

**Připomínky ČEPS, a.s.,
k „Zásadám cenové regulace
pro regulační období 2021-2025
pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti
operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro
povinně vykupující“**

V následujícím textu jsou uvedeny připomínky ČEPS, a.s., k vybraným kapitolám návrhu Zásad cenové regulace pro regulační období 2021 – 2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující (dále jen „Zásady cenové regulace“) zveřejněných Energetickým regulačním úřadem (dále také „ERÚ“ nebo „Úřad“) dne 30. srpna 2019 v rámci veřejného konzultačního procesu. Veškeré připomínky považujeme za zásadní.

Jsme přesvědčeni, že naše připomínky jsou objektivní a odůvodněné a že povedou k naplnění obecných principů regulace deklarovaných Energetickým regulačním úřadem v Zásadách cenové regulace. Jsme připraveni jak návrhy ERÚ, tak naše připomínky s ERÚ prodiskutovat a pevně doufáme, že naše připomínky a náměty Energetický regulační úřad zohlední při finalizaci Zásad cenové regulace.

Obecné připomínky

Relevantní text:

Zveřejněný návrh Zásad cenové regulace.

I. Připomínka a zdůvodnění:

Energetický regulační úřad na svých webových stránkách zveřejnil v červnu 2018 „Strategii Energetického regulačního úřadu“, jejímž cílem je spravedlivá a funkční regulace, vyvážený a stabilní energetický trh a ochrana spotřebitele. Zásady cenové regulace by měly na tuto strategii navazovat a zakotvit takové principy, které ji naplní. Jsme názoru, že navržené principy a parametry výše uvedenou strategii nenaplní. V návrhu Zásad cenové regulace chybí i zhodnocení dopadů na chování a činnosti regulovaných subjektů a celého energetického trhu.

Návrh na úpravu textu:

Požadujeme doplnit kapitolu týkající se zhodnocení dopadů navrhovaných Zásad cenové regulace na chování a činnosti regulovaných subjektů a celého energetického trhu v souladu se Strategií Energetického regulačního úřadu. V relevantních kapitolách žádáme doplnit zdůvodnění jednotlivých návrhů. Konkrétní návrhy úprav jednotlivých parametrů jsou uvedeny níže.

II. Připomínka a zdůvodnění:

Energetický zákon v § 19a odst. 9 stanoví, že „Zásady cenové regulace stanoví postupy regulace cen související služby v elektroenergetice a související služby v plynárenství pro regulační období a způsoby stanovení cen pro provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy, provozovatele distribuční soustavy a operátora trhu. Energetický regulační úřad zpracovává zásady cenové regulace vždy pro každé regulační období tak, aby vytvořil podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství“.

Podle § 19a odst. 9 energetického zákona jsou přitom Zásady cenové regulace koncepčním dokumentem, který má stanovit základní teze cenové regulace pro příslušné regulační období. Ze skutečnosti, že Zásady cenové regulace stanoví postupy regulace cen pro regulační období, a také z úpravy obsažené v § 17e odst. 8 a následující energetického zákona vyplývá, že Zásady cenové regulace nelze v průběhu regulačního období měnit ani doplňovat. To rovněž vyplývá z toho, že prostřednictvím Zásad cenové regulace má ERÚ stanovit podmínky pro transparentní a dlouhodobě stabilní investiční prostředí.

Současně je Energetický regulační úřad podle § 98a odst. 2 zákona zmocněn vyhláškou stanovit „způsob regulace cen v energetických odvětvích, postupy pro regulaci cen a termíny a rozsah údajů předávaných držiteli licencí pro rozhodnutí o cenách“. Pokud mají Zásady cenové regulace vytvářet podmínky pro dlouhodobě stabilní investiční prostředí a vedle toho je ERÚ zmocněn stanovit vyhláškou konkrétní způsob regulace cen v energetických odvětvích, je v souladu se zákonem, aby se Zásady cenové regulace v souladu se svým názvem omezily na stanovení regulačních zásad, tedy principů platných pro regulační období, a konkrétní způsob výpočetních postupů pro regulaci cen stanovil ERÚ prostřednictvím prováděcího právního předpisu. Zásady cenové regulace, pro které nyní probíhá veřejný konzultační proces, jsou velmi rozsáhlé, avšak zcela absentují vymezení strategického rámce regulace a cílů, jichž chce ERÚ prostřednictvím navržených regulačních postupů dosáhnout. Zásady cenové regulace by měly tvořit základní dokument pro ERÚ a regulované subjekty, od kterého by se mělo následně odvíjet i detailní zpracování postupů pro regulaci cen.

Stávající návrh Zásad cenové regulace, který obsahuje v hlavní části principy a v dalších částech detailní vzorce, lze také jen obtížně připomínkovat. Pokud připomínkující subjekt nemá informace, jakým způsobem budou vypořádány jeho připomínky, nemůže zcela korektně navrhnout vyjádření své připomínky ve vzorcích. Dále forma stávajícího návrhu Zásad cenové regulace zakládá riziko, že dojde k rozdílnému vyjádření principů v hlavní části oproti části se vzorci.

Návrh na úpravu textu:

Navrhujeme Zásady cenové regulace omezit na vyjádření „strategických cílů“ ERÚ, způsobů, jak stanovených cílů dosáhnout a principů regulace včetně jejich zdůvodnění. Dále navrhujeme část týkající se vzorců pro výpočet regulovaných cen rozpracovat v regulační vyhlášce.

Popis parametrů regulace

I. Připomínka ke kapitole 7.1.1. Povolené náklady

Relevantní text:

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu profit/loss sharingu. 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.

Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů jednotlivých společností se upraví eskalačním faktorem (bod 7.2.1.) na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, a faktorem efektivity (bod 7.2.2.). Základna povolených nákladů pro jednotlivé regulované roky V. regulačního období se stanoví aritmetickým průměrem upravených hodnot skutečných nákladů za poslední tři známé roky. Pro 1. rok V. regulačního období se použije aritmetický průměr ekonomicky oprávněných nákladů let 2017 - 2019 upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity.

Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady se aplikuje profit/loss sharing. Princip tohoto opatření spočívá v rozdělení kladného nebo záporného rozdílu mezi držitele licence a zákazníky. V případě překročení povolených nákladů se uplatní loss sharing v poměru 75 : 25 mezi držitele licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru 25 : 75 mezi držitele licence a zákazníky. Hodnota profit/loss sharingu se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady a povolenými náklady v předchozích letech upravených eskalačním faktorem a faktorem efektivity.

Připomínka a zdůvodnění:

Oceňujeme snahu ERÚ o zavedení nového a moderního prvku do výpočtu povolených nákladů, kterým profit/loss sharing bezesporu je. Jedním z hlavních úkolů profit/loss sharingu je motivace regulovaných subjektů k dosahování úspor a částečné pokrytí zvýšení oprávněných nákladů regulovaných subjektů již v průběhu regulačního období.

Na základě našich analýz jsme dospěli k závěru, že samotná metoda stanovení povolených nákladů včetně profit/loss sharingu je funkční, avšak sdílení úspor/ztráty mezi zákazníkem a regulovaným subjektem navržené Energetickým regulačním úřadem zcela jednoznačně nebude regulované subjekty motivovat k úsporám. Souhlasíme s názorem ERÚ, že „stanovení povolených nákladů jako klouzavý 3letý průměr snižuje pravděpodobnost krýt náklady faktorem trhu“, ale toto tvrzení platí pouze v případě vyváženého nastavení profit/loss sharingu v poměru 50 : 50. Úřadem navrhované asymetrické nastavení naopak pravděpodobnost potřeby využívání faktoru trhu zvyšuje. Důkazem výše uvedených závěrů Úřadem nastaveného sdílení úspor/ztráty jsou dopady do povolených nákladů simulované v tabulkách níže. Jedná se o jednoduché příklady bez zahrnutí eskalačního faktoru, faktoru efektivity a časové hodnoty peněz.

Příklad č. 1 – Jednorázové snížení skutečných nákladů/úspora

	Snížení nákladů/Úspora
Snížení skutečných nákladů v roce 2021 v mil. Kč	-10
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2025	-8,1
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2030	-16,0

Pokud regulovaný subjekt jednorázově uspoří v roce 2021 např. 10 mil. Kč, pak je regulovanému subjektu do roku 2030 odebráno 16 mil. Kč, z toho 8,1 mil. Kč v letech 2021 až 2025.

Příklad č. 2 – Jednorázové zvýšení skutečných nákladů/ztráta

	Zvýšení nákladů/Ztráta
Zvýšení skutečných nákladů v roce 2021 v mil. Kč	10
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2025	2,6
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2030	3,2

V případě jednorázového zvýšení skutečných nákladů (nad rámec povolených nákladů), např. o 10 mil. Kč, dojde k zohlednění v povolených nákladech v období 2021–2025 pouze ve výši 2,6 mil. Kč, v období 2021–2030 pak ve výši 3,2 mil. Kč.

Příklad č. 3 – Meziroční přesun skutečných nákladů

	Snížení/Zvýšení nákladů
Meziroční přesun skutečných nákladů v letech 2021 (-10) a 2022 (+10) v mil. Kč	0
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2025	-6,5
Dopad na výši povolených nákladů v letech 2021 - 2030	-11,1

Dojde-li ke zpoždění čerpání nákladů, tj. např. v roce 2021 úspora ve výši 10 mil. Kč, která je však čerpána v roce 2022 (tj. v roce 2022 zvýšení nákladů o 10 mil. Kč), pak tato transakce není pro regulovaný subjekt neutrální, jak by bylo žádoucí, ale dojde k odebrání 6,5 mil. Kč v období 2021–2025 a v období 2021–2030 dokonce k odebrání 11,1 mil. Kč.

Z výše uvedených příkladů vyplývá, že nastavení profit/loss sharingu dle ERÚ je paradoxně demotivující k úsporám a rozhodně nebude korektně reagovat na očekávané nové technologické změny, a s tím spojené změny v nákladech.

V Zásadách cenové regulace je uvedeno: „V prvku profit/loss sharingu vidí Energetický regulační úřad možnost motivace pro dosažení určitých regulatorních cílů, proto bylo o aplikaci profit/loss sharingu pro V. regulační období rozhodnuto v rámci povolených nákladů“ (kapitola 5., odst. 13, str. 13). Ze sdílení úspor/ztráty nastaveného Úřadem se dá usuzovat, že cílem ERÚ je demotivace k úsporám a neochota pokrytí nových oprávněných nákladů v průběhu regulačního období. Spolu s faktorem efektivity se bude jednat o restriktivní a nepřiměřené zásahy do hospodaření společností, které budou brzdit (spolu

s demotivující hodnotou WACC) rozhodování regulovaných subjektů o rozvoji a modernizaci soustav.

S ohledem na výše uvedené požadujeme pro roky 2021 a dále stanovit sdílení úspor/ztráty mezi regulovaný subjekt a zákazníka v poměru 50 : 50. Je to vyvážený a spravedlivý poměr, který zajistí motivaci k dosahování úspor a částečné pokrytí zvýšených nákladů v průběhu regulačního období. Zároveň tento poměr přispěje i k omezení využívání faktoru trhu.

Jsme přesvědčeni, že profit/loss sharing při motivačním nastavení parametrů v sobě již obsahuje motivační prvek k optimalizaci nákladů, a proto odmítáme aplikaci faktoru efektivity. Konkrétní připomínky k faktoru efektivity jsou uvedeny níže, viz připomínka ke kapitole 7.2.2.

