

**Doplnění připomínek ČEZ Distribuce, a. s., zaslaných
dne 22. října 2019 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 tomto dokumentu jsou uvedeny nové připomínky doplňující připomínky ČEZ Distribuce, a. s., zaslané dne 22. října 2019 k 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“) zveřejněného Energetickým regulačním úřadem (dále také „ERÚ“ nebo „Úřad“) dne 30. srpna 2019 v rámci veřejného konzultačního procesu. Jedná se jak o nové připomínky k pasážím, ke kterým jsme se v I. kole připomínkování nevyjadřovali, tak i o nové připomínky doplňující připomínky zaslané společností ČEZ Distribuce, a. s., v I. kole připomínkování. Připomínky zaslané v I. kole připomínkování jsou pro nás nadále relevantní a zásadní, stejně tak jsou pro nás zásadní i nové připomínky.

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.

Připomínka ke kapitole 6.1.1. Vazba mezi IV. a V. regulačním obdobím

Relevantní text:

Usilovat o úpravu legislativy v oblasti smluv o úrovni poskytovaných služeb (tzv. SLA smluv) tak, aby bylo Úřadu umožněno od určité částky schvalovat tento druh smluv mezi vertikálně integrovanými společnostmi. Smlouva mezi vertikálně integrovanými subjekty v rámci jednoho koncernu nebývá důsledkem procesů standardního tržního prostředí a představuje riziko odlivu finančních prostředků mimo držitele licence. V otázce možného zavedení pobídkového mechanismu regulace, motivujícího provozovatele sítí k úsporám nákladů, je třeba dodat, že skutečné úspory realizované servisními organizacemi se transformují do zisků servisních organizací mimo držitele licence, a tedy mimo přímý dosah Úřadu. Úprava legislativy nebo jiný arbitrární postup Úřadu je pak v tomto případě jediným efektivním prostředkem k naplnění předpokladu vyvážené regulace, neboť uváděný odliv finančních prostředků je pro koncern de facto ziskem a reálně neexistuje způsob, jak obecně k dobrovolnému snížení zisku efektivně motivovat finanční pobídkou.

Připomínka a zdůvodnění:

K výše uvedenému musíme uvést podstatný fakt, a to že smlouvy mezi společnostmi ve skupině a s tím související transferové ceny jsou v souladu s daňovými předpisy, které navazují na evropské předpisy.

Z našeho pohledu není podle současné legislativy možné, aby ERÚ schvaloval SLA smlouvy mezi společnostmi působícími v rámci vertikálně integrované společnosti. Tuto kompetenci si nemůže ERÚ v současné době nárokovat. Nedává ani smysl, aby ERÚ o tuto kompetenci usiloval návrhem příslušného ustanovení do energetického zákona. ERÚ má právo provádět kontroly nákladů, které vstoupily do regulace, a účelnějším a přínosnějším pro nás bude, pokud ERÚ jednoznačně vyjádří své cíle v oblasti sdílených služeb v rámci koncernu a zavede do regulačního rámce taková pravidla, která budou regulované subjekty přirozeně motivovat a směřovat k vytyčeným cílům.

V některých případech dává smysl sdílet služby mezi společnostmi v koncernu, a to s ohledem na využití synergií v rámci energetické skupiny (např. účetnictví, některé služby ICT, aj.). Zajištění těchto služeb ze strany společností ve skupině je efektivnější, než kdyby si tyto služby zajišťoval provozovatel soustavy vlastními silami.

Návrh na úpravu textu:

Žádáme o vypuštění výše uvedeného odstavce.

Připomínka ke kapitole 9.1.1.3. Management jalové energie

Relevantní text:

Probíhající změny v elektroenergetice týkající se nových technologií připojených do elektrizační soustavy zvyšují nároky na udržení kvality napětí a řízení změny toků jalové energie. Z toho důvodu je nutné na jedné straně klást větší důraz na opatření pro zajištění kvality napětí a řízení změny toků jalové energie u provozovatelů soustav, na druhé straně je nezbytné zajistit efektivnější způsob rozdělení nákladů na uvedená opatření mezi připojené účastníky trhu s elektřinou, kteří neprovádí důslednou kompenzaci jalového výkonu a připojenými technologiemi negativně ovlivňují elektrizační soustavu. Proto může v rámci V. regulačního období dojít ke změně nastavení požadavků na připojené účastníky trhu s elektřinou tak, aby bylo omezeno negativní ovlivňování kvality napětí a zvyšování ztrát v elektrizační soustavě.

Připomínka a zdůvodnění:

Jedná se o zpřesnění návrhu v oblasti managementu jaloviny.

