený Úřadem,

$PME_{pvi}$  [MWh] je plánované množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupěné povinně vykupujícím v regulovaném roce  $i$ , stanovené Úřadem.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování. Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa.

Konečná cena za činnost povinně vykupujícího v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

### 14.5.2 Postup stanovení korekčního faktoru za činnost povinně vykupujícího

Korekční faktor za činnost povinně vykupujícího  $KF_{pvi}$  v Kč je stanoven vztahem

$$KF_{pvi} = (N_{pvski-2} - V_{pvski-2}) \times \frac{100 + PRIB_{pvi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pvi-1}}{100},$$

pro  $i \geq 3$ ,

kde

$N_{pvski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady za činnost povinně vykupujícího v roce  $i-2$ , stanovené vztahem

$$N_{pvski-2} = NA_{pvski-2} + O_{pvski-2} + NODCH_{pvi-2} + NF_{pvski-2} + KF_{pvi-2} + F_{pvi-2},$$

kde

$NA_{pvski-2}$  [Kč] jsou skutečné administrativní náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen, posouzené a stanovené Úřadem,

$O_{pvski-2}$  [Kč] je hodnota skutečných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku povinně vykupujícího sloužícího k zajištění činností povinně vykupujícího pro regulovaný rok  $i-2$ ,

$NODCH_{pvi-2}$  [Kč] jsou skutečné vícenáklady povinně vykupujícího na odchylky spojené s výkupem elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen v roce  $i-2$ ,

$NF_{pvski-2}$  [Kč] jsou skutečné finanční náklady povinně vykupujícího spojené s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen v roce  $i-2$ , stanovené Úřadem jako úrok z kumulovaného rozdílu skutečných příjmů a výdajů spojených s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů formou výkupních cen. Záporné hodnoty kumulovaného rozdílu jsou v jednotlivých měsících úročeny průměrnou měsíční hodnotou sazby PRIBOR se splatností 1 rok za rok  $i-2 + 0,5$  p. b. V případě, že skutečná výše úrokových sazeb na úvěry doložená povinně vykupujícím přesáhne v příslušných měsících průměrnou měsíční hodnotu sazby PRIBOR se splatností 1 rok za rok  $i-2 + 0,5$  p. b., posoudí Energetický regulační úřad skutečnou výši úrokových sazeb na úvěry a může rozhodnout o akceptaci skutečných výši úrokových sazeb. Kladné hodnoty kumulovaného rozdílu jsou v jednotlivých měsících úročeny skutečně dosaženou sazbou z vkladu doloženou povinně vykupujícím,

$KF_{pvi-2}$  [Kč] je korekční faktor za činnost povinně vykupujícího stanovený za rok  $i-4$  a započítaný do ceny za činnost povinně vykupujícího pro rok  $i-2$ ,

$F_{pvi-2}$  [Kč] je faktor trhu za činnost povinně vykupujícího stanovený pro rok  $i-2$ ,

$V_{pvski-2}$  [Kč] jsou skutečné výnosy za činnost povinně vykupujícího v roce  $i-2$ , stanovené vztahem

$$V_{pvski-2} = c_{pvi-2} \times PME_{pvski-2} + \sum_{j=2013}^{i-3} c_{pvj} \times PME_{pvskj},$$

kde

$c_{pvi-2}$  [Kč/MWh] je cena za činnost povinně vykupujícího pro rok  $i-2$ ,

$PME_{pvski-2}$  [MWh] je skutečné množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupené povinně vykupujícím formou výkupních cen v roce  $i-2$ ,

$c_{pvj}$  [Kč/MWh] je cena za činnost povinně vykupujícího pro rok  $j$ ,

$PME_{pvskj}$  [MWh] je úprava skutečného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupěného povinně vykupujícím formou výkupních cen v roce  $j$ ,

$PRIB_{pvi-2}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{pvi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-2$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB,

$PRIR_{pvi}$  [%] je přírážka k časové hodnotě peněz odpovídající hodnotě  $\pm 0,5$  p. b., přičemž kladná přírážka  $+ 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce povinně vykupujícího úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově kladná, a záporná přírážka  $- 0,5$  p. b. odpovídá situaci, kdy je hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce provozovatele distribuční soustavy úročených časovou hodnotou peněz vznikajících za rok  $i-2$  celkově záporná,

$PRIB_{pvi-1}$  [%] je roční hodnota PRIBOR s přírážkou  $PRIR_{pvi}$ , kdy roční hodnota PRIBOR je stanovena na základě váženého průměru měsíčních hodnot sazby PRIBOR 1 rok za jednotlivé kalendářní měsíce roku  $i-1$  podle počtu dní v měsíci, zveřejněných ČNB s tím, že hodnoty za měsíce červenec až prosinec roku  $i-1$  jsou nahrazeny hodnotou za měsíc červen roku  $i-1$ ,

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa.

Korekční faktor za činnost povinně vykupujícího je zaokrouhlen na celé koruny.

## 14.6 Postup stanovení nákladů a složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie

### 14.6.1 Postup stanovení složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie

Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie  $c_{vozki}$  v Kč/MW/měsíc a v Kč/A/měsíc je stanovena regulačním vztahem

$$c_{vozki} = \frac{\sum_{j=1}^n NC_{pvij} + NC_{otzbei} + KF_{otzbei} - P_{fiskti}}{RP_i},$$

kde

$i$  je pořadové číslo regulovaného roku,

$n$  je počet povinně vykupujících,

$j$  je pořadové číslo povinně vykupujícího,

$NC_{pvij}$  [Kč] jsou celkové plánované náklady  $j$ -tého povinně vykupujícího v roce  $i$  stanoveny vztahem

$$NC_{pvij} = N_{pvij} + N_{pvozij},$$

kde

$N_{pvij}$  [Kč] jsou plánované náklady za činnost  $j$ -tého povinně vykupujícího stanovené postupem podle bodu 14.5.1,

$N_{pvozij}$  [Kč] jsou plánované náklady spojené s úhradou podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů  $j$ -tým povinně vykupujícím formou výkupních cen, které mají být tímto povinně vykupujícím přeúčtovány operátorovi trhu; náklady jsou stanoveny vztahem

$$N_{pvozij} = \sum_{s=1}^m (c_{vcozis} - c_i) \times PME_{pvozijs},$$

kde

$m$  [-] je počet druhů obnovitelných zdrojů s podporou formou výkupních cen,

$s$  [-] je druh obnovitelného zdroje,

$c_{vcozis}$  [Kč/MWh] je výkupní cena elektřiny z  $s$ -tého druhu obnovitelného zdroje pro regulovaný rok  $i$ , stanovená Úřadem,

$c_i$  [Kč/MWh] je předpokládaná průměrná cena elektřiny na denním trhu v roce  $i$ , stanovená Úřadem na základě průměru hodinových cen silové elektřiny dosažených na denním trhu organizovaných operátorem trhu. Při predikci se postupuje rozdílně pro výrobní elektřiny ze sluneční energie a výrobní elektřiny z ostatních druhů OZE. Výchozími daty pro predikci ceny silové elektřiny na regulovaný rok  $i$  jsou data z obchodování na denním trhu organizovaném operátorem trhu, společností OTE, a.s. Pro stanovení ceny silové elektřiny pro výrobní elektřiny ze sluneční energie vychází cena z hodinových cen za dobu, kdy dochází k nejvyššímu osvětlení



území České republiky. Pro stanovení cen silové elektřiny pro výrobní elektřiny z ostatních druhů OZE se vychází z veškerých hodinových cen z toho důvodu, že výroba elektřiny v těchto výrobních elektřinách není závislá na denní době. V případě očekávaných změn na trhu s elektřinou může být předpokládána průměrná cena elektřiny na denním trhu v roce  $i$  stanovena jiným způsobem,

$PME_{pvozijs}$  [MWh] je plánované množství podporované elektřiny  $s$ -tého druhu obnovitelného zdroje, vykoupené  $j$ -tým povinně vykupujícím formou výkupních cen pro regulovaný rok  $i$ , stanovené Úřadem.