Návrh na úpravu textu:

Hodnota povolených nákladů na V. regulační období se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu profit/loss sharingu. 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.

Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů jednotlivých společností se upraví eskalačním faktorem (bod 7.2.1) na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku, ~~a faktorem efektivity (bod 7.2.2).~~ Základna povolených nákladů pro jednotlivé regulované roky V. regulačního období se stanoví aritmetickým průměrem upravených hodnot skutečných nákladů za poslední tři známé roky. Pro 1. rok V. regulačního období se použije aritmetický průměr ekonomicky oprávněných nákladů let 2017 - 2019 upravených eskalačním faktorem ~~a faktorem efektivity.~~

*Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady, **které budou vstupovat do výpočtu povolených nákladů regulovaného období,** se aplikuje profit/loss sharing. Princip tohoto opatření spočívá v rozdělení kladného nebo záporného rozdílu mezi držitelem licence a zákazníky. V případě překročení povolených nákladů se uplatní loss sharing v poměru **750 : 250** mezi držitelem licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru **250 : 750** mezi držitelem licence a zákazníky. Hodnota profit/loss sharingu se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady a povolenými náklady v předchozích letech upravených eskalačním faktorem ~~a faktorem efektivity.~~*

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

II. Připomínka ke kapitole 7.1.1. Povolené náklady

Relevantní text:

Zároveň budou v průběhu V. regulačního období ze strany ERÚ prováděny kontroly ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné kontroly budou respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech

s konkrétními dopady v průběhu V. regulačního období, případně v následujících regulačních obdobích. Při kontrole nákladů vstupujících do povolených výnosů V. regulačního období bude ERÚ postupovat v souladu s metodikou ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti. Takový postup považuje ERÚ za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.

IIA. Připomínka a zdůvodnění:

Výše zmiňovaná Metodika ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti (dále také „Metodika ekonomicky oprávněných nákladů“ nebo „Metodika“) sice nedávno prošla samostatným veřejným konzultačním procesem, nicméně připomínky byly převážně odmítnuty, většinou se zcela nedostatečným odůvodněním, a zároveň nebyly dodrženy legislativou stanovené lhůty pro jejich vypořádání.

V řadě případů se toto odmítnutí ani nezabývalo komplexností podaných připomínek nebo byly bez bližšího vysvětlení či konzultace označeny jako nedůvodné, a tedy se jimi vypořádání vůbec nezabývalo. Pro názornost si dovoluujeme uvést konkrétní případy:

Ve zveřejněném vypořádání se jedná o připomínku skutečnosti, že navrhovaná Metodika není právně začleněna v systému obecně závazných předpisů a že existují vážné pochybnosti, zda ji lze jako obecně závazný předpis vydat. Tato připomínka byla v různém znění, ale se stejným významem podána všemi regulovanými subjekty, a lze ji ve zveřejněném vypořádání najít pod č. 1, 39 a 55. Vypořádání je provedeno prakticky stejným textem:

„NEAKCEPTOVÁNO

ERÚ vydává tuto Metodiku v souladu s ustanovením § 17 odst. 6 písm. d) ve spojení s §19a energetického zákona. Jedná se o metodický výklad ve smyslu ustanovení § 17e odst. 2 písm. e), týkají se vykazování ekonomicky oprávněných nákladů ze strany držitelů licencí podléhající regulaci cen. Vydání Metodiky dále vychází ze Zásad cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020. ERÚ konstatuje, že obsah Metodiky je v souladu se zákonem č. 526/1990 Sb., o cenách. Zásady doložitelnosti, obvyklosti a účelnosti popsané v dokumentu Metodiky nejsou v rozporu s definicí ekonomicky oprávněných nákladů a ceny obvyklé dle zákona č. 526/1990 Sb., o cenách. Dále je třeba uvést, že v samotné připomínce není namítáno, v čem konkrétně navržená Metodika uváděným požadavkům či zákonné úpravě neodpovídá, resp. v čem je nepředvídatelná či se odlišuje od postupu v obdobných případech. Z výše uvedených důvodů považuje ERÚ námitku za nedůvodnou a nelze ji ani konkrétněji vypořádat.“

Musíme konstatovat, že odmítnutí připomínky je pro nás nepochopitelné, bez zdůvodnění, dostatečných argumentů a lze ho považovat za účelové. Konstatování, že Metodika je vydávána v souladu s § 17 odst. 6 písm. d) ve spojení s § 19a energetického zákona nelze akceptovat, neboť ustanovení § 17 odst. 6 písm. d), které v podstatě zní, „Energetický regulační úřad rozhoduje o e) regulaci cen podle zvláštních právních předpisů“, tak i ustanovení § 19a, které detailněji popisuje regulaci cen, neobsahují žádné zmocnění, ani

oprávnění ERÚ určovat obsah pojmu „ekonomicky oprávněné náklady“. Tento pojem poměrně jednoznačně stanovuje zákon č. 526/1990 Sb., o cenách, a dokonce ani tento zákon nezahrnuje možnost či zmocnění ERÚ k určování obsahu ekonomicky oprávněných nákladů. Takovou možnost nedávají ani související předpisy jako např. vyhláška č. 195/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství, či vyhláška č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, ani příslušná příloha cenového rozhodnutí, která podrobně popisuje způsob výpočtu regulovaný cen. V odůvodnění odmítnutí je zcela nepravdivé konstatování „Dále je třeba uvést, že v samotné připomínce není namítáno, v čem konkrétně navržená Metodika uváděným požadavkům či zákonné úpravě neodpovídá, resp. v čem je nepředvídatelná či se odlišuje od postupu v obdobných případech.“ Minimálně v jedné z připomínek je uvedeno, že vydání Metodiky je v rozporu se základním právním principem, že stát, v tomto případě reprezentovaný ERÚ, nesmí vůči ostatním subjektům činit nic, co by mu nenařizoval či výslovně neumožňoval zákon. Další účelovou konstrukcí je tvrzení, že se jedná „o metodický výklad ve smyslu ustanovení § 17e odst. 2 písm. e)“. Je totiž zcela zřejmé, že toto ustanovení určuje, jaké dokumenty má ERÚ povinnost konzultovat a neobsahuje ani náznakem oprávnění či zmocnění nějaké dokumenty či výklady vydávat.

Za důkaz netransparentního a nepředvídatelného jednání ze strany navrhovatelů Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů považujeme i zamítnutí našeho požadavku na transparentní odůvodnění jednotlivých položek ekonomicky neoprávněných nákladů. V rámci cenové regulace samozřejmě lze určité náklady považovat za ekonomicky neoprávněné, ale je nutné tuto klasifikaci řádně odůvodnit a doložit v souladu se zákonem č. 526/1990 Sb., o cenách, což v příloze č. 1, ani jinde v návrhu Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů provedeno není a Energetický regulační úřad se zamítnutím této připomínky vyhýbá.

Naším zájmem je mít pro vynakládání a posuzování nákladů z hlediska regulace jasná a jednoznačná pravidla, musíme ale odmítnout návrh, který podle našeho názoru může závažným způsobem negativně ovlivnit plnění povinností regulovaných subjektů a který v řadě detailů neodpovídá běžné praxi v podnikání ani srovnatelným zahraničním přístupům. Několikrát jsme předložili návrh na posuzování oprávněnosti nákladů do regulovaných cen, jehož základem byla uznatelnost z hlediska snižování základu daně z příjmu tak, jak tomu bylo v minulosti. Je to naprosto logické, protože tyto náklady popisuje zákon o dani z příjmu jako náklady nezbytné pro zajištění a udržení příjmů, a měly by být tedy v těchto příjmech, resp. cenách zahrnuty. Podle našeho názoru je takový postup daleko lepší a zejména efektivnější z hlediska klasifikace, evidence, vykazování a kontroly.

IIB. Připomínka a zdůvodnění:

Připomínka se týká reálné praxe Energetického regulačního úřadu, který v posledních letech namísto nákladových kontrol dle kontrolního řádu provádí tzv. nákladové analýzy, které zaštiťuje ustanovením § 15a odst. 4 energetického zákona, ale již bez dostatečně konkrétního upřesnění důvodů a účelu vyžádání podkladů, a dále odkazuje na působnost ERÚ v oblasti cenové regulace. Je nezbytné, aby účel a odůvodnění bylo více specifické a konkrétní s ohledem na nutnost plnohodnotného posouzení oprávněnosti požadavku, resp. rozsahu zákonné povinnosti regulovaného subjektu, aby nebylo žádných pochyb o tom, že ERÚ jedná v rámci zákonem svěřených pravomocí a v rámci své působnosti. Při současné praxi analýz by také nebyla možnost odvolání, což je v právním státě nepřípustné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí.

Navrhujeme odložit řešení problematiky Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti na novelu energetického zákona, ve které byla v bodě 49 navrhována úprava § 19b odst. 3 „Energetický regulační úřad v metodice cenové regulace alespoň g) stanoví a odůvodní druhy nákladů, které nelze vzhledem k charakteru činností vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů“, resp. na nový energetický zákon. Dále navrhujeme upravit vyhlášku o regulačním výkaznictví tak, aby regulační výkazy nákladů nezahrnovaly stanovené a odůvodněné druhy nákladů, které nelze vzhledem k charakteru činností vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů.

Návrh na úpravu textu:

*Zároveň budou v průběhu V. regulačního období ze strany ERÚ prováděny kontroly ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné kontroly budou respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu V. regulačního období, případně v následujících regulačních obdobích. **Kontrola nákladů vstupujících do povolených výnosů V. regulačního období bude probíhat podle kontrolního řádu.** ~~Při kontrole nákladů vstupujících do povolených výnosů V. regulačního období bude ERÚ postupovat v souladu s metodikou ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti. Takový postup považuje ERÚ za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.~~*

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 6.1.1. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 7.1.2. Povolené odpisy

Připomínka a zdůvodnění:

V případě povolených odpisů souhlasíme se zachováním stávající metodiky regulace a nemáme k navrženému textu připomínky.

V souvislosti s povolenými odpisy a dotacemi si dovoluujeme upozornit, že uznávání odpisů z dotovaného majetku je součástí pravidel regulace nejen ve IV. regulačním období, ale tento princip byl ze strany ERÚ potvrzen i pro V. regulační období v rámci vypořádání připomínek veřejného konzultačního procesu k Návrhu tezí cenové regulace pro V. regulační období zveřejněného počátkem roku 2018. Regulované subjekty čerpají dotace ze schválených programů OP PIK v návaznosti na dosavadní principy a jakékoliv riziko možných retroaktivních kroků je pro rozhodování o čerpání dotací neakceptovatelné a vystavuje regulované společnosti nejen chybnému podnikatelskému rozhodnutí, ale i podezření z nesprávné péče řádného hospodáře. Z tohoto důvodu je čerpání dotací a jejich uplatňování v odpisech nutné vyřešit co nejdříve a v žádném případě neuplatňovat zpětně.

Připomínka ke kapitole 7.1.5.1. Zisk z nedokončených rozvojových investic

Relevantní text:

Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, které nejsou pořízeny z dotace a 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, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč.

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.

Připomínka a zdůvodnění:

Souhlasíme se zachováním institutu nedokončených rozvojových investic, který pomáhá nejen zmírňovat investiční náročnost při realizaci velkých investičních celků, ale ve svém důsledku vede i ke stabilizaci a eliminaci meziročních skokových změn regulovaných cen.