Návrh na úpravu textu:

Vlivem významných změn probíhajících v elektroenergetice, kterými jsou integrace decentrální výroby, zejména obnovitelných zdrojů, elektromobility, akumulace, zavádění a využívání možností nových měřících technologií, požadavky na kabelizaci a rozvoj elektrických sítí v intravilánu obcí, změna toků mezi přenosovou a distribučními soustavami, v průmyslové oblasti (nové technologie, elektromobilita) i u domácností (instalace inteligentních spotřebičů, výroba elektřiny, akumulace) se zvyšují nároky na udržení kvality

napětí a řízení změny toků jalové elektřiny. Vzhledem k tomu, že problematika kvality napětí má lokální charakter a problematika narůstajících toků jalové elektřiny má jak lokální, tak systémový charakter, je nutno nastavit řešení, které bude v oblastech styku sítí různých provozovatelů oboustranně spravedlivé, jak pro samotné provozovatele, tak hlavně pro uživatele jejich soustav.

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

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

❖ Základní rámec:

- Jalové výkony se stávají nedílnou součástí vztahů mezi účastníky trhu na všech úrovních (PS – DS, DS - odběratel/výrobce, DS – LDS, DS – DS). Velikost tarifu za nevyžádanou dodávku jalové energie má motivační charakter (v případě potřeby by uživatelé ES měli být dlouhodobě motivováni k pořízení a spolehlivému provozování vlastní kompenzace).*
- Řešení v rámci Managementu Q reflektují výše uvedené změny a zároveň respektují zahraniční zkušenosti v oblasti principů regulace U/Q.*
- K jalovému výkonu se přistupuje podobně jako k činnému výkonu (princip rezervace jalového výkonu, platba za nevyžádanou odebranou/dodanou jalovou energii).*
- Cena za nevyžádanou jalovou energii může být jednotná nebo v budoucnu diferencována pro jednotlivé napěťové hladiny.*
- Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezí jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) jsou součástí korekce povolených výnosů.*

❖ Oblast vyhodnocení a zpoplatnění nevyžádané jalové energie pro zákazníky, výrobce a LDS s méně než 90 000 OM:

- Navrhovaný tarif za Q (Kč/Mvarh) se bude týkat v první etapě jen napěťových hladin 110 kV a vn. Zavedení opatření na hladině nn bude předcházet důkladná analýza a zavedení potřebného měření na této hladině.*
- Bude 1/4 hodinově vyhodnocována nevyžádaná dodávka nebo odběr jalové energie (Mvarh), kterou se rozumí dodávka nebo odběr jalové energie mimo rozsah povoleného, resp. sjednaného účinníku. Zapojení výrobní elektřiny nebo jiného zařízení do regulace napětí pomocí jalového výkonu je uvedeno spolu s rozsahem povoleného účinníku ve smlouvě o připojení nebo v jiném smluvním ujednání s příslušným provozovatelem distribuční soustavy. Velikost dodávané/odebírané jalové elektřiny je vyhodnocována v měřicím intervalu v každém místě připojení, která jsou vybavena příslušným měřením (měřen čtvrt hodinový profil činné i jalové elektřiny).*
- Způsob vyhodnocení a zpoplatnění uvede „novela“ Cenového rozhodnutí v příslušném ustanovení.*