$NC_{otzbei}$  [Kč] jsou celkové plánované náklady operátora trhu spojené s podporou elektřiny, tepla a biometanu v regulovaném roce  $i$ , které mohou obsahovat i náklady na podporu elektřiny u výroben elektřiny, tepla a biometanu bez udělení kladného notificačního rozhodnutí ze strany Evropské komise, pokud lze očekávat, že bude notificační rozhodnutí ze strany Evropské komise uděleno. Tyto náklady jsou stanoveny vztahem

$$NC_{otzbei} = N_{otzbei} + N_{tbi},$$

kde

$N_{otzbei}$  [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory elektřiny vyrobené v regulovaném roce  $i$ , které jsou stanoveny vztahem

$$N_{otzbei} = N_{hzbi} + N_{rzbi} + N_{ki} + N_{dzi} + N_{abi} + N_{osi},$$

kde

$N_{hzbi}$  [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu hodinových zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{hzbi} = \sum_{s=1}^{mp} \sum_{h=1}^p c_{ppzbhis} \times PME_{pzbhis},$$

kde

$mp$  [-] je počet druhů obnovitelných zdrojů s podporou v režimu hodinového zeleného bonusu,

$c_{ppzbhis}$  [Kč/MWh] je předpokládaná výše hodinového zeleného bonusu na elektřinu vyrobenou  $s$ -tým druhem obnovitelného zdroje v hodině  $h$  pro regulovaný rok  $i$ , stanovená vztahem

$$c_{ppzbhis} = (c_{vcozis} - c_{predhi}) + c_{podchis},$$

kde

$c_{vcozis}$  [Kč/MWh] je výkupní cena elektřiny z  $s$ -tého druhu obnovitelného zdroje, stanovená Úřadem,

$c_{predhi}$  [Kč/MWh] je předpokládaná hodinová cena elektřiny na denním trhu v hodině  $h$  v regulovaném roce  $i$ , stanovená Úřadem,

$c_{podchis}$  [Kč/MWh] je průměrná předpokládaná cena odchylky  $s$ -tého druhu obnovitelného zdroje, stanovená Úřadem,

$PME_{pzbhis}$  [MWh] je plánované podporované množství elektřiny v režimu hodinových zelených bonusů z  $s$ -tého druhu obnovitelného zdroje v hodině  $h$  pro regulovaný rok  $i$ , stanovené Úřadem,

$N_{rzbi}$  [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu ročních zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{rzbi} = \sum_{s=1}^o c_{rzbis} \times PME_{rzbis},$$

kde

$o$  [-] je počet druhů obnovitelných zdrojů v režimu podpory ročního zeleného bonusu,

$C_{rzbis}$  [Kč/MWh] je roční zelený bonus na elektřinu vyrobenou *s-tým* druhem obnovitelného zdroje pro regulovaný rok *i*, stanovený Úřadem,

$PME_{rzbis}$  [MWh] je plánované podporované množství elektřiny v režimu ročních zelených bonusů z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje pro regulovaný rok *i*, stanovené Úřadem,

$N_{ki}$  [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, stanovené vztahem

$$N_{ki} = \sum_{r=1}^u c_{pKir} \times PME_{Kir},$$

kde

$u$  [-] je počet kategorií vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla,

$r$  [-] je kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla,

$c_{pKir}$  [Kč/MWh] je zelený bonus na elektřinu vyrobenou *r-tou* kategorií vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro regulovaný rok *i*, stanovený Úřadem,

$PME_{Kir}$  [MWh] je plánované podporované množství elektřiny z *r-té* kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro regulovaný rok *i*, stanovené Úřadem,

$N_{dzi}$  [Kč] jsou plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z druhotných zdrojů, stanovené vztahem

$$N_{dzi} = \sum_{q=1}^v c_{pDziq} \times PME_{Dziq},$$

kde

$v$  [-] je počet kategorií druhotných zdrojů,

$q$  [-] je kategorie druhotného zdroje,

$c_{pDziq}$  [Kč/MWh] je zelený bonus na elektřinu vyrobenou *q-tou* kategorií druhotného zdroje pro regulovaný rok *i*, stanovený Úřadem,

$PME_{Dziq}$  [MWh] je plánované podporované množství elektřiny z *q-té* kategorie druhotného zdroje pro regulovaný rok *i*, stanovené Úřadem,

$N_{abi}$  [Kč] jsou další samostatně neuvedené plánované náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny,

$N_{osi}$  [Kč] jsou plánované finanční náklady, plánované náklady související se správními a soudními řízeními a další samostatně neuvedené plánované náklady operátora trhu na podporu elektřiny související s podporou elektřiny v návaznosti na jiný právní předpis<sup>11</sup>,

$N_{tbi}$  [Kč] je saldo dalších samostatně neuvedených plánovaných nákladů a výnosů operátora trhu spojených s provozní podporou tepla, přechodnou transformační podporou tepla, podporou biometanu a zárukami původu<sup>12</sup>,

$KF_{otzbei}$  [Kč] je korekční faktor operátora trhu související s podporou elektřiny, tepla a biometanu stanovený podle bodu 14.6.2,

$P_{fiski}$  [Kč] jsou prostředky státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny, na úhradu provozní podpory tepla, přechodné transformační podpory tepla a podpory biometanu pro rok *i*, stanovené nařízením vlády,

$RP_i$  [MW] je plánovaný rezervovaný příkon pro regulovaný rok zpoplatněný složkou ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů.

<sup>11</sup> § 28 odst. 10 zákona o POZE.

<sup>12</sup> § 28 odst. 10 a 11 zákona o POZE.

Vypočtená cena podle výše uvedeného postupu je dále iteračním způsobem upravována tak, aby plánované výnosy z této ceny včetně započítání limitu platby zákazníka a provozovatele distribuční soustavy podle jiného právního předpisu<sup>13</sup> odpovídaly plánovaným nákladům.

Složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie v Kč/MW/měsíc je následně přepočítána na cenu v Kč/A/měsíc vztahem

$$c_{vozkiA} = \frac{c_{vozkiMW} \times 230}{1\,000\,000},$$

kde

$c_{vozkiA}$  [Kč/A/měsíc] je složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie pro odběrná a předávací místa připojená k distribuční soustavě na napěťové hladině nízkého napětí a pro regulovaný rok  $i$ ,

$c_{vozkiMW}$  [Kč/MW/měsíc] je složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie pro odběrná a předávací místa připojená k přenosové soustavě nebo k distribuční soustavě na napěťové hladině velmi vysokého napětí a vysokého napětí a pro regulovaný rok  $i$ .