Na základě praktických zkušeností s tímto prvkem regulace navrhujeme snížit minimální roční rozpracovanost na hodnotu 300 mil. Kč, která lépe odpovídá charakteru největších investičních akcí v prostředí elektroenergetiky. Tímto bude možné identifikovat nenulový počet nedokončených rozvojových investic, které nicméně nadále budou podléhat schválení ze strany ERÚ. V neposlední řadě je vhodné zmínit, že zavedení institutu nedokončené rozvojové investice pro IV. RO bylo oceněno i ze strany ratingových agentur a financujících bank jako prvek, který podporuje dlouhodobou stabilní regulaci v České republice a aktualizace prahových hodnot bude považována za potvrzení proaktivního přístupu regulátora.

Pro vyloučení jakýchkoliv nejasností je nutné v první větě vypustit větu „*které nejsou pořízeny z dotace*“, neboť takto navržený text eliminuje i veškeré investiční akce, u kterých mohla být získána dotace či jiná forma veřejné podpory například pouze na analýzy, studie proveditelnosti či projektové přípravy, které jsou svým rozsahem vůči celkovým nákladům projektu zanedbatelné a mohou být na základě evropských dotačních titulů poměrně rozšířené. Zároveň je vhodné zmínit, že některé dotace jsou přiznány a vyplaceny až na základě realizovaných stavebních činností, a tak až zpětně dojde k nesplnění kvalifikačního předpokladu. Vypuštěním zmíněného textu nedojde k praktickým změnám v regulačních principech, majetek pořízený z dotací nadále nebude generovat jakýkoliv zisk.

Návrh na úpravu textu:

Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, ~~které nejsou pořízeny z dotace a~~ 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, přesahující v daném roce 0,53 mld. Kč.

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 0,53 mld. Kč. Příslušné snížení upravených povolených výnosů je možné provést jednorázově v jednom regulovaném roce případně rozloženě ve více regulovaných letech.

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 7.1.6 Faktor trhu

Relevantní text:

Faktor trhu je možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat jednorázové významné náklady, které nelze s péčí řádného hospodáře předpokládat a které nevstoupily do výpočtu povolených nákladů. Vznik těchto nákladů může souviset například se změnou legislativy české i EU, implementací evropských kodexů, vývoje situace na trhu, nákladů vzniklých při likvidaci živelních událostí.

U nákladů vzniklých při likvidaci živelních událostí, které nebyly kryty pojišťovnamy, si ERÚ 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. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení ERÚ budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok.

O náklady poskytnuté formou faktoru trhu bude upravována hodnota povolených nákladů tak, aby nedošlo k dvojímu zohledňování nákladů. Stanovení povolených nákladů jako klouzavý 3letý průměr snižuje pravděpodobnost krytí náklady faktorem trhu.

Připomínka a zdůvodnění:

Souhlasíme se zachováním faktoru trhu jako regulačního prvku zohledňujícího skutečnosti/náklady, které svým charakterem neodpovídají aplikaci klouzavých průměrů s profit/loss sharingem. Nicméně navrženou definici považujeme za výrazně limitující, kdy při jejím striktním výkladu mohou být do faktoru trhu zahrnuty pouze náklady charakteru například nenadálých živelních událostí. Všechny ostatní skutečnosti lze s určitou pravděpodobností buď předpokládat (např. změna legislativy v průběhu regulačního období), anebo nejsou svým charakterem jednoznačně jednorázové (implementační projekty atd.), i když je lze pro potřeby faktoru trhu jednoznačně vyčíslit. Pokud subjekt očekává výraznější

odchylku v nákladech s dopadem do účetnictví, pak na ni s péčí řádného hospodáře vytváří rezervu. Tyto rezervy však ERÚ nepovoluje zahrnout do povolených nákladů.

Zároveň požadujeme základní výčet aplikace faktoru trhu rozšířit o další skutečnosti, které svojí povahou jednoznačně odpovídají tomuto nástroji. Jedná se zejména o:

- finanční ztráty (popř. příjmy) regulovaného subjektu plynoucí z výběru a následného transferu finančních prostředků za související služby v elektroenergetice, resp. výběru a transferu POZE, OTE a SyS z důvodu nejasné, sporné nebo nekorektní legislativy,
- pokrytí nezaplacených pohledávek obchodníků při využití institutu dodavatele poslední instance,
- likvidace velkých celků majetku,
- transformace společnosti a další.

Pokud předmětem faktoru trhu mají být i škody nad rámec plnění z pojistných smluv a ERÚ chce tato pojištění analyzovat, je třeba tuto analýzu provést předem a nevystavovat společnosti nejistotám v průběhu regulačního období. Pro některé typy majetku je sjednání pojištění neefektivní.

S ohledem na praktické použití tohoto instrumentu a zejména zamezení budoucích meziročních skokových změn v rámci povolených výnosů navrhujeme použití faktoru trhu nejen ex-post (s využitím časové hodnoty peněz), ale také v rámci plánovaných hodnot, tj. ex-ante s následnou korekcí na skutečné hodnoty. Takováto praktická aplikace faktoru trhu na základě plánovaných hodnot může vycházet např. z návrhu faktoru trhu pro operátora trhu popsaného v kapitole 16.2.2.2. Zásad cenové regulace.

V neposlední řadě je nutné jednoznačně vydefinovat použití faktoru trhu na přechodu regulačních období a odlišných principů výpočtu povolených nákladů. S ohledem na skutečnost, kdy použití faktoru trhu v průběhu IV. RO pouze „dorovnávalo“ oprávněné náklady, nemělo by být stanovení povolených nákladů pro V. RO vycházející z oprávněných nákladů předchozích let nikterak zkresleno aplikací faktoru trhu během IV. RO. Náklady vzniklé v průběhu V. RO pokryté formou faktoru trhu již samozřejmě budou plně zohledněny při výpočtu.

Návrh na úpravu textu:

*Faktor trhu je možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat **jednorázové** významné náklady, které ~~nelze s péčí řádného hospodáře předpokládat a které svým charakterem neodpovídají aplikaci nevstoupily do~~ výpočtu povolených nákladů **prostřednictvím klouzavých průměru s profit/loss sharingem**. Vznik těchto nákladů může souviset například se změnou legislativy české i EU, implementací evropských kodexů, vývojem situace na trhu, **finanční ztrátou (popř. příjmem) regulovaného subjektu plynoucí z výběru a následného transferu finančních prostředků za související služby v elektroenergetice z důvodu nejasné, sporné nebo nekorektní legislativy, pokrytím nezaplacených pohledávek obchodníků při využití institutu dodavatele poslední instance, náklady vzniklémi při likvidaci živelních událostí, likvidací velkých celků majetku, transformací společností atd.***

*Faktor trhu bude krýt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex-post (**včetně využití časové hodnoty peněz**), tedy až po jejich skutečném vynaložení,*

popř. v odůvodněných případech také ex-ante s korekcí na skutečné hodnoty. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení ERÚ budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok.

O náklady vzniklé od 1. roku V. regulačního období poskytnuté formou faktoru trhu bude upravována hodnota povolených nákladů tak, aby nedošlo k dvojímu zohledňování nákladů. Stanovení povolených nákladů jako klouzavý 3letý průměr snižuje pravděpodobnost krýt náklady faktorem trhu.

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 7.2.2. Faktor efektivity

Relevantní text:

Účelem faktoru efektivity je simulovat v regulovaném odvětví vliv tržních sil, protože reflektuje růst produktivity v celém odvětví. Pobídková regulace má přitom za cíl motivovat regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů.

Pro V. regulační období ERÚ pokračuje v dříve nastavené metodice a faktor efektivity stanovuje ve výši 5 % na dobu 5 let, což představuje meziroční hodnotu faktoru efektivity ve výši 1,021 %. Faktor efektivity v V. regulačním období je aplikován i na výpočet základny povolených nákladů. Výpočetní vztah roční hodnoty faktoru efektivity (X) je následující:

$$X = 1 - {}^5\sqrt{0,95} = 1,021 \%$$

Připomínka a zdůvodnění:

Navrhovaný způsob aplikace i navrhovanou výši faktoru efektivity považujeme za naprosto neodůvodněné. Faktor efektivity vyjadřuje požadovanou úsporu z nákladů, kterou by měl daný regulovaný subjekt dosáhnout při výkonu svých činností v budoucnu. Jsme přesvědčeni, že profit-sharing při motivačním nastavení parametrů v sobě již obsahuje motivační prvek k optimalizaci nákladů a aplikace faktoru efektivity je nadbytečným restriktivním zásahem.

Dalším faktem je, že regulované subjekty jsou schopné ovlivnit pouze část nákladů. Mzdy jsou prakticky neovlivnitelné, což je dáno vývojem trhu práce, potřebou kvalifikovaných zaměstnanců a kolektivními smlouvami. Velká část zakázek je soutěžena v režimu zákona o zadávání veřejných zakázek (např. opravy a údržba), a výsledné ceny, resp. náklady není možné ovlivnit, obzvláště pokud je vysoutěžená cena platná pro více let. Aplikací faktoru efektivity i na neovlivnitelné náklady dojde k tomu, že regulované společnosti nebudou mít tyto náklady v plné výši pokryty. V souvislosti s tím je nutné také dodat, že v celé řadě evropských regulačních rámců je faktor efektivity aplikován pouze na ovlivnitelné náklady.

Faktor efektivity je aplikován v regulačním rámci prakticky od zrodu regulace (téměř 20 let) a jeho setrvání v regulaci nemůže být dlouhodobě udržitelné. Mnoho společností provedlo v minulosti výrazné organizační a procesní změny, čímž došlo k významnému snížení nákladů

v čase a přeplnění cílů definovaných Úřadem pro oblast efektivit. Potenciál dalších úspor se tak výrazně snížil a aplikace faktoru efektivit společnosti zásadně poškozuje.

Návrh ERÚ navíc počítá s aplikací faktoru efektivit v mnohem přísnější podobě oproti IV. regulačnímu období, což není obhajitelné s ohledem na dobu existence faktoru efektivit v regulačním rámci ČR a provedené úspory. Úřadem požadované snížení nákladů ve výši 5 % za období 2021 až 2025 je díky aplikaci faktoru efektivit při eskalaci nákladů na rok předcházející regulovanému roku ve skutečnosti vyšší, a to 6,29 %. Zahraniční regulátoři přitom jdou naopak cestou postupného snižování faktoru efektivit v čase, pokud společnosti plní cíle regulátora.

Další skutečností, kterou je nutné reflektovat, je fakt, že index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již efektivita v cenách zohledněna. V případě aplikace faktoru efektivit by se jednalo o vícenásobné uplatnění.

Hodnota faktoru efektivit navíc není podložena ani zdůvodněna, je navrhována v roční výši 1,021 %, aniž by byla uvedena jakákoli její kalkulace.

Z výše uvedených důvodů požadujeme faktor efektivit při stanovování povolených nákladů neuplatňovat a regulované subjekty motivovat korektně nastaveným mechanismem profit/loss sharingu.

Návrh na úpravu textu:

Účelem faktoru efektivit je simulovat v regulovaném odvětví vliv tržních sil, protože reflektuje růst produktivity v celém odvětví. Pobídková regulace má přitom za cíl motivovat regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů.