Pokud vyjde složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie záporná, je výsledná složka ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie rovna nule.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa.

Konečná cena v Kč/MW/měsíc a konečná cena v Kč/A/měsíc je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

## 14.6.2 Postup stanovení korekčního faktoru souvisejícího s podporou elektřiny z podporovaných zdrojů

Korekční faktor operátora trhu související s podporou elektřiny  $KF_{otzbei}$  je stanoven vztahem

$$KF_{otzbei} = CSN_{otски-2} - V_{oteski-2},$$

kde

$CSN_{otски-2}$  jsou celkové skutečné náklady operátora trhu spojené s podporou elektřiny v roce  $i-2$ , stanovené vztahem

$$CSN_{otски-2} = \sum_{j=1}^n N_{pvoszskji-2} + \sum_{j=1}^n N_{pvskji-2} + NC_{otzbeski-2} + P_{oteozi-2} + N_{osski-2},$$

kde

$n$  [-] je počet povinně vykupujících obchodníků,

$j$  [-] je pořadové číslo povinně vykupujícího,

$N_{pvoszskji-2}$  [Kč] jsou celkové skutečné náklady spojené s úhradou podpory elektřiny z obnovitelných zdrojů  $j$ -tým povinně vykupujícím formou výkupních cen, vyrobené v roce  $i-2$ , které jsou tímto povinně vykupujícím přeúčtovány operátorovi trhu; náklady jsou stanoveny vztahem

$$N_{pvoszskji-2} = \sum_{s=1}^m \sum_{h=1}^p (c_{vcsi-2} - c_{skhi-2}) \times PME_{pvskhjsi-2},$$

<sup>13</sup> § 28, odst. 5 a 6 zákona o POZE.

kde

$C_{vcsi-2}$  [Kč/MWh] je výkupní cena elektřiny z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje pro rok *i-2* stanovená Úřadem,

$C_{skhi-2}$  [Kč/MWh] je hodinová cena elektřiny dosažená na denním trhu v hodině *h* v roce *i-2*, zveřejněná operátorem trhu způsobem umožňujícím dálkový přístup,

$PME_{pvskhjsi-2}$  [MWh] je skutečné podporované množství elektřiny *s-tého* druhu obnovitelného zdroje vykoupené *j-tým* povinně vykupujícím formou výkupních cen v hodině *h* v roce *i-2*,

$N_{pvskji-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady za činnost *j-tého* povinně vykupujícího, které operátor trhu uhradil povinně vykupujícímu prostřednictvím ceny za činnost povinně vykupujícího,

$NC_{otzbeski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s podporou elektřiny, tepla a biometanu v roce *i-2*, stanovené vztahem

$$NC_{otzbeski-2} = N_{otzbeski-2} + N_{tbski-2},$$

kde

$N_{otzbeski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory elektřiny formou zelených bonusů, vyrobené v roce *i-2*, stanovené vztahem

$$N_{otzbeski-2} = N_{zbpski-2} + N_{zbrski-2} + N_{kvski-2} + N_{dzski-2} + N_{abski-2},$$

kde

$N_{zbpski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu hodinových zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{zbpski-2} = \sum_{s=1}^{mp} \sum_{h=1}^t C_{zbpkhsi-2} \times PME_{zbpkhsi-2},$$

kde

$C_{zbpkhsi-2}$  [Kč/MWh] je skutečná výše hodinového zeleného bonusu na elektřinu vyrobenou *s-tým* druhem obnovitelného zdroje v hodině *h* pro regulovaný rok *i-2*,

$PME_{zbpkhsi-2}$  [MWh] je skutečné podporované množství elektřiny v režimu hodinových zelených bonusů z *s-tého* druhu obnovitelného zdroje v hodině *h* pro regulovaný rok *i-2*,

$N_{zbrski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů v režimu ročních zelených bonusů, stanovené vztahem

$$N_{zbrski-2} = \sum_{s=1}^o C_{zbrsi-2} \times PME_{zbrski-2},$$

kde

$C_{zbrsi-2}$  [Kč/MWh] je roční zelený bonus na elektřinu vyrobenou *s-tým* druhem obnovitelného zdroje stanovený Úřadem pro regulovaný rok *i-2*,

$PME_{zbrski-2}$  [MWh] je skutečné roční podporované množství elektřiny v režimu ročních zelených bonusů z *s-tého* druhu zdroje pro regulovaný rok *i-2*,

$N_{kvski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla, stanovené vztahem

$$N_{kvski-2} = \sum_{r=1}^u C_{kvri-2} \times PME_{kvskri-2},$$

kde

$C_{kvri-2}$  [Kč/MWh] je zelený bonus na elektřinu vyrobenou z *r-té* kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro regulovaný rok *i-2*, stanovený Úřadem,

$PME_{kvskri-2}$  [MWh] je skutečné podporované množství elektřiny vyrobené z *r-té* kategorie vysokoúčinné kombinované výroby elektřiny a tepla pro rok *i-2*,

$N_{dzski-2}$  [Kč] jsou skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou podpory výroby elektřiny z druhotných zdrojů, stanovené vztahem

$$N_{dzski-2} = \sum_{q=1}^v c_{dzqi-2} \times PME_{dzskqi-2},$$

kde

$c_{dzqi-2}$  [Kč/MWh] je zelený bonusu na elektřinu vyrobenou  $q$ -tým druhem druhotného zdroje v roce  $i-2$ , stanovený Úřadem,

$PME_{dzskqi-2}$  [MWh] je skutečně podporované množství elektřiny z  $q$ -tého druhu druhotného zdroje pro rok  $i-2$ ,

$N_{abski-2}$  [Kč] jsou další samostatně neuvedené skutečné náklady operátora trhu spojené s podporou elektřiny formou zelených bonusů a aukčních bonusů,

$N_{tbski-2}$  [Kč] jsou další samostatně neuvedené skutečné náklady operátora trhu spojené s úhradou provozní podpory tepla, přechodné transformační podpory tepla a podpory biometanu,

$P_{oteozi-2}$  [Kč] je vratka přebytku prostředků do státního rozpočtu podle jiného právního předpisu<sup>14</sup>,

$N_{osski-2}$  [Kč] jsou skutečné finanční náklady, skutečné náklady související se správními a soudními řízeními a další samostatně neuvedené skutečné náklady operátora trhu na podporu elektřiny související s podporou elektřiny podle jiného právního předpisu<sup>15</sup> v roce  $i-2$ ,

$V_{oteski-2}$  [Kč] jsou skutečné výnosy operátora trhu na podporu elektřiny v roce  $i-2$ , stanovené vztahem

$$V_{oteski-2} = V_{oteozski-2} + P_{fiski-2} + V_{npi-2} + V_{osski-2},$$

kde

$V_{oteozski-2}$  [Kč] jsou skutečné výnosy operátora trhu za výběr složky ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie vykázané operátorem trhu za rok  $i-2$ ,

$P_{fiski-2}$  [Kč] je limit prostředků státního rozpočtu pro poskytnutí dotace operátorovi trhu na úhradu složky ceny služby distribuční soustavy a složky ceny služby přenosové soustavy na podporu elektřiny, na úhradu provozní podpory tepla, přechodnou transformační podporu tepla a podporu biometanu pro rok  $i-2$ , stanovený nařízením vlády,

$V_{npi-2}$  [Kč] je neoprávněně čerpaná podpora a uhrazené penále operátorovi trhu v roce  $i-2$ ,

$V_{osski-2}$  [Kč] jsou uhrazené prostředky z finanční jistoty, finanční výnosy, výnosy související se správními a soudními řízeními a další samostatně neuvedené výnosy operátora trhu na podporu elektřiny v návaznosti na jiný právní předpis<sup>16</sup> v roce  $i-2$ .

Dále může korekční faktor obsahovat doúčtování a opravy hodnot vykázaných v minulých letech nebo může dojít i k saldování korekčních faktorů mezi jednotlivými regulovanými roky.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování.

Vstupní hodnoty jsou v závislosti na jednotce uváděny v zaokrouhlení

- a) Kč na celé koruny,
- b) MW a MWh na 3 desetinná místa,
- c) Kč/MWh na 2 desetinná místa,
- d) procenta na 3 desetinná místa,
- e) poměrná míra na 5 desetinných míst.

Korekční faktory jsou zaokrouhleny na celé koruny.

<sup>14</sup> Zákon č. 218/2000 Sb., o rozpočtových pravidlech a o změně některých souvisejících zákonů (rozpočtová pravidla), ve znění pozdějších předpisů.

<sup>15</sup> § 28 odst. 10 zákona o POZE.

<sup>16</sup> § 28 odst. 11 zákona o POZE.



## 14.7 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance

### 14.7.1 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice

Cena dodavatele poslední instance  $C_{DPI}$  se skládá ze dvou složek  $C_{DPIfs}$  a  $C_{DPIvs}$ .

- a)  $C_{DPIfs}$  [Kč/odběrné místo/měsíc] je maximální cena stálého měsíčního platu dodavatele poslední instance představující fixní složku ceny dodavatele poslední instance.

Maximální cena stálého měsíčního platu se stanoví jako vážený průměr z benchmarku uplatňovaných stálých měsíčních platů aktuálně nabízených veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny obchodníků s elektřinou, kteří rovněž zajišťují činnost dodavatele poslední instance. Váhou produktu ve váženém průměru je počet odběrných míst dodavatele zveřejněný na webových stránkách operátora trhu s elektřinou za září roku  $i-1$ . V případě že dodavatel aktuálně nabízí více veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny je vstupem do výpočtu váženého průměru za tohoto dodavatele hodnota aritmetického průměru cen stálého měsíčního platu za jednotlivé aktuálně nabízené veřejné tržní produkty na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny.

- b)  $C_{DPIvs}$  [Kč/MWh] je variabilní složka ceny dodavatele poslední instance stanovená vztahem

$$C_{DPIvs} = C_{DPIvsE} + C_{DPIvsOR}$$

kde

$C_{DPIvsE}$  [Kč/MWh] je pevná cena elektřiny stanovená na základě čtvrt hodinových cen denního trhu s elektřinou operátora trhu s elektřinou, společností OTE, a.s., v čase odpovídající dodávce poslední instance; průběh může být nahrazen normálovým TDD v předávacím místě, kde je osazeno měření typu C4,

$C_{DPIvsOR}$  [Kč/MWh] je maximální cena vyjadřující maximální výši dodatečných nákladů, rizikových přírůžek a přiměřeného zisku dodavatele poslední instance nad rámec nákladů na obstarání elektřiny stanovená vztahem

$$C_{DPIvsOR} = C_{DPIvsORbm} + C_{DPIvsORo} + C_{DPIvsORkr}$$

kde

Maximální cena vyjadřující maximální výši dodatečných nákladů je tvořena přírůžkami nad rámec  $C_{DPIvsE}$  [Kč/MWh]:

$C_{DPIvsORbm}$  [Kč/MWh] se stanoví jako vážený průměr z benchmarku uplatňovaných přírůžek nad rámec základní ceny energie aktuálně nabízených veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny obchodníků s elektřinou, kteří rovněž zajišťují činnost dodavatele poslední instance. Váhou produktu ve váženém průměru je počet odběrných míst dodavatele zveřejněný na webových stránkách operátora trhu s elektřinou za září roku  $i-1$ . V případě že dodavatel aktuálně nabízí více veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny je vstupem do výpočtu váženého průměru za tohoto dodavatele hodnota aritmetického průměru přírůžek nad rámec nákladů ceny energie za jednotlivé aktuálně nabízené veřejné tržní produkty na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny.

$C_{DPIvsORo}$  [Kč/MWh] se stanoví jako 1,65násobek systémového jednotkového vícenákladu na odchylku za použití dat roční zprávy OTE a veřejných dat ČEPS u hodnot zatížení elektrizační soustavy za období září  $i-2$  až srpen roku  $i-1$ . Hodnota násobku byla stanovena analýzou dostupných historických bilančních dat obchodníků s elektřinou, kteří zajišťovali činnost dodavatele poslední instance, a to rozdílem průměrného vícenákladu na odchylku zákazníka kterému dodávali elektřinu jako dodavatel poslední instance a vícenákladu na odchylku zákazníka, kterému dodávali elektřinu jako smluvní dodavatel. Hodnota vyjadřuje vážený průměr dodavatelů poslední instance, pro které byla potřebná data dostupná. Orientační hodnota pro rok 2024 by odpovídala přírůžce 123,87 Kč/MWh.

$C_{DPIvsORkr}$  [Kč/MWh] byla stanovena analýzou dostupných historických dat obchodníků s elektřinou, kteří zajišťovali činnost dodavatele poslední instance, a to rozdílem průměrného vícenákladu na kreditní riziko zákazníka kterému dodávali elektřinu jako dodavatel poslední

instance a vícenákladu na kreditní riziko zákazníka, kterému dodávali elektřinu jako smluvní dodavatel, v hodnotě 30,36 Kč/MWh jako hodnoty vyjadřující vážený průměr dodavatelů poslední instance, pro které byla potřebná data dostupná.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování. Konečná cena v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

## 14.7.2 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v plynárenství

Cena dodavatele poslední instance je dvousložková.

Pro odběrné místo s měřením typu A nebo B se skládá z variabilní složky ceny dodavatele poslední instance  $C_{DPIvsV}$  a fixní složky ceny dodavatele poslední instance  $C_{DPIfs}$ .