*Pro V. regulační období ERÚ ~~pokračuje v dříve nastavené metodice a faktor efektivit stanovuje ve výši 5 % na dobu 5 let, což představuje meziroční hodnotu faktoru efektivit ve výši 1,021 %. Faktor efektivit v V. regulačním období je aplikován i na výpočet základny povolených nákladů. Výpočetní vztah roční hodnoty faktoru efektivit (X) je následující:~~
 ~~$X = 1 - \sqrt[5]{0,95} = 1,021 \%$~~ působení faktoru efektivit nahradil moderním mechanismem profit/loss sharingu, který motivuje regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů při zachování požadované kvality a rozsahu služeb.*

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 7.2.4. Míra výnosnosti

Připomínka a zdůvodnění:

S ohledem na cíle ERÚ definované v Zásadách cenové regulace (kapitola 3.1., druhý odstavec, str. 7 a 8), kterými jsou mimo jiné podpořit budoucí investice a zajistit zdroje pro obnovu sítí a jejich trvale udržitelné fungování, navrhujeme aplikovat k WACC investiční bonus.

V regulovaném prostředí představuje investiční atraktivnost regulovaná míra výnosnosti, která byla donedávna chápána pouze jako ukazatel určující přiměřený zisk, tzn., kolik si mohou provozovatelé soustav a investoři vydělat. V poslední době je však tato regulační komponenta také stále více vnímána a regulátory využívána jako nástroj motivující regulované subjekty k dosažení předem vytyčených cílů. Informace zjištěné z veřejně dostupných zdrojů (např. CEER Report on Investment Conditions in European Countries z 11. prosince 2017) jsou důkazem toho, že v evropských zemích je bonus k WACC nebo využití dvojího WACC často používaným nástrojem. Příkladem může být Itálie, Polsko, Francie, Portugalsko, Slovinsko, Velká Británie, Maďarsko, Německo, Řecko a další.

V odvětví elektroenergetiky ČR byly, jsou a budou nutné významné investice, proto musí být investiční prostředí v tomto sektoru pro investory atraktivní. Provozovatelé soustav musí reagovat na nové trendy v oblasti energetiky a telekomunikací. Významným aspektem tohoto vývoje jsou i změny v chování zákazníků jak z řad firem, tak z řad domácností, a jejich požadavky na dodržování kvality a spolehlivosti a poskytování nových služeb. Přichází elektromobilita, decentralizace, akumulace, řízení spotřeby a výroby, důraz na energetickou účinnost, tlak na fyzické zabezpečení našich objektů z pohledu kritické informační infrastruktury, a to vše doplněné rozvojem digitalizace a požadavky na kyberbezpečnost.

Při pohledu do budoucnosti je tedy na místě motivace a odměňování regulovaných subjektů za investice a úpravy sítě, které přispějí k naplnění výše uvedených trendů. Stejně tak je na místě motivace regulovaných subjektů k inovativním investicím a realizaci pilotních projektů, jejichž výsledkem je získání cenných zkušeností, které mohou vést k úsporám budoucích nákladů na celonárodní úrovni a ke změnám některých cílů.

Návrh na úpravu textu:

Navrhujeme doplnit kapitolu 7.2.4. o novou kapitolu umožňující zvýšení míry výnosnosti pro zajištění motivace k investicím. Uvítali bychom diskuzi nad níže uvedeným návrhem.

Zvýšení míry výnosnosti pro zajištění motivace k investicím

Míra výnosnosti (WACC) bude navýšena o bonus v maximální výši x procentních bodů, který bude regulovaným subjektům přiznán od prvního regulovaného roku V. regulačního období v případě splnění stanovených podmínek.

Pokud bude poměr plánovaných aktivovaných investic a plánovaných účetních odpisů vyšší nebo roven hodnotě 1,x, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši x procentních bodů. Pokud bude tento poměr nižší nebo roven hodnotě 1, nebude bonus přiznán. Pokud bude poměr v rozmezí mezi hodnotami 1 až 1,x, 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 včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A

Připomínka a zdůvodnění:

Jsme přesvědčeni, že metodika stanovení WACC dle varianty A nenaplňuje Úřadem deklarované základní principy regulace a poškozují regulované subjekty. Metodika stanovení WACC dle varianty A je postavena na hodnotách za 12 měsíců (květen – duben). Takový přístup je naprosto v rozporu se zajištěním stability a dlouhodobé udržitelnosti regulačních principů a předvídatelnosti regulace pro jednotlivé subjekty na trhu s elektřinou a plynem, jak je uvedeno v Zásadách cenové regulace (kapitola 6.1.1., první a druhá odrážka, str. 21).

Hodnoty za takto krátké období se mohou používat pro ocenění podniků, nikoliv pro stanovení přiměřené regulované míry výnosnosti pro investičně náročné odvětví na následujících minimálně 5 let, během kterých může dojít k různým výkyvům na kapitálových a peněžních trzích. Navíc takto navržená metodika vůbec nerespektuje to, že regulované subjekty mají ve stávajícím RAB i majetek, který financovali investoři v minulosti na základě tehdejších podmínek a očekávání. Stejně tak není naplněna předvídatelnost, protože při přípravě Zásad cenové regulace na VI. RO se může stát, že hodnoty za 12 měsíců (květen – duben) budou dotčeny krátkodobým výkyvem finančních trhů a ERÚ opětovně přistoupí ke změně metodiky stanovení WACC.

Použitím metodiky dle varianty A, tak jak je navržena, také dochází k významnému poklesu regulované míry výnosnosti, a to z nominální hodnoty před zdaněním 7,951 % (použita pro IV. RO) na hodnotu 5,965 % (návrh ERÚ dle varianty A pro V. RO), což představuje pokles mezi regulačními periodami o téměř 25 %. Další skutečností je, že hodnota 5,965 % se nachází rapidně pod dlouhodobým průměrem regulovaných měr výnosnosti použitých ve II., III. a IV. regulačním období. Hodnota této průměrné regulované míry je 7,487 %. Z toho jednoznačně vyplývá, že aplikací varianty A dojde ke znehodnocení investic realizovaných v minulosti. Zároveň je aplikací této hodnoty prakticky nemožné, aby ERÚ připravil motivační investiční prostředí, jak deklaruje v návrhu Zásad cenové regulace (kapitola 6.1.1., poslední odrážka, str. 21) a dojde tak k ohrožení plnění národních cílů v oblasti elektroenergetiky.

Navíc k výše uvedenému, tato metodika vykazuje zásadní nedostatky, nekonzistentnosti a nelogičnosti, které jsou uvedeny v dílčích připomínkách níže.

Na závěr je potřeba dodat, že v rámci jednání mezi ERÚ a regulovanými subjekty k nastavení pravidel V. RO byl ze strany ERÚ představen pouze výpočet WACC vycházející z metodiky IV. RO (varianta B) a tento přístup byl potvrzen i ze strany konzultanta ERÚ. Důkazem toho je prezentace ERÚ z jednání Rady ERÚ a ČSRES, které se konalo dne 17. července 2019 a dále zápis z pracovního jednání mezi ERÚ a regulovanými subjekty z 25. července 2019. Uvítali bychom zdůvodnění týkající se zařazení varianty A, která nebyla nikdy představena a odborně diskutována.

Návrh na úpravu textu:

S ohledem na výše uvedené a s ohledem na dílčí připomínky k variantě A uvedené níže v textu požadujeme vypuštění varianty A z textu Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B

Připomínka a zdůvodnění:

Jsme názoru, že metodika použitá pro stanovení WACC pro IV. regulační období je ve svém základu správná a použitelná i pro V. RO, avšak je potřeba upravit nastavení některých dílčích parametrů.

Základní charakteristikou metodiky IV. regulačního období, resp. varianty B je, že pracuje s hodnotami vstupních parametrů za posledních 10 let a umožňuje tak pokrýt různé vývojové cykly kapitálových a peněžních trhů. De facto tak metodika ve svém důsledku eliminuje extrémní dopady finančních trhů, které mohou během následujícího regulačního období v trvání min. 5 let nastat, a přispívá tak i k naplnění jednoho ze základních principů ERÚ uvedeného v Zásadách cenové regulace, kterým je dlouhodobě stabilní prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství (kapitola 3., první odstavec, str. 7). Časový snímek hodnot za min. 10 let také mnohem více odpovídá charakteru regulovaného odvětví:

- investičně velmi náročné odvětví (investice v řádech mld. Kč/rok);
- odvětví pracující s majetkem s dlouhodobou životností a velmi dlouhou dobou návratnosti (v průměru více jak 30 let);
- pro odvětví je také charakteristická velmi nízká likvidita aktiv.

Je potřeba uvést, že i použitím metodiky dle varianty B dochází k významnému poklesu regulované míry výnosnosti, a to z nominální hodnoty před zdaněním 7,951 % (použita pro IV. RO) na hodnotu 6,540 % (návrh ERÚ dle varianty B pro V. RO), což představuje pokles mezi regulačními obdobími o téměř 18 %. Další skutečností je, že hodnota 6,540 % se také nachází pod dlouhodobým průměrem regulovaných měř použitých ve II., III. a IV. regulačním období.

Návrh na úpravu textu:

S ohledem na výše uvedené požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace a preferujeme využít pro stanovení WACC na V. regulační období variantu B. K variantě B máme dílčí připomínku, která je uvedena níže v textu.

Připomínka ke kapitole 17.1.2. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta A

Připomínka a zdůvodnění:

Základní připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu Zásad cenové regulace jsou uvedeny výše u bodu 7.2.4.1.

Dílčí připomínky, zdůvodnění a návrhy na úpravu textu jsou uvedeny níže u jednotlivých komponent WACC.

Připomínka ke kapitole 17.1.2.3. Ne zadlužená beta srovnatelných společností ($\beta_{unlevered}$)

Relevantní text:

Na základě srovnatelných společností byl stanoven ukazatel nezadlužená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezadluženého“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají.

Koeficient beta vyjadřuje rizikovost investic do určitého segmentu trhu (např. distribuce, přepravy a přenosu) v poměru k rizikovosti investic do trhu jako celku.

Hodnota nezadlužené bety byla stanovena jako aritmetický průměr hodnot unlevered beta pro odvětví „Utility (General)“ v podskupině „Europe“ za roky 2017 - 2019 uvedených ve veřejně dostupné databázi „Damodaran Online“ tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru a dalších síťových provozovatelů v Evropě. ERÚ pro V. regulační období stanovil koeficient beta pro všechny regulované činnosti ve výši 0,510.

Připomínka a zdůvodnění:

Jsme přesvědčeni, že použité hodnoty pro stanovení nezadluženého koeficientu beta nejsou správné. Tyto hodnoty byly převzaty z příslušných tabulek z databáze prof. Damodarana za vybrané roky, konkrétně byly použity hodnoty ze sloupce F „Unlevered beta“. Korektní je však použít hodnoty ze sloupce H „Unlevered beta corrected for cash“. Důvodem je, že hodnoty koeficientu beta ve sloupci F jsou podhodnocené, protože při přepočtu z koeficientu beta zadluženého na koeficient beta nezadlužený byly použity hodnoty celkového dluhu, tzn. dlouhodobého i krátkodobého. Použití celkového dluhu bez jakékoliv korekce není však správné a v praxi se celkový dluh standardně očisťuje o cash/hotovost. Důvodem je, že cash mohou společnosti použít pro snížení celkového dluhu a samotná rizikovost společnosti vyplývající z jejího zadlužení (finanční riziko) je nižší. Tím musí zákonitě dojít ke zvýšení tzv. systémového rizika (provozní riziko), které představuje právě nezadlužený koeficient beta uvedený ve sloupci H. Tuto úpravu komentuje a vysvětluje sám prof. Damodaran na svých webových stránkách.