Variabilní složka ceny dodavatele poslední instance  $C_{DPIvsV}$  v Kč/MWh se určí podle vztahu

$$C_{DPIvsV} = C_{DPIvsPV} + C_{DPIvsOR},$$

kde

$C_{DPIvsPV}$  [Kč/MWh] je pevná cena plynu stanovená podle vztahu

$$C_{DPIvsPV} = \frac{\sum_{d=a}^{dp} (spot_d \times kurz\check{C}NB_d \times SP_d)}{\sum_{d=a}^{dp} SP_d},$$

přičemž výsledná cena  $C_{DPIvsPV}$  se zaokrouhluje na celé číslo,

kde

**a** [-] je první den dodávky v režimu dodavatele poslední instance v daném měsíci,

**dp** [-] je poslední den dodávky v režimu dodavatele poslední instance v měsíci,

**spot<sub>d</sub>** [EUR/MWh] je hodnota Indexu OTE daného dne zveřejňovaná operátorem trhu,

**kurz $\check{C}$ NB<sub>d</sub>** [EUR/CZK] je denní kurz vyhlášený  $\check{C}$ NB v aktuálním dni **d**; pokud není denní kurz k dispozici, použije se hodnota denního kurzu v nejbližším bezprostředně předcházejícím dni, kdy byla hodnota denního kurzu zveřejněna,

**SP<sub>d</sub>** [MWh] je množství plynu, které zákazník v daném odběrném místě v daný obchodní den odebral,

$C_{DPIvsOR}$  [Kč/MWh] je maximální cena vyjadřující maximální výši dodatečných nákladů, rizikových přírůžek a přiměřeného zisku dodavatele poslední instance nad rámec nákladů na obstarání plynu, stanovená podle vztahu

$$C_{DPIvsOR} = 200 + 0,025 \times C_{DPIvsPV}.$$

Pro ostatní odběrná místa se cena dodavatele poslední instance skládá z variabilní složky ceny dodavatele poslední instance  $C_{DPIvs}$  a fixní složky ceny dodavatele poslední instance  $C_{DPIfs}$ .

Variabilní složka ceny dodavatele poslední instance  $C_{DPIvs}$  v Kč/MWh se určí podle vztahu

$$C_{DPIvs} = C_{DPIvsP} + C_{DPIvsOR},$$

kde

$C_{DPIvsP}$  [Kč/MWh] je pevná cena plynu stanovená podle vztahu

$$C_{DPIvsP} = \frac{\sum_{d=1}^{dp} (spot_d \times kurz\check{C}NB_d \times indexTDD_d)}{\sum_{d=1}^{dp} indexTDD_d},$$

přičemž výsledná cena  $C_{DPIvsP}$  se zaokrouhluje na celé číslo,

kde

**dp** [-] je poslední den v měsíci,

**spot<sub>d</sub>** [EUR/MWh] je hodnota Indexu OTE daného dne zveřejňovaná operátorem trhu,

**kurz** $\check{C}NB_d$  [EUR/CZK] je denní kurz vyhlášený  $\check{C}NB$  v aktuálním dni  $d$ ; pokud není denní kurz k dispozici, použije se hodnota denního kurzu v nejbližším bezprostředně předcházejícím dni, kdy byla hodnota denního kurzu zveřejněna,

**index** $TDD_d$  [-] je index denní spotřeby přepočteného typového diagramu dodávky plynu zveřejňovaný operátorem trhu,

**$C_{DPIvsOR}$**  [Kč/MWh] je maximální cena vyjadřující maximální výši dodatečných nákladů, rizikových přírážek a přiměřeného zisku dodavatele poslední instance nad rámec nákladů na obstarání plynu, stanovená podle vztahu

$$C_{DPIvsOR} = 200 + 0,025 \times C_{DPIvsP} .$$

Fixní složku ceny dodavatele poslední instance  $C_{DPIfs}$  v Kč/odběrné místo/měsíc pro všechna odběrná místa představuje maximální výše stálého měsíčního platu dodavatele poslední instance, která je stanovena ve stejné výši jako pro dodavatele poslední instance v elektroenergetice podle bodu 14.7.1.

V průběhu výpočtů není prováděno zaokrouhlování. Konečná cena v Kč/MWh je zaokrouhlena na 2 desetinná místa.

NÁVRH

## 15 PŘEDPOKLÁDANÝ VÝVOJ PARAMETRŮ CENOVÉ REGULACE

Předpokládaný vývoj povolených výnosů jednotlivých provozovatelů soustav a operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství na základě metodiky popsané v této Metodice cenové regulace pro VI. RO a plánovaných hodnot předaných držiteli licence je uveden v následujících tabulkách a grafech.

### 15.1 Předpokládaný vývoj povolených výnosů v elektroenergetice

Tabulka 29 Předpokládané předběžné povolené výnosy na VI. RO – elektroenergetika

Elektroenergetika Povolené výnosy [tis. Kč]	V. regulační období			VI. regulační období					
	2024	2025	Suma V. RO	2026	2027	2028	2029	2030	Suma VI. RO
ČEZ Distribuce, a.s.	28 431 694	32 346 349	<b>137 670 782</b>	34 877 676	36 076 069	36 842 283	37 749 628	38 816 792	<b>184 362 448</b>
EG.D, a.s.	12 165 482	13 623 418	<b>58 408 297</b>	14 799 259	15 420 596	16 039 925	16 671 340	17 252 745	<b>80 183 866</b>
PREdistribuce, a.s.	5 681 015	6 194 077	<b>27 438 327</b>	6 754 512	6 902 366	7 011 326	7 217 414	7 466 837	<b>35 352 454</b>
UCED Chomutov s.r.o.	48 563	50 142	<b>236 784</b>	52 735	53 386	54 500	54 485	54 931	<b>270 038</b>
ČEPS, a.s. *)	8 082 432	8 457 870	<b>37 836 445</b>	9 989 175	10 724 422	11 459 166	12 154 709	12 834 547	<b>57 162 019</b>
OTE, a.s. **)	317 043	341 781	<b>1 358 896</b>	356 481	377 778	398 256	415 816	434 927	<b>1 983 259</b>
<b>Celkem - elektroenergetika</b>	<b>54 726 229</b>	<b>61 013 637</b>	<b>262 949 532</b>	<b>66 829 838</b>	<b>69 554 616</b>	<b>71 805 456</b>	<b>74 263 393</b>	<b>76 860 780</b>	<b>359 314 084</b>
ČEZ Distribuce, a.s.				7,8 %	3,4 %	2,1 %	2,5 %	2,8 %	<b>33,9 %</b>
EG.D, a.s.				7,4 %	4,2 %	4,0 %	3,9 %	3,5 %	<b>37,3 %</b>
PREdistribuce, a.s.				9,0 %	2,2 %	1,6 %	2,9 %	3,5 %	<b>28,8 %</b>
UCED Chomutov s.r.o.				5,2 %	1,2 %	2,1 %	0,0 %	0,8 %	<b>14,0 %</b>
ČEPS, a.s. *)				18,1 %	7,4 %	6,9 %	6,1 %	5,6 %	<b>51,1 %</b>
OTE, a.s. **)				4,3 %	6,0 %	5,4 %	4,4 %	4,6 %	<b>45,9 %</b>
<b>Celkem</b>				<b>9,3 %</b>	<b>4,1 %</b>	<b>3,2 %</b>	<b>3,4 %</b>	<b>3,5 %</b>	<b>36,6 %</b>

Zdroj: ERÚ

\*) Hodnoty pro provozovatele přenosové soustavy neobsahují povolené výnosy pro činnost poskytování systémových služeb.