V případě varianty A by tedy měly být použity tyto nezadlužené koeficienty beta, které byly získány ze souboru „betaEurope“ z 5. ledna 2019 (konkrétně oblast „Western Europe“, sektor „Utility (General)“:

Zveřejněné koeficienty beta nezadlužené:

2017	2018	2019	Průměr
0,54	0,64	0,46	0,55

Z tabulky je zřejmé, že z důvodu kolísavosti hodnot v čase nelze použít hodnoty za jeden rok. Použití hodnot za jeden rok je principiálně nesprávné, protože může dojít k významnému zkreslení regulované míry výnosnosti, která je stanovována na následujících min. 5 let.

Návrh na úpravu textu:

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 17.1.2.5 Poměr cizího a vlastního kapitálu (D/E)

Relevantní text:

ERÚ stanovil poměr cizího a vlastního kapitálu pro V. regulační období pro činnosti přenos elektřiny, distribuce elektřiny, přeprava plynu a distribuce plynu na 40 % ve prospěch cizího kapitálu.

Připomínka a zdůvodnění:

V příslušných kapitolách týkajících se popisu způsobu stanovení WACC dle varianty A není nikde zdůvodněno nastavení vlastního a cizího kapitálu v poměru 60 : 40. Není zřejmé, na základě jakých zdrojů a úvah ERÚ takový poměr vlastního a cizího kapitálu stanovil a jaký je jeho záměr.

Návrh na úpravu textu:

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

17.1.2.6. Tržní riziková přírážka (Market risk premium) – MRP

Relevantní text:

ERÚ se shodně jako v III. regulačním období rozhodl při stanovení tržní rizikové přírážky řídit historickými daty podle databáze „Damodaran Online“, která při výpočtu tohoto parametru zohledňuje jak historické řady, tak i očekávaná rizika investorů do budoucna a stanovil MRP kombinací zmíněných dvou pohledů na hodnotu 5 %. Úřad s ohledem na stanovisko prof. Damodarana a velmi nejistou predikovatelnost vývoje tohoto ukazatele se pro V. regulační období rozhodl respektovat základní hodnotu MRP ve výši 5 % jako fixní. Hodnota MRP pro V. regulační období je pak stanovena jako součet základní hodnoty parametru MRP (5 %) a rizikové přírážky České republiky dle zveřejněných údajů hodnoty bazických bodů základního spreadu databáze „Damodaran Online“ a ve vazbě na aktuální rating České republiky (0,79 %).

Připomínka a zdůvodnění:

V pasáži k tržní rizikové přírážce je uvedeno, že se ERÚ rozhodl při stanovení tržní rizikové přírážky řídit historickými daty podle databáze „Damodaran Online“. Na základě toho ERÚ stanovil MRP ve výši 5 %.

Dohledali jsme v databázi prof. Damodarana aktuální hodnotu market risk premium pro vyspělý kapitálový trh (dle prof. Damodarana se jedná o trh US), která je 5,96 %. Tato hodnota byla zveřejněna v databázi prof. Damodarana v lednu 2019 a de facto představuje hodnotu market risk premium pro US za rok 2018. Není nám tedy zřejmé, na základě jakých dat a zdrojů ERÚ stanovil hodnotu market risk premium ve výši 5 %.

V souvislosti s tím upozorňujeme, že market risk premium není možné stanovit na hodnotě 5 %, která byla použita pro III. regulační období. Došlo by tím k ignorování vzájemné věcné provázanosti parametrů bezriziková míra výnosnosti a market risk premium. Parametr market

risk premium je potřeba aktualizovat zejména s ohledem na výrazný pokles výnosnosti státních dluhopisů za posledních 10 let. Vzájemnou závislost těchto dvou komponent je možné doložit celou řadou teoretických i praktických podkladů a ve výsledku i přístupy zahraničních regulátorů. V první řadě je třeba vycházet z tzv. konstrukční závislosti bezrizikové míry výnosnosti a market risk premium (ilustrováno níže):

$$\text{Náklady na vlastní kapitál} = \overbrace{\text{výnos z dluhopisů}}^{\text{risk-free rate}} + \beta \times \overbrace{(\text{výnos z akcií} - \text{výnos z dluhopisů})}^{\text{market risk premium}}$$

Výše popsaná závislost mezi bezrizikovou mírou výnosnosti a market risk premium je zřejmá i z reportů světoznámých bank a poradenských společností. Koneckonců mnohem vyšší hodnoty market risk premium než 5 % jsou doložitelné z celé řady zdrojů (zpráva Deutsche Bundesbank, studie KPMG, studie E&Y, report ValueTrust, Duff & Phelps, atd.) i přímo z tržních dat (výpočet přes evropské burzovní indexy).

Další skutečností je, že pokud porovnáme hodnotu nákladů na vlastní kapitál (rf + MRP, bez aplikace koeficientu beta) stanovenou pro ČR na základě návrhu ERÚ a stanovenou pro US na základě dat z databáze prof. Damodarana, dospějeme k další nelogičnosti návrhu ERÚ. Hodnota pro ČR vychází dle metodiky ERÚ 7,78 %, hodnota pro US vychází dle dat z databáze prof. Damodarana ve výši 8,64 %, což je téměř o 1 % více. Návrh ERÚ se dá interpretovat tak, že český kapitálový trh je vyspělejší a více likvidní než americký. Tento závěr je naprosto špatný a není možné ho akceptovat.

Dále není z návrhu ERÚ vůbec zřejmé, jak ERÚ pracuje ve variantě A se zohledněním rozdílné volatility výnosů akciového a dluhopisového trhu. Prof. Damodaran odvozuje hodnoty country risk premium na základě ratingu společností, následně tyto základní rizikové přírážky země násobí příslušným koeficientem zohledňujícím rozdílnou volatilitu, pro hodnoty publikované v roce 2019 navrhl prof. Damodaran koeficient 1,23. Tzn., že v případě ČR je celková country risk premium ve výši 0,97 % (ERÚ použitá country risk premium ve výši 0,79 % vynásobená koeficientem 1,23).

Návrh na úpravu textu:

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 17.1.2.7. Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) – kd

Relevantní text:

Za účelem stanovení nákladů cizího kapitálu byl zvolen dvanáctiměsíční průměr aktuálních úrokových sazeb nově poskytnutých úvěrů nefinančním podnikům (S.11) nad objem 30 mil. CZK s fixací sazby nad 1 rok včetně za období květen 2018 až duben 2019 z veřejně dostupné databáze ARAD ČNB. V níže uvedené tabulce je vyčíslen průměr za období 31. květen 2018 – 30. duben 2019.

Připomínka a zdůvodnění:

Ve veřejně dostupné databázi ARAD ČNB se nám nepodařilo nalézt výše uvedenou časovou řadu. Nejblíže tomu je časová řada Nefinanční podniky (S.11) – úvěry s obj. nad 30 mil. CZK – celkem, u které vychází průměrná úroková sazba za květen 2018 až duben 2019 ve výši 2,82 %. Tady je však potřeba důrazně upozornit, že podstatnou část této kategorie tvoří úvěry s plovoucí sazbou a fixní sazbou do 1 roku včetně. Za období květen 2018 až duben 2019 představuje podíl těchto úvěrů téměř 87 %. Úvěry s delší dobou fixace úrokové sazby představují pouhých 13 %, v absolutní hodnotě je to objem sjednaných úvěrů v průměrné výši 4,3 mld. Kč/měsíc. Na základě těchto zjištění není možné z této časové řady vycházet.

Důvody:

- Celkové úrokové sazby v této časové řadě jsou významně zkresleny úvěry s plovoucími úrokovými sazbami a s fixními sazbami do 1 roku (představují 83 %). Plovoucí úrokové sazby a sazby s fixací do 1 roku jsou výrazně nižší oproti fixním sazbám nad 1 rok. Úvěry s plovoucími úrokovými sazbami a se sazbami s fixací do 1 roku budou spíše provozního charakteru, nikoliv investičního. Regulované subjekty sjednávají úvěry s dlouhou dobou splatnosti i delší dobou fixace úrokové sazby než 1 rok.
- Objem úvěrů s fixními sazbami nad 1 rok je velmi malý, de facto nelikvidní.

Návrh na úpravu textu:

Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 17.1.3. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta B

Připomínka a zdůvodnění:

Základní připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu Zásad cenové regulace jsou uvedeny výše u bodu 7.2.4.2.

Dílní připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu jsou uvedeny níže u jednotlivých komponent WACC.

Připomínka ke kapitole 17.1.3.6 Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) – kd

Relevantní text:

Za účelem stanovení nákladů dluhového financování byla použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:

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

<i>kd</i>	<i>Cost of debt (náklady dluhového financování),</i>
<i>Rf</i>	<i>bezriziková úroková míra,</i>
<i>CRM</i>	<i>riziková prémie sektoru.</i>

Připomínka a zdůvodnění:

Za možné problematické místo varianty B považujeme způsob stanovení nákladů na cizí kapitál. Ve variantě B je navrženo převzít a lehce modifikovat metodiku IV. regulačního období, ve které je základem použití risk-free rate (rf) ČR a tzv. dluhové prémie (Dp). Možný problém vidíme u parametru Dp, který se odvozuje na základě časových řad tří nástrojů, konkrétně EUR Europe Industrial BBB 10Y, FTSE Euro Corporate Bonds BBB a 10Y Euro Sovereign. Stávající konstrukci pro odvození parametru Dp považujeme za složitou a náročnou na množství použitých dat (celkem jsou potřebné 3 zdroje – ČNB ARAD, Bloomberg a databáze ECB).

Jako jednoduché řešení se nabízí využití databáze časových řad ARAD, konkrétně „*Databáze časových řad ARAD >> Statistická data >> Měnová a finanční statistika >> Měnová statistika >> B. Úrokové sazby MFI včetně objemů >> Stavby obchodů >> Úrokové sazby (harmonizované)*“, kategorie „*Nefinanční podniky (S.11) - splatnost nad 5 let*“. Je vhodné vycházet z časových řad „*Stavby obchodů*“, kde jsou zahrnuty jak úvěry realizované v daleké, tak v blízké minulosti a objem úvěrů v této kategorii je v řádech stovek mld. Kč, tzn., že se jedná o kategorii s odpovídající likviditou. Tento způsob stanovení nákladů na cizí kapitál a výsledná hodnota (medián z hodnot za březen 2009 až únor 2019) odpovídají reálným schopnostem regulovaných subjektů v oblasti financování.

Návrh na úpravu textu:

Za účelem stanovení nákladů dluhového financování byla ~~použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:~~

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

~~*k_d* *Cost of debt (náklady dluhového financování),*~~

~~*R_f* *bezriziková úroková míra,*~~

~~*CRM* *riziková prémie sektoru.*~~

využita „Databáze časových řad ARAD >> Statistická data >> Měnová a finanční statistika >> Měnová statistika >> B. Úrokové sazby MFI včetně objemů >> Stavby obchodů >> Úrokové sazby (harmonizované)“, kategorie „Nefinanční podniky (S.11) - splatnost nad 5 let“. Pro stanovení nákladů na cizí kapitál bylo zvoleno období 10 let, kdy z měsíčních sazeb za období březen 2009 až únor 2019 byl stanoven medián.