\*\*) Hodnoty pro operátora trhu v elektroenergetice obsahují údaje pouze za činnosti související se zúčtováním odchylek, činnosti organizace trhu a činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů včetně faktoru trhu.

## 15.2 Předpokládaný vývoj povolených výnosů v plynárenství

Tabulka 30 Předpokládané předběžné povolené výnosy na VI. RO – plynárenství

Plynárenství Povolené výnosy [tis. Kč]	V. regulační období			VI. regulační období					
	2024	2025	Suma V. RO	2026	2027	2028	2029	2030	Suma VI. RO
EG.D, a.s.	1 136 422	1 188 322	<b>5 405 215</b>	1 282 429	1 310 460	1 327 294	1 345 544	1 360 295	<b>6 626 022</b>
Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	2 465 640	2 739 987	<b>11 823 295</b>	2 885 959	2 901 812	2 901 789	2 922 870	2 961 548	<b>14 573 979</b>
GasNet, s.r.o.	13 269 745	13 723 453	<b>63 972 991</b>	13 823 436	14 169 966	14 554 085	14 878 589	15 316 334	<b>72 742 409</b>
NET4GAS, s.r.o.*	4 228 435	není stanoveno		5 873 296	5 987 128	6 025 930	6 077 181	6 079 721	<b>30 043 255</b>
OTE, a.s.	92 554	122 167	<b>485 935</b>	131 935	139 092	145 705	149 786	154 275	<b>720 792</b>
<b>Celkem - plyn</b>				<b>23 997 054</b>	<b>24 508 459</b>	<b>24 954 802</b>	<b>25 373 970</b>	<b>25 872 173</b>	<b>124 706 457</b>
EG.D, a.s.				7,9 %	2,2 %	1,3 %	1,4 %	1,1 %	<b>22,6 %</b>
Pražská plynárenská Distribuce, a.s.				5,3 %	0,5 %	0,0 %	0,7 %	1,3 %	<b>23,3 %</b>
GasNet, s.r.o.				0,7 %	2,5 %	2,7 %	2,2 %	2,9 %	<b>13,7 %</b>
NET4GAS, s.r.o.					1,9 %	0,6 %	0,9 %	0,0 %	
OTE, a.s.				8,0 %	5,4 %	4,8 %	2,8 %	3,0 %	<b>48,3 %</b>
<b>Celkem - plyn</b>					<b>2,1 %</b>	<b>1,8 %</b>	<b>1,7 %</b>	<b>2,0 %</b>	

Zdroj: ERÚ

\*) předběžné výnosy na rok 2025 nebyly v době vydání návrhu Metodiky cenové regulace stanoveny, v letech 2026-2030 jsou v tabulce uvedeny maximální výnosy z přepravy plynu, dopad na domácího zákazníka bude závislý na skutečných výnosech realizovaných na vstupních a výstupních hraničních bodech přepravní soustavy (případně i příjmech ze sporných řízení)



## 16 POUŽITÉ ZKRATKY

### ACER

Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů

### AMM

Inteligentní měření (Automated Meter Management)

### CAPM

Model oceňování kapitálových aktiv (Capital Asset Pricing Model)

### CEER

Rada evropských energetických regulátorů

### CS OTE

informační systém operátora trhu, společnosti OTE, a.s.

### ČEPS, a.s.

společnost - výhradní provozovatel přenosové (elektroenergetika) soustavy v ČR

### ČEZ Distribuce, a. s.

společnost - provozovatel distribuční soustavy v elektroenergetice

### ČNB

Česká národní banka

### ČR

Česká republika

### EG.D, a.s.

společnost - provozovatel distribuční soustavy v elektroenergetice

### DECE

decentrální zdroje

### držitel/é licence, regulovaný subjekt

držitel licence na přenos elektřiny, přepravu plynu, distribuci elektřiny, distribuci plynu a činnosti operátora trhu, povinně vykupující

### DS

distribuční soustava

### DTS

distribuční trafostanice

### EBITDA

zkratka z anglického názvu Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – (zisk před odečtením úroků, daní, odpisů a amortizace) je indikátor, který ukazuje provozní výkonnost společnosti. Finanční ukazatel rentability, není zatížen daněmi.

### EEX

The European Energy Exchange

### EEX-PXE

PXE – česká obchodní zóna – společnost globální komoditní burzy The European Energy Exchange

### EK

Evropská komise

### energetický zákon, EZ

zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů

### ERP

zkratka z anglického Equity Risk Premium, představuje rizikovou prémii vlastního kapitálu

### ERÚ, Úřad

Energetický regulační úřad

### EU, Unie

Evropská unie

### €, EUR

evropská měna

### ES ČR

elektrizační soustava České republiky

### FVE

fotovoltaická elektrárna

### GASNET, s.r.o.

společnost - provozovatel distribuční soustavy v plynárenství

### HE

Horizont Europe – mezinárodní inovační projekt

### III. regulační období, III. RO

období vymezené po sobě následujícími regulovanými roky 2010–2015

### IV. regulační období, IV. RO

období vymezené po sobě následujícími regulovanými roky 2016–2020

### ICT

zkratka z anglického Information and Communication Technologies, představuje Informační a Komunikační Technologie

**ITC**

Inter-Transmission System Operator  
Compensation

**Kč, CZK**

koruna česká (měna)

**KF**

korekční faktor

**KPI**

klíčové ukazatele výkonnosti

**LDS**

Lokální distribuční soustava

**Metodika cenové regulace**

Metodika cenové regulace pro regulační období 2026-2030 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství, pro elektroenergetické datové centrum, povinně vykupujícího a dodavatele poslední instance

**MMS**

zkratka z anglického Market Management System

**MPO**

Ministerstvo průmyslu a obchodu

**MVE**

Malá vodní elektrárna

**NAP CM**

Národní akční plán čisté mobility

**NAP EE**

Národní akční plán energetické účinnosti ČR

**NAP SG**

Národní akční plán pro chytré sítě

**NC TAR**

nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn

**NN**

nízké napětí

**NET4GAS, s.r.o**

společnost - výhradní provozovatel přepravní (plynárenství) soustavy v ČR

**OM**

odběrné místo

**operátor trhu**

společnost OTE, a. s.

**OZE**

obnovitelné zdroje energie

**peer group**

skupina vybraných společností pro nastavení parametrů

**POZE**

podpora obnovitelných zdrojů elektřiny

**PDS**

provozovatel distribuční soustavy

**Pražská plynárenská Distribuce, a.s., PPD**

společnost - provozovatel distribuční soustavy v plynárenství

**PS**

přenosová soustava

**PREdistribuce, a.s.**

společnost - provozovatel distribuční soustavy v elektroenergetice

**PRIBOR**

úroková sazba určená Českou národní bankou pro mezibankovní trh depozit

**RAB**

regulační báze aktiv

**REMIT**

nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) č. 1227/2011 o integritě a transparentnosti velkoobchodního trhu s energií (nařízení bylo zveřejněno dne 8. prosince 2011 v Úředním věstníku Evropské unie a vstoupilo v platnost 20 dní po vyhlášení, tj. dne 28. prosince 2011)

**RO**

regulační období

**Rozhodnutí NC TAR**

rozhodnutí ERÚ podle článku 27 odst. 4 nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn

**SAIDI**

zkratka z anglického System Average Interruption Duration Index, představuje průměrnou souhrnnou dobu trvání přerušení distribuce elektřiny

**SAIFI**

zkratka z anglického System Average Interruption Frequency Index, představuje průměrný počet přerušení distribuce elektřiny

**SEK**

Státní energetická koncepce

**SLA**

service-level agreement

**Smart metering**

průběhové „chytré měření“ / projekty osazování odběrných míst novými průběhovými elektroměry

**SVR**

služby výkonové rovnováhy

**TA ČR**

Technologická agentura ČR

**TSO**

zkratka z anglického Transmission System Operator, představuje provozovatele přenosové / přepravní soustavy

**UPV**

upravené povolené výnosy v metodice cenové regulace

**U/Q**

napětí/jalová energie

**V. regulační období, V. RO**

regulační období vymezené pěti po sobě následujícími regulovanými roky počínající rokem 2021 (01.01.2021–31.12.2025)

**VI. regulační období, VI. RO**

regulační období vymezené pěti po sobě následujícími regulovanými roky počínající rokem 2026 (01.01.2026–31.12.2030)

**VII. regulační období, VII. RO**

regulační období vymezené pěti po sobě následujícími regulovanými roky počínající rokem 2031 (01.01.2031–31.12.2035)

**VN**

vysoké napětí

**VTE**

Větrná elektrárna

**VVN**

velmi vysoké napětí

**WACC**

vážený průměr nákladů kapitálu používaný jako míra výnosnosti regulační báze aktiv

**Zákon o POZE**

zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů

**Zásady cenové regulace**

Zásady cenové regulace pro období 2021–2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující

**ZHA**

zůstatková hodnota aktiv

# 17 PŘÍLOHY

## 17.1 Parametry cenové regulace – elektroenergetika

Tabulka 31 Přehled parametrů cenové regulace – ČEZ Distribuce, a. s.

ČEZ Distribuce, a. s.	2021		2022		2023	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	8 068 361	7 576 197	8 114 212	7 645 043	8 465 793	8 845 276
Odpisy	8 362 528	8 379 225	8 649 749	8 759 190	9 180 975	9 293 211
RAB	121 512 421	121 607 908	133 720 519	134 369 418	142 225 382	144 105 798
Zisk	7 975 009	7 953 157	8 734 669	8 787 760	9 341 443	9 424 519
Faktor trhu	0		0		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>24 405 898</b>	<b>23 908 579</b>	<b>25 498 630</b>	<b>25 191 993</b>	<b>26 988 211</b>	<b>27 563 006</b>
rozdíl PV		497 318		306 637		-574 795
Ostatní	-1 352 607		-1 866 859		-2 946 084	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>23 053 290</b>		<b>23 631 771</b>		<b>24 042 127</b>	

Zdroj: ERÚ

Tabulka 32 Přehled parametrů cenové regulace – EG.D, a.s. (dříve E.ON Distribuce, a.s.)

EG.D, a. s.	2021		2022		2023	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	3 480 892	3 386 881	3 589 893	3 767 162	3 712 231	3 749 861
Odpisy	3 482 116	3 440 320	3 509 248	3 600 532	3 801 283	3 694 837
RAB	50 013 350	50 215 402	54 280 511	53 945 053	59 478 842	58 872 502
Zisk	3 322 663	3 284 087	3 668 328	3 528 006	3 967 366	3 850 262
Faktor trhu	-32 537		-33 427		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>10 253 134</b>	<b>10 111 288</b>	<b>10 734 042</b>	<b>10 895 701</b>	<b>11 480 880</b>	<b>11 294 960</b>
rozdíl PV		141 845		-161 659		185 921
Ostatní	-721 546		-440 043		-1 044 118	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>9 531 588</b>		<b>10 293 999</b>		<b>10 436 762</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 33 Přehled parametrů cenové regulace – PREdistribuce, a.s.**

<b>PREdistribuce, a. s.</b>	<b>2021</b>		<b>2022</b>		<b>2023</b>	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	2 094 921	2 095 159	2 150 405	2 195 029	2 201 470	2 560 573
Odpisy	1 344 334	1 380 075	1 357 776	1 359 547	1 402 993	1 386 838
RAB	23 656 439	23 618 413	25 950 814	25 978 809	27 042 638	27 359 171
Zisk	1 547 951	1 544 644	1 699 680	1 699 014	1 763 706	1 789 290
Faktor trhu	0		0		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>4 987 206</b>	<b>5 019 879</b>	<b>5 207 860</b>	<b>5 253 590</b>	<b>5 368 169</b>	<b>5 736 701</b>
rozdíl PV		-32 672		-45 730		-368 532
Ostatní	-182 936		-229 241		-251 920	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>4 804 270</b>		<b>4 978 620</b>		<b>5 116 249</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 34 Přehled parametrů cenové regulace – UCED Chomutov s.r.o.**

<b>UCED Chomutov s.r.o.</b>	<b>2021</b>		<b>2022</b>		<b>2023</b>	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	23 781	26 894	24 721	26 521	26 294	25 664
Odpisy	9 130	9 095	8 830	9 091	9 104	9 187
RAB	192 570	191 782	182 659	182 691	173 588	173 504
Zisk	13 118	12 543	11 670	11 948	11 431	11 347
Faktor trhu	0		0		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>46 029</b>	<b>48 531</b>	<b>45 221</b>	<b>47 560</b>	<b>46 829</b>	<b>46 199</b>
rozdíl PV		-2 502		-2 339		631
Ostatní	-6 333		-4 894		-10 806	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>39 696</b>		<b>40 327</b>		<b>36 023</b>	

Zdroj: ERÚ



**Tabulka 35 Přehled parametrů cenové regulace stanovených pro činnost přenos elektřiny – ČEPS, a.s.**

ČEPS, a.s. přenos elektřiny	2021		2022		2023	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
[tis. Kč]						
Náklady	1 965 086	2 005 614	2 046 701	2 045 070	2 100 962	2 096 145
Odpisy	2 440 211	2 449 547	2 614 064	2 550 230	2 730 763	2 603 417
RAB	34 342 514	35 054 924	34 544 010	36 067 481	38 240 929	38 958 606
Zisk	2 385 578	2 292 592	2 490 733	2 358 813	2 474 125	2 547 893
Faktor trhu	21 750		26 169		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>6 812 626</b>	<b>6 747 753</b>	<b>7 177 667</b>	<b>6 954 114</b>	<b>7 305 850</b>	<b>7 247 454</b>
rozdíl PV		64 873		223 553		58 395
Ostatní	-39 477		-208 354		-301 258	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>6 773 149</b>		<b>6 969 312</b>		<b>7 004 592</b>	