Připomínka ke kapitole 17.1.3.9. Parametry pro stanovení hodnoty WACC na V. regulační období

Relevantní text:

Parametry vzorce		
	Elektroenergetika distribuce a přenos	Plynárenství distribuce a přeprava
Bezriziková míra výnosu (R_f)	2,04%	2,04%
Koeficient beta nevážený ($\beta_{unlevered}$)	0,51	0,49
Koeficient beta vážený ($\beta_{levered}$)	0,90	0,87
Tržní riziková přírážka (MRP)	6,54%	6,54%
Objem cizího kapitálu (D)	48,92%	48,89%
Objem vlastního kapitálu (E)	51,08%	51,11%
Credit risk margin (CRM)	1,09%	1,09%
Daňová sazba (T)	19,00%	19,00%
Náklady cizího kapitálu po zdanění (R_D)	2,54%	2,54%
Náklady vlastního kapitálu (R_E)	7,94%	7,76%
WACC - nominální hodnota (po zdanění)	5,30%	5,21%
WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	6,54%	6,43%

tabulka č. 22 Parametry pro stanovení hodnoty WACC - varianta B

Připomínka a zdůvodnění:

Jedná se o úpravy navazující na výše uvedenou připomínku.

Návrh na úpravu textu:

Parametry vzorce		
	Elektroenergetika distribuce a přenos	Plynárenství distribuce a přeprava
Bezriziková míra výnosu (R_f)	2,04 %	2,04 %
Koeficient beta nevážený ($\beta_{unlevered}$)	0,51	0,49
Koeficient beta vážený ($\beta_{levered}$)	0,90	0,87
Tržní riziková přírážka (MRP)	6,54 %	6,54 %
Objem cizího kapitálu (D)	48,92 %	48,89 %
Objem vlastního kapitálu (E)	51,08 %	51,11 %
Credit risk margin (CRM)	1,09 %	1,09 %
Daňová sazba (T)	19,00 %	19,00 %
Náklady cizího kapitálu po zdanění (R_D)	2,54 % 2,73 %	2,54 % 2,73 %
Náklady vlastního kapitálu (R_E)	7,94 %	7,76 %
WACC - nominální hodnota (po zdanění)	5,30 % 5,39 %	5,21 % 5,30 %
WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	6,54 % 6,66 %	6,43 % 6,55 %

tabulka č. 22 Parametry pro stanovení hodnoty WACC—~~varianta B~~

Doplnění nové kapitoly 7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb

Připomínka a zdůvodnění:

Provozovatelé při výkonu licencované činnosti vykonávají aktivity dané zákonem, které jsou nezbytné pro bezpečný a spolehlivý provoz přenosové a distribuční soustavy. Nad rámec těchto činností jsou poptávány/vyžadovány od regulovaných subjektů i další služby, pomocí nichž mohou provozovatelé soustav optimalizovat svoje činnosti (využití synergií), zlepšovat využití zdrojů (lidských zdrojů a majetku). Typicky se může jednat o úkony vykonávané zaměstnanci regulovaného subjektu nad rámec zákonných povinností (např. provozování, údržba a opravy energetických zařízení cizích vlastníků, odstranění poruch na odběrném zařízení zákazníka, ověření elektroměrů, diagnostika zařízení, zkoušky (OOPP), revize a další), služby ve prospěch zákazníka nebo obchodníka zlepšující podmínky zákazníků (např. faktura na požádání, prodej/dodávka materiálu a zboží (např. jistič) atd.), doplňkový pronájem (např. plošiny, náhradního zdroje, mobilního transformátoru) a v neposlední řadě i nové činnosti provozovatele přenosové nebo distribuční soustavy vyplývající ze Zimního balíčku (např. podpora aktivního zákazníka, energetických komunit, práce s daty a jiné).

Vzhledem k tomu, že veškeré výnosy z neregulovaných služeb jsou nyní odečítány z povolených nákladů, postrádá aktuální regulační rámec motivaci takovéto služby nabízet a poskytovat, regulované subjekty tak automaticky přijdou o veškeré výnosy včetně zisku. Naopak při správně nastaveném motivačním rámci v regulaci (sdílení výnosů mezi regulované subjekty a zákazníky) může dojít k rozvoji těchto služeb, neboť regulované subjekty získají za realizaci neregulovaných služeb dodatečný benefit, ale současně dojde i ke snížení ceny za přenos a distribuci elektřiny pro odběratele.

Návrh na úpravu textu:

Navrhujeme doplnit novou kapitolu 7.2.5. popisující přístup k doplňkovým službám. Uvítali bychom diskuzi nad níže uvedeným návrhem.

7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb

V případě vzniku výnosů z doplňkových služeb poskytovaných regulovaným subjektem nad rámec výkonu licencované činnosti, budou tyto výnosy rozděleny v poměru 50 : 50 mezi držitele licence a zákazníky. Polovina těchto výnosů bude vstupovat do upravených povolených výnosů regulovaného subjektu prostřednictvím korekčního faktoru bez zohlednění časové hodnoty peněz.

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Technická část – specifika provozovatele přenosové soustavy

Připomínka ke kapitole 8.1.1 Cena za rezervovanou kapacitu přenosové sítě

Relevantní text:

Korekci budou podléhat i ostatní příjmy jako jsou příjmy z připojení, z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu a saldo výnosů a nákladů (kompenzace a příspěvku) na infrastrukturu ze zúčtování ITC mechanismu.

Připomínka a zdůvodnění:

Souhlasíme s rozdělením zúčtovacího mechanismu ITC v regulačním rámci na 2 části, tj. na složku kompenzující infrastrukturu a složku kompenzující ztráty. V případě infrastrukturní složky se domníváme, že její vazba na typologii soustavy, přeshraniční toky a obchody přímo souvisí s investicemi do soustavy a posílením přeshraničních přenosových kapacit. Proto by podle našeho názoru mělo být infrastrukturní saldo ITC nadále spojeno s výnosy z aukcí, tj. při záporné hodnotě kompenzováno výnosy z aukcí, při kladné hodnotě by mělo vstupovat do Fondu rozvoje soustavy a tak se přímo podílet na financování investičních akcí, mezi které patří i řada projektů společného zájmu (PCI), viz. také navržené úpravy v kap. 8.1.1.1. a 8.1.1.2.

Návrh na úpravu textu:

Korekci budou podléhat i ostatní příjmy jako jsou příjmy z připojení, z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu a ~~saldo výnosů a nákladů (kompenzace a příspěvku) na infrastrukturu ze zúčtování ITC mechanismu.~~

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 8.1.1.1. Saldo nákladů a výnosů souvisejících s přetížením

Relevantní text:

Do doby, než uvedenou metodiku schválí ACER, bude saldo výnosů a nákladů z přetížení použito prioritně k úhradě nákladů spojených se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření. V druhém kroku bude saldo výnosů a nákladů z přetížení použito k pokrytí nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení. Zbývající výnosy budou převedeny do fondu rozvoje soustavy, ze kterého budou pokryty náklady vzniklé v následujících letech v souvislosti se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření případně budoucí náklady související s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení.

Saldo výnosů a nákladů z přetížení již nebude saldováno s náklady a výnosy z ITC mechanismu.

Připomínka a zdůvodnění:

Článek 19 Nařízení Evropského parlamentu a Rady 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou umožňuje využívat výnosy z přetížení přímo i pro krytí investic zvyšujících přeshraniční kapacity. Společnost ČEPS považuje za vhodné před nabytím účinnosti společné evropské metodiky pořadí využití výnosů z aukcí striktně neupravovat tak, aby bylo možné tyto případné výnosy pružně alokovat dle aktuální potřeby. Zároveň navrhuje saldo ITC nadále saldovat s výnosy z aukcí, viz. připomínka k bodu 8.1.1. a také ošetřit situaci, kdy výnosy z aukcí nemusí pokrýt ostatní náklady spojené se zajištěním přenosových kapacit v souladu s Nařízením Evropského parlamentu a Rady 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou (tzv. garantování 70 % přenosové kapacity).

Návrh na úpravu textu:

Do doby, než uvedenou metodiku schválí ACER, bude saldo výnosů a nákladů z přetížení použito prioritně k úhradě nákladů spojených se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření. ~~V druhém kroku bude saldo výnosů a nákladů z přetížení použito,~~ nebo k pokrytí nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení. Zbývající výnosy budou převedeny do fondu rozvoje soustavy, ze kterého budou pokryty náklady vzniklé v následujících letech v souvislosti se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity, nebo s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření případně budoucí náklady související s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení.

Saldo výnosů a nákladů z přetížení ~~již nebude~~ bude nadále také saldováno s náklady a výnosy z ITC mechanismu (infrastruktura).

V případě, že skutečné výnosy z přetížení (včetně salda ITC za infrastrukturu) budou nižší než skutečné náklady na zajištění přeshraniční kapacity v souladu s NAŘÍZENÍM EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou, bude tento rozdíl uhrazen provozovateli přenosové soustavy v rámci korekčního faktoru.

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 8.1.1.2. Fond rozvoje soustavy

Relevantní text:

Vyúčtování použití výnosů z přetížení v V. regulačním období (tedy poprvé za skutečnost roku 2021) bude probíhat vždy nejpozději do 30. ledna následujícího roku, a to níže uvedeným způsobem:

Skutečné saldo výnosů a nákladů z přetížení za rok $i-2$ + skutečné saldo kurzových zisků a ztrát za rok $i-2$ – náklady spojené se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity za rok $i-2$ – náklady spojené s udržováním nebo zvyšováním kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení

pomocí koordinovaných nápravných opatření za rok i-2 - provozní náklady na řízení přetížení za rok i-2 = $V1_{pepi-2}$

Pokud je $V1_{pepi-2}$ kladné, bude dále sloužit k financování nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení a to včetně odpisů souvisejících s těmito investicemi.

*Do fondu rozvoje soustavy bude přidělena hodnota $V2_{pei-2}$ určená následujícím způsobem:
 $V1_{pepi-2}$ – náklady vzniklé v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení, a to včetně odpisů souvisejících s těmito investicemi za rok i-2 = $V2_{pei-2}$*

Připomínka a zdůvodnění:

Vyúčtování výnosů z aukcí je dle článku 19 NAŘÍZENÍ EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou vázáno nejen na samotné výnosy, ale i využití těchto příjmů v souladu s nařízením (investice, nápravná opatření atd.). S ohledem na fakturace těchto služeb zahraničním účastníkům a jejich poměrně dlouhé zprocesování (např. u redispečinku) a dále termín 1. března, kdy mají národní regulační orgány informovat ACER o využití příjmů z přetížení, navrhujeme posunout termín vyúčtování použitých výnosů z přetížení minimálně na 25. února.

Článek 19 umožňuje využívat výnosy z přetížení pro více účelů (investice, nápravná opatření, zaručení kapacity atd.). Způsob vyúčtování popsáný ve vzorci nemusí reflektovat finální znění připravované evropské metodiky. Z tohoto důvodu považujeme za vhodné nyní definovat vyúčtování na obecné úrovni a začlenit $V2_{pei-2}$ přímo do výpočtu $V1_{pepi-2}$.

Zároveň navrhujeme saldo ITC (infrastruktura) nadále saldovat s výnosy z aukcí, viz. připomínka k bodu 8.1.1.

Návrh na úpravu textu:

*Vyúčtování použití výnosů z přetížení v V. regulačním období (tedy poprvé za skutečnost roku 2021) bude probíhat vždy nejpozději do ~~30. ledna~~ **25. února** následujícího roku, a to níže uvedeným způsobem:*

*Skutečné saldo výnosů a nákladů z přetížení za rok i-2 + skutečné saldo kurzových zisků a ztrát + **saldo ITC za infrastrukturu** za rok i-2 – náklady spojené se zaručením skutečné dostupnosti přidělené kapacity, včetně náhrady za závaznost této kapacity za rok i-2 – náklady spojené s udržováním nebo zvyšování kapacity mezi zónami prostřednictvím optimalizace využívání stávajících propojovacích vedení pomocí koordinovaných nápravných opatření za rok i-2 - provozní náklady na řízení přetížení za rok i-2 = $V1_{pepi-2}$*

Pokud je $V1_{pepi-2}$ kladné, bude dále sloužit k financování nákladů vzniklých v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení a to včetně odpisů souvisejících s těmito investicemi.