Zdroj: ERÚ

## 17.2 Parametry cenové regulace – plynárenství

**Tabulka 36 Přehled parametrů cenové regulace – GasNet, s.r.o.**

GasNet, s.r.o.	2021		2022		2023	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
[tis. Kč]						
Náklady	4 128 699	4 013 494	4 338 258	4 012 576	4 422 448	4 143 355
Odpisy	3 857 696	3 945 281	4 127 460	4 088 241	4 333 595	4 117 685
RAB	56 642 404	56 984 913	60 137 822	60 355 023	65 055 684	64 926 722
Zisk	3 635 721	3 686 129	3 902 427	3 933 560	4 233 488	4 215 156
Faktor trhu	0		0		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>11 622 116</b>	<b>11 644 904</b>	<b>12 368 145</b>	<b>12 034 377</b>	<b>12 989 532</b>	<b>12 476 196</b>
rozdíl PV		-22 787		333 768		513 335
Ostatní	730 214		226 734		-1 913 403	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>12 352 330</b>		<b>12 594 879</b>		<b>11 076 129</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 37 Přehled parametrů cenové regulace – Pražská plynárenská Distribuce, a.s.**

Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	2021		2022		2023	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
[tis. Kč]						
Náklady	943 038	981 913	958 425	946 233	981 323	1 044 272
Odpisy	714 288	712 223	720 606	711 740	716 279	713 084
RAB	7 635 706	7 634 196	7 726 412	7 695 390	9 120 372	9 166 713
Zisk	500 548	500 326	496 942	492 496	586 218	592 765
Faktor trhu	0		0		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>2 157 874</b>	<b>2 194 462</b>	<b>2 175 973</b>	<b>2 150 469</b>	<b>2 283 820</b>	<b>2 350 121</b>
rozdíl PV		-36 587		25 504		-66 301
Ostatní	-3 379		98 289		21 249	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>2 154 496</b>		<b>2 274 262</b>		<b>2 305 069</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 38 Přehled parametrů cenové regulace – EG.D, a.s. (dříve E.ON Distribuce, a.s.)**

EG.D, a. s.	2021		2022		2023	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
[tis. Kč]						
Náklady	273 722	238 455	274 309	256 228	278 736	265 644
Odpisy	373 039	386 866	397 743	395 142	390 009	379 364
RAB	5 182 729	5 212 544	5 544 165	5 619 591	5 785 994	5 842 425
Zisk	345 188	349 576	371 297	382 108	376 427	384 400
Faktor trhu	0		0		0	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>991 949</b>	<b>974 896</b>	<b>1 043 349</b>	<b>1 033 478</b>	<b>1 045 173</b>	<b>1 029 407</b>
rozdíl PV		17 053		9 871		15 765
Ostatní	12 449		-23 655		-74 647	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>1 004 398</b>		<b>1 019 694</b>		<b>970 526</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 39 Přehled parametrů cenové regulace – NET4GAS, s.r.o.**

<b>NET4GAS, s.r.o.</b>	<b>2021</b>		<b>2022</b>		<b>2023</b>	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	484 851	477 418	491 868	544 559	501 820	487 498
Odpisy	589 700	648 827	711 492	600 227	808 161	665 831
RAB	9 118 367	9 082 640	13 423 704	12 768 374	14 041 378	13 774 130
Zisk	541 587	536 402	873 911	781 023	897 675	859 936
Faktor trhu	11 696		9 134		-13 526	
<b>Povolené výnosy</b>	<b>1 627 834</b>	<b>1 662 647</b>	<b>2 086 406</b>	<b>1 925 809</b>	<b>2 194 131</b>	<b>2 013 265</b>
rozdíl PV		-34 813		160 597		180 866
Ostatní	-25 186		2 338		-23 874	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>1 602 648</b>		<b>2 088 744</b>		<b>2 170 257</b>	

Zdroj: ERÚ

## 17.3 Parametry cenové regulace – operátor trhu – elektroenergetika

**Tabulka 40 Přehled parametrů cenové regulace – OTE, a.s. (zúčtování odchylek)**

<b>OTE, a.s. zúčtování odchylek</b>	<b>2021</b>		<b>2022</b>		<b>2023</b>	
[tis. Kč]	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
Náklady	114 040	116 961	120 641	98 570	123 515	111 209
Odpisy	-205	4 315	7 089	6 465	-27 636	8 619
Zisk	6 867	6 867	6 867	6 867	6 867	6 867
Faktor trhu	0	0	0	0	0	0
<b>Povolené výnosy</b>	<b>120 702</b>	<b>128 142</b>	<b>134 597</b>	<b>111 902</b>	<b>102 746</b>	<b>126 695</b>
rozdíl PV		-7 441		22 695		-23 949
Ostatní	-47 689		-34 015		-25 094	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>73 013</b>		<b>100 583</b>		<b>77 652</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 41 Přehled parametrů cenové regulace – OTE, a.s. (administrace POZE)**

OTE, a.s. administrace POZE	2021		2022		2023	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
[tis. Kč]						
Náklady	44 438	47 827	47 001	46 850	48 881	52 634
Odpisy	8 962	929	1 833	2 423	-7 730	5 961
Zisk	0	0	0	0	0	0
Faktor trhu	0	0	0	0	0	0
<b>Povolené výnosy</b>	<b>53 400</b>	<b>48 757</b>	<b>48 834</b>	<b>49 273</b>	<b>41 151</b>	<b>58 595</b>
rozdíl PV		4 643		-440		-17 444
Ostatní	-15 889		-15 562		-41 151	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>37 512</b>		<b>33 272</b>		<b>0</b>	

Zdroj: ERÚ

**Tabulka 42 Přehled parametrů cenové regulace – OTE, a.s. (organizace trhu)**

OTE, a.s. organizace trhu	2021		2022		2023	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
[tis. Kč]						
Náklady	44 680	53 849	47 695	63 064	50 458	63 233
Odpisy	3 651	4 581	959	7 019	3 130	9 045
Zisk	16 023	16 023	16 023	16 023	16 023	16 023
Faktor trhu	0	0	0	0	0	0
<b>Povolené výnosy</b>	<b>64 354</b>	<b>74 453</b>	<b>64 677</b>	<b>86 106</b>	<b>69 611</b>	<b>88 301</b>
rozdíl PV		-10 099		-21 430		-18 690
Ostatní	-7 415		-6 971		-26 256	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>56 939</b>		<b>57 706</b>		<b>43 355</b>	

Zdroj: ERÚ

## 17.4 Parametry cenové regulace – operátor trhu – plynárenství

Tabulka 43 Přehled parametrů cenové regulace – OTE, a.s. (činnost zúčtování v plynárenství)

OTE, a.s. činnost zúčtování	2021		2022		2023	
	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry	Stanovené parametry	Skutečné parametry
[tis. Kč]						
Náklady	68 123	72 533	70 146	72 053	72 173	75 326
Odpisy	33 722	5 237	8 571	3 472	-10 456	5 825
Zisk	9 645	9 645	9 645	9 645	9 645	9 645
Faktor trhu	0	0	0	0	0	0
<b>Povolené výnosy</b>	<b>111 489</b>	<b>87 415</b>	<b>88 362</b>	<b>85 170</b>	<b>71 362</b>	<b>90 795</b>
rozdíl PV		24 074		3 192		-19 433
Ostatní	-10 887		-18 525		-31 249	
<b>Upravené povolené výnosy</b>	<b>100 603</b>		<b>69 838</b>		<b>40 113</b>	

Zdroj: ERÚ





**Energetický regulační úřad**

Masarykovo náměstí 91/5, 586 01 Jihlava

+420 564 578 666

podatelna@eru.gov.cz

ID datové schránky ERÚ eeuaau7

**eru.gov.cz**