~~*Do fondu rozvoje soustavy bude přidělena hodnota $V2_{pei-2}$ určená následujícím způsobem:*~~

~~$V1_{pei-2}$ – náklady vzniklé v souvislosti s investicemi do sítě, které mají význam pro snížení přetížení propojovacího vedení, a to včetně odpisů souvisejících s těmito investicemi za rok $i-2$~~
 ~~$= V2_{pei-2}$~~

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 8.1.1.3. Investiční faktor provozovatele přenosové soustavy

Relevantní text:

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 ERÚ jednostranně zrušeno přiznávání kladných investičních faktorů a bude požadováno jejich navrácení s časovou hodnotou peněz stanovenou ve výši míry výnosnosti WACC pro V. regulační období. V tomto případě se ostatní ustanovení použijí přiměřeně.

Připomínka a zdůvodnění:

Investiční faktor (IF) provozovatele přenosové soustavy je ze strany ratingové agentury chápán jako stabilizační prvek v regulaci limitující zadlužení ČEPS, a.s. v souvislosti z nezbytnými investicemi do obnovy a rozvoje přenosové soustavy. I když nebyl v minulosti nikdy použit a ani v nejbližších letech se jeho použití nepředpokládá, byl vždy jedním z klíčových parametrů pro získání a obhajobu vysokého ratingu a ve výsledku snížení nákladů provozovatele přenosové soustavy na externí financování investiční výstavby. Navržená změna podmiňuje případné využití IF velice striktní podmínkou nulové výše dividend po celou dobu uplatnění metodiky výpočtu IF, čímž tento nástroj z praktického pohledu výrazně eliminuje. Vzhledem k investičnímu plánu společnosti a s ním spojené poptávce po cizím kapitálu, rating společnosti je důležitým nástrojem, na který má IF přímý dopad. Z tohoto důvodu požadujeme pro přiznání IF zachování původního dividendového poměru ve výši maximálně 40 %, který lze považovat za vyrovnaný kompromis mezi zájmy provozovatele přenosové soustavy, zákazníky, akcionářem a v neposlední řadě i vnímáním ratingových agentur a bank.

Návrh na úpravu textu:

*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 **maximálně 40 %**. Při porušení této podmínky bude ze strany ERÚ jednostranně zrušeno přiznávání kladných investičních faktorů a bude požadováno jejich navrácení s časovou hodnotou peněz stanovenou ve výši míry výnosnosti WACC pro V. regulační období. V tomto případě se ostatní ustanovení použijí přiměřeně.*

Připomínka ke kapitole 8.1.2. Cena za použití sítí přenosové soustavy

Relevantní text:

Při regulaci ceny za použití sítí přenosové soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 17.2.1. Zásad 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 kapitole 9.3.

Cena za použití sítí podléhá korekci a do korekčního faktoru je oproti předchozímu regulačnímu období zahrnuto i saldo výnosů a nákladů (kompenzace a příspěvku) na ztráty ze zúčtování ITC mechanismu4), a to včetně provozních nákladů souvisejících se zúčtováním ITC mechanismu4), které nebudou součástí báze nákladů pro výpočet povolených nákladů. Stávající praxe začlenění garantovaného ročního zisku 5 mil. Kč za minimalizaci ceny silové elektřiny na krytí ztrát ze IV. regulačního období bude z důvodu vyšších skutečně dosahovaných cen silové elektřiny v rámci IV. regulačního období pro V. regulační období upravena.

V případě, že bude provozovatel přenosové soustavy zajišťovat nákup silové elektřiny vlastní činností jako v průběhu IV. regulačního období a dojde k překročení ceny silové elektřiny na krytí ztrát stanovené Energetickým regulačním úřadem skutečnou cenou silové elektřiny na krytí ztrát včetně zahrnutí nákladů na odchylku a ostatních přidružených nákladů, bude v rámci korekčního faktoru za použití sítí uznáno pouze 90 % nákladů způsobených překročením ceny silové elektřiny a 10 % zvýšených nákladů uhradí provozovatel přenosové soustavy. Pokud provozovatel přenosové soustavy zajistí nákup silové elektřiny na krytí ztrát včetně zahrnutí nákladů na odchylky a ostatní přidružené náklady za cenu nižší, než je cena stanovená Energetickým regulačním úřadem, vstoupí do korekčního faktoru za použití sítí zisk provozovatel přenosové soustavy stanovený jako 10 % rozdílu mezi náklady vypočtenými na základě ceny silové elektřiny na krytí ztrát stanovené Energetickým regulačním úřadem a skutečnými náklady na krytí ztrát včetně zahrnutí nákladů na odchylku ostatní přidružené náklady související s nákupem ceny silové elektřiny.

V případě, že provozovatel přenosové soustavy přenese svou odpovědnost za odchylku ztrát v přenosové soustavě na obchodníka s elektřinou, bude výpočet korekčního faktoru probíhat na základě nákladů vycházejících z ceny silové elektřiny stanovené Energetickým regulačním úřadem. V případě zajištění elektřiny na krytí ztrát za cenu nižší než je cena stanovená Energetickým regulačním úřadem, získá provozovatel přenosové soustavy 100 % z takto uspořené nákladů formou zisku. V případě zajištění elektřiny na krytí ztrát za cenu vyšší než je cena stanovená Energetickým regulačním úřadem, uhradí provozovatel přenosové soustavy 100 % z vícenákladů vycházejících z vyšší ceny silové elektřiny na krytí ztrát.

Připomínka a zdůvodnění:

ČEPS, a.s. nakupuje elektřinu na ztráty v souladu s § 24 odst. 3 písm. b) zákona č. 458/2000 Sb.

o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon) s cílem minimalizovat celkové náklady pro účastníky trhu. ERÚ je informován o specifických podmínkách provozovatele přenosové soustavy v oblasti ztrát, kdy se zejména v oblasti predikce množství a tvaru diagramu z důvodu přeshraničních toků a topologie soustavy zásadně odlišuje od provozovatelů distribučních soustav, jejichž ztráty v podstatě odpovídají průběhu zatížení soustavy. Tento specifický stav

znamená, že více než 50 % množství elektřiny na ztráty musí být obstaráváno na krátkodobých trzích (denní a vnitrodenní nákup).

Ve IV. regulačním období uplatňovaný způsob obstarávání elektřiny na ztráty vlastními prostředky provozovatele přenosové soustavy (včetně odpovědnosti za odchylku) založený na několika časově rozdělených tendrech dlouhodobých pásmových produktů a dokupu na krátkodobých trzích se vyvinul s cílem minimalizace celkových nákladů. V minulosti používaný způsob kompletního zajištění (diagramu) ztrát prostřednictvím obchodníka, ke kterému se ERÚ pro V. regulační období vrací, se neosvědčil z důvodu praktické nemožnosti predikovat dlouhodobý diagram ztrát v přenosové soustavě (volatilita 50 – 360 MW nezávisle na zatížení, ročnímu období i denní době, obtížná predikce i v D-1). Přidaná hodnota obchodníka je tedy výrazně omezená, protože bude nadále vycházet z odhadů ČEPS, a.s. V současné době ČEPS, a.s. jako subjekt zúčtování zahrnuje také více zdrojů odchylek (ztráty, zahraničí) se synergickými efekty, které snižují celkové náklady na přenosové a systémové služby.

Navržený koncept motivace provozovatele přenosové soustavy založený na porovnání s referenční cenou stanovenou ERÚ **musíme z mnoha praktických důvodů odmítnout**. V první řadě se jedná o samotnou obtížnou predikci diagramu ztrát, a tedy i optimalizaci nákupů v porovnání s distribucí, kdy není možné efektivně predikovat množství a cenu elektřiny pořízené na krátkodobém trhu (spotu). Dále se jedná i o řadu dalších technicko-legislativních omezení v případě nákupu vlastními prostředky. V současné době ERÚ neumožňuje provozovateli přenosové soustavy používat stejné obchodní prostředky pro obstarávání ztrát jako obchodník; tedy prodej přebytečné elektřiny, možnost nakupovat a prodávat produkty libovolně v průběhu roku, zajišťovat se na delší období než následující rok či využívat další nástroje zajištění, např. finančního charakteru (opce, deriváty, apod.). Nezbytnou podmínkou pro zavedení motivačního faktoru je tedy srovnání podmínek pro obstarávání ztrát s obchodníky s elektřinou (včetně ocenění odchylky a zbytkového diagramu a dále pokrytí obchodů na burze včetně marže), aby bylo možné ze strany provozovatele přenosové soustavy postupovat dle metodiky popsané v návrhu.

V případě variantního zajišťování elektřiny na ztráty prostřednictvím obchodníka považujeme návrh za obtížně proveditelný a výrazně rizikový pro ČEPS, a.s. Jedná se nejen o samotné riziko využívání služeb pouze jednoho dodavatele (bez možnosti rozdělit dodávku na více subjektů z důvodu volatility průběhu ztrát a odpovědnosti za odchylku), ale také časování samotného rozhodnutí. V praxi navržený koncept předpokládá uzavřít smlouvu o dodávce téměř 2 roky před jejím plněním, aniž by bylo možné jakýmkoliv způsobem indikovat výslednou cenu stanovenou ERÚ, která bude následně podléhat plné korekci. Jinými slovy to znamená, že navržený koncept přenáší veškeré riziko na provozovatele přenosové soustavy, kdy není možné praktickými kroky reagovat na vývoj na trhu a je nutné akceptovat výslednou realizační cenu obchodníka. Na druhé straně je velice rizikové (technické i finanční riziko) nechávat rozhodnutí o samotné volbě zajištění elektřiny vlastními prostředky/prostřednictvím obchodníka až do doby stanovení referenční ceny ERÚ bez jakéhokoliv předchozího zajišťování objemu i ceny elektřiny na ztráty.

V neposlední řadě si dovoluujeme upozornit i na skutečnost, že na základě dat minulých let nelze predikovat náklady odchylek v budoucnosti. V průběhu V. RO dojde v systému zúčtování odchylek ke dvěma zásadním změnám, kdy po roce 2021 bude do ceny (českých) odchylek

vstupovat marginální cena z jednotlivých evropských platforem pro výměnu regulační energie a po roce 2024 pravděpodobně dojde k přechodu na tzv. single price v rámci harmonizace systému zúčtování. Zároveň se obchodní/zúčtovací interval zkrátí z 1 hodiny na 15 minut. Tyto změny nejsou v představené metodice (konkrétně kap. 9.3.) nikterak zohledněny a metodika nepředpokládá žádnou aktualizaci v budoucnosti.

Z výše uvedených důvodů požadujeme nadále korekci na celkové náklady včetně minimálního uznatelného zisku jako ve IV. regulačním období a neuplatňovat kapitolu 9.3. na provozovatele přenosové soustavy

ČEPS, a.s. uvítá další diskuzi s cílem najít vhodné řešení, které bude umožňovat minimalizaci nákladů na ztráty a zároveň motivovat provozovatele přenosové soustavy. Nicméně s ohledem na výše uvedené a očekávané zásadní změny v oblasti trhu se silovou elektřinou a zúčtování odchylek v průběhu V. regulačního období není podle našeho názoru v současné době vhodné měnit aktuálně fungující model pokrytí nákladů na ztráty.

Návrh na úpravu textu:

Při regulaci ceny za použití sítí přenosové soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 17.2.1. Zásad 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 za použití sítí nadále podléhá korekci na celkové náklady a výnosy jako v průběhu IV. regulačního období.***

~~*Cena silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě je stanovována úřadem v souladu s metodikou uvedenou v kapitole 9.3.*~~

~~*Cena za použití sítí podléhá korekci a do korekčního faktoru je oproti předchozímu regulačnímu období zahrnuto i saldo výnosů a nákladů (kompenzace a příspěvku) na ztráty ze zúčtování ITC mechanismu), a to včetně provozních nákladů souvisejících se zúčtováním ITC mechanismu), které nebudou součástí báze nákladů pro výpočet povolených nákladů. Stávající praxe začlenění garantovaného ročního zisku 5 mil. Kč za minimalizaci ceny silové elektřiny na krytí ztrát ze IV. regulačního období bude z důvodu vyšších skutečně dosahovaných cen silové elektřiny v rámci IV. regulačního období pro V. regulační období upravena. **Dále je dodržena stávající motivační praxe začleněním garantovaného zisku 5 mil. Kč za minimalizaci ceny na krytí ztrát, který rovněž kryje náklady na organizování výběrových řízení na nákup elektřiny.***~~

~~*V případě, že bude provozovatel přenosové soustavy zajišťovat nákup silové elektřiny vlastní činností jako v průběhu IV. regulačního období a dojde k překročení ceny silové elektřiny na krytí ztrát stanovené Energetickým regulačním úřadem skutečnou cenou silové elektřiny na krytí ztrát včetně zahrnutí nákladů na odchylku a ostatních přidružených nákladů, bude v rámci korekčního faktoru za použití sítí uznáno pouze 90 % nákladů způsobených překročením ceny silové elektřiny a 10 % zvýšených nákladů uhradí provozovatel přenosové soustavy. Pokud provozovatel přenosové soustavy zajistí nákup silové elektřiny na krytí ztrát včetně zahrnutí nákladů na odchylky a ostatní přidružené náklady za cenu nižší, než je cena stanovená Energetickým regulačním úřadem, vstoupí do korekčního faktoru za použití sítí zisk provozovatel přenosové soustavy stanovený jako 10 %*~~

~~rozdílu mezi náklady vypočtenými na základě ceny silové elektřiny na krytí ztrát stanovené Energetickým regulačním úřadem a skutečnými náklady na krytí ztrát včetně zahrnutí nákladů na odchylku ostatní přidružené náklady související s nákupem ceny silové elektřiny.~~

~~V případě, že provozovatel přenosové soustavy přenese svou odpovědnost za odchylku ztrát v přenosové soustavě na obchodníka s elektřinou, bude výpočet korekčního faktoru probíhat na základě nákladů vycházejících z ceny silové elektřiny stanovené Energetickým regulačním úřadem. V případě zajištění elektřiny na krytí ztrát za cenu nižší než je cena stanovená Energetickým regulačním úřadem, získá provozovatel přenosové soustavy 100 % z takto uspořené nákladů formou zisku. V případě zajištění elektřiny na krytí ztrát za cenu vyšší než je cena stanovená Energetickým regulačním úřadem, uhradí provozovatel přenosové soustavy 100 % z vícenákladů vycházejících z vyšší ceny silové elektřiny na krytí ztrát.~~

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 8.1.3. Cena za systémové služby

Relevantní text:

Hlavní složku upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb však tvoří plánované náklady na nákup podpůrných služeb výkonové rovnováhy (SVR), které jsou stanoveny na základě plánovaného objemu zakoupených záloh násobeného plánovanou cenou, která je stanovena jako nejmenší z hodnot skutečně dosažených průměrných ročních cen nákladů na nákup SVR za poslední tři známé roky. Objemem záloh i průměrnou roční cenou v rámci tohoto výpočtu je míněna bodová hodnota vztahená k celému objemu záloh, tj. bez ohledu na skutečnost, zda nákup podpůrných služeb pocházel z dlouhodobých kontraktů nebo byl realizován prostřednictvím denního trhu.

V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR provozovatele přenosové soustavy bude nižší, než byla plánovaná cena, bude tato úspora částečně ponechána ve prospěch provozovatele přenosové soustavy a zohledněna v regulovaných cenách formou motivační složky zisku za zajišťování SVR, která je stanovena jako 50 % z kladného rozdílu mezi plánovanou a skutečnou průměrnou roční cenou nákladů na nákup SVR násobeného skutečným ročním objemem zakoupených záloh v roce $i-2$. V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR bude vyšší než plánovaná cena, budou skutečné náklady na nákup SVR s touto skutečnou vyšší cenou hrazeny provozovateli přenosové soustavy v rámci korekčního faktoru. Úřad bude historicky vyhodnocovat vývoj plánovaných a skutečných hodnot objemu zakoupených záloh v rámci SVR a v případě výrazných neodůvodněných odchylek mezi plánovanou a skutečnou hodnotou nebo mezi jednotlivými roky může z oprávněných důvodů provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení.

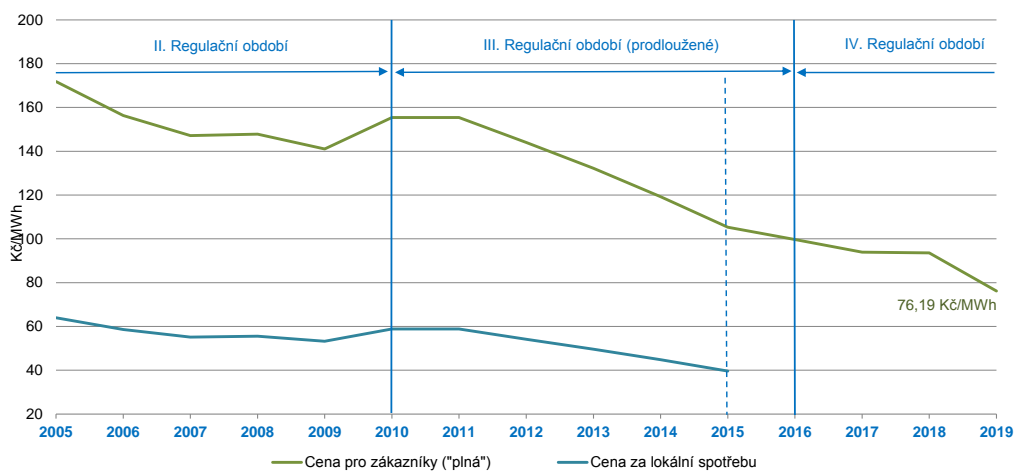
Nadále budou do regulace zohledněny další výnosy a náklady související se zajištěním systémových služeb, jako například dopady z mechanismu zúčtování odchylek, zajišťování nefrekvenčních podpůrných služeb, regulační energie, zbylé hodnoty nákladů na nápravná opatření nebo případné výměny záloh na úrovni provozovatelů přenosové soustavy. Na rozdíl od IV. RO již nebude zohledněn motivační bonus pro provozovatele přenosové soustavy ve výši 30 % z celkového rozdílu výnosů a nákladů z mechanismu GCC.

Připomínka a zdůvodnění:

Souhlasíme se zachováním motivačního mechanismu v případě nákupu služeb výkonové rovnováhy (SVR). Pro dosažení těchto motivačních úspor je nutné stanovit korektní výši nákladů, pod jejíž hodnotu bude možné dlouhodobě cílit. Domníváme se, že navržený princip vycházející z nejnižších nákladů SVR za poslední 3 roky tuto podmínku nespĺňuje. V prostředí volatilních cen elektřiny a legislativně upravených poměrů délek kontraktů na SVR nelze každoročně (donekonečna) realizovat úspory. Z tohoto důvodu navrhuje stanovit povolené náklady na SVR na základě průměrných hodnot posledních tří známých let. Touto úpravou bude možné na jedné straně zaručit minimální atraktivitu motivačního mechanismu, na druhou stranu lze očekávat pokračující stabilizaci nákladů SVR s pozitivním dopadem do ceny za systémové služby.

Nadále požadujeme zachování minimálního motivačního prvku u současné platformy na výměnu regulační energie (GCC) do doby, dokud nebude plně nahrazena platformou Imbalance netting (IN) v souladu s Nařízením Komise (EU) 2017/2195, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice.

Dovolujeme si připomenout, že správně nastavená motivační regulace, vytváření konkurenčního trhu s podpůrnými službami spolu s aktivním zaváděním nových platform z strany ČEPS, a.s. (nad rámec požadovaného evropského harmonogramu) vedla v průběhu III. a IV. RO k výraznému poklesu nákladů, a tím i ceny za systémové služby hrazené zákazníky.



Návrh na úpravu textu:

Hlavní složku upravených povolených výnosů pro činnost poskytování systémových služeb však tvoří plánované náklady na nákup podpůrných služeb výkonové rovnováhy (SVR), které jsou stanoveny na základě plánovaného objemu zakoupených záloh násobeného plánovanou cenou, která je stanovena jako ~~nejmenší~~ **aritmický průměr** z hodnot skutečně dosažených průměrných ročních cen nákladů na nákup SVR za poslední tři známé roky. Objemem záloh i průměrnou roční cenou v rámci tohoto výpočtu je míněna bodová hodnota vztažená k celému objemu záloh, tj. bez ohledu na skutečnost, zda nákup podpůrných služeb pocházel z dlouhodobých kontraktů nebo byl realizován prostřednictvím denního trhu.

V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR provozovatele přenosové soustavy bude nižší, než byla plánovaná cena, bude tato úspora částečně ponechána ve prospěch provozovatele přenosové soustavy a zohledněna v regulovaných cenách formou motivační složky zisku za zajišťování SVR, která je stanovena jako 50 % z kladného rozdílu mezi plánovanou a skutečnou průměrnou roční cenou nákladů na nákup SVR násobeného skutečným ročním objemem zakoupených záloh v roce $i-2$. V případě, že skutečná průměrná roční cena nákladů na nákup SVR bude vyšší než plánovaná cena, budou skutečné náklady na nákup SVR s touto skutečnou vyšší cenou hrazeny provozovateli přenosové soustavy v rámci korekčního faktoru. Úřad bude historicky vyhodnocovat vývoj plánovaných a skutečných hodnot objemu zakoupených záloh v rámci SVR a v případě výrazných neodůvodněných odchylek mezi plánovanou a skutečnou hodnotou nebo mezi jednotlivými roky může z oprávněných důvodů provést změnu parametru regulačního vzorce nebo principu jeho nastavení.

*Nadále budou do regulace zohledněny další výnosy a náklady související se zajištěním systémových služeb, jako například dopady z mechanismu zúčtování odchylek, zajišťování nefrekvenčních podpůrných služeb, regulační energie, zbylé hodnoty nákladů na nápravná opatření nebo případné výměny záloh na úrovni provozovatelů přenosové soustavy. ~~Na rozdíl od IV. RO již nebude zohledněn motivační bonus pro provozovatele přenosové soustavy ve výši 30 % z celkového rozdílu výnosů a nákladů z mechanismu GCC.~~ **V rámci motivační regulace bude provozovateli přenosové soustavy po dobu využívání GCC ponechána motivační složka 30 % z celkového kladného rozdílu výnosů a nákladů v roce $i-2$.***

Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.