- *U zařízení, která se podílí na regulaci dodané/odebrané jalové elektřiny se považuje za překročení pouze nedodržení příslušného regulačního schématu.*
 - *Bude respektována již dnes zavedená praxe, že část nákladů souvisejících s řešením jalové energie (v oblasti nezaplatněného účinníku) je součástí plateb za P.*
 - *Zůstane zachováno pásmo povolených nezaplatněných účinníků pro I., II., III. kvadrant, které je (1–0,95).*
 - *Ve IV. kvadrantu (odběr činný, dodávka jalová) bude zatím ponechán stávající přístup, kdy je nevyžádanou celá dodávka Q s tím, že je zachována s ohledem na činnost kompenzačních zařízení stávající možnost krátkodobých překmitů. Případné nové doporučení pro IV. kvadrant bude vypracováno po zpracování podrobné analýzy.*
- ❖ *Oblast vyhodnocení a zaplacení jalového výkonu provozovatelů RDS a LDS nad 90 000 OM:*
- *Bude vyhodnocováno překročení sjednaného jalového výkonu (rezervační systém).*
 - *Způsob sjednávání rezervovaného jalového výkonu, vyhodnocení jeho překročení a měrný podíl žadatele spojený se zajištěním jalového výkonu bude řešen ve vyhlášce o připojení.*
 - *Bude zavedena kontrola mezní hodnoty přenosů jalového výkonu po jednotlivých předacích místech (dle smyslu čl. 15 Evropského kodexu (NC DCC)).*
 - *Důvody pro použití sjednaného jalového výkonu [Mvar]:*
 - *PDS, popř. LDS nad 90 000 OM nejsou souběžným držitelem licence na distribuci a výrobu elektřiny nebo licence na obchod s elektřinou, tedy nezajišťují dodávku elektřiny;*
 - *změny jalové energie, resp. jalového výkonu vyvolané PDS nad 90 000 OM jsou dány v převážné míře stavebními a technologickými změnami zařízení DS, LDS a tedy mají dlouhodobý charakter;*
 - *stavební a technologická (nápravná) opatření nadřazené soustavy jsou proto také dlouhodobého charakteru.*
 - *Důvody pro zaplacení nevyžádané jalové energie [Mvarh]:*
 - *LDS s méně než 90 000 OM mohou mít a převážně mají souběžně licenci na distribuci a licenci na výrobu elektřiny nebo licenci na obchod s elektřinou, ve většině případů zajišťují dodávku elektřiny svým zákazníkům;*
 - *změny jalové energie vyvolané LDS jsou dány stejně jako u zákazníků hlavně obchodováním s elektřinou a mají časově proměnný charakter obdobně jako změny P (vliv rozsahu sítě do oblasti jalové energie se významně neuplatní).*
- ❖ *Opatření v oblasti obchodního a provozního měření:*
- *systém měření 1/4 hodinového jalového výkonu bude postupně doplněn na všechny napěťové hladiny (podklady ze všech provozních měření musí být transformovatelné na ¼hodiny);*
 - *obchodní měření jsou instalována ve všech místech připojení mezi jednotlivými provozovateli soustav a mezi provozovateli soustav a jejich uživateli (výrobci a odběratelé elektřiny);*
 - *provozní měření budou plně instalována na všech transformacích mezi napěťovými hladinami a na všech vývodech zvn, vvn a vn.*

❖ **Technická a podpůrná opatření:**

- **Technická opatření provozovatele PS předpokládáme:**
 - *efektivní využívání výrobních modulů připojených do přenosové soustavy v systému automatické regulace napětí a jalového výkonu;*
 - *instalace dalších tlumivek do terciárů transformace 400/110 kV jako vazba na rezervační systém jalového výkonu od PDS vůči PPS. Konkrétní velikosti jalového výkonu vyhodnocovaných oblastí za PDS (pro rezervační systém) jsou s ohledem na značnou rozdílnost charakteru jednotlivých oblastí předmětem probíhajících analýz;*
 - *instalace nových regulovatelných tlumivek do hladiny 400 kV;*
 - *využití nefrekvenčních podpůrných služeb.*
- **Technická opatření pro hladiny 110 kV a vn:**
 - *větší využití možností připojených výroben (zdrojů) pro Management Q. Jedná se např. o rezervy jalové energie u zdrojů dnes většinou provozovaných s neutrálním $\cos \varphi$ a v budoucnu vyšší dispečerské využití zdrojů s funkcemi $Q(U)$, $P(U)$;*
 - *využití nefrekvenčních podpůrných služeb (dále jen „PpS-N“) podle novely Přílohy 7 PPDS (předpokládané potřebné objemy jalových výkonů a finančních prostředků PpS-N pro řízení U/Q v ES ČR do roku 2030 jsou uvedeny níže);*
 - *pro využití PpS-N podle novely Přílohy 7 PPDS bude dopracováno:*
 - *Studii potřebnosti PpS-N.*
 - *Typy PpS-N budou převzaty z přílohy 7 PPDS.*
 - *Metodika pro tržní zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb, která bude plně naplňovat požadavky nařízení 2019/943.*
 - *Metodika pro netržní zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb. Nefrekvenční podpůrnou službu jalového výkonu lze nahradit instalací kompenzačního zařízení. Na základě nákladů na instalaci a provoz kompenzačních zařízení bude stanovena pro jednotlivé napěťové hladiny mezní cena nefrekvenčních podpůrných služeb jalového výkonu.*
 - *zajištění informačního propojení mezi měřenými hodnotami P, Q a dispečerskými pokyny při zadávání účinníku/Q/U zdrojům, příp. poskytovatelům nefrekvenčních podpůrných služeb (PpS-N);*
 - *doplnění dispečerských řídicích systémů o schopnost řídit toky jalové energie využitím potenciálu jalové energie zdrojů v pásmech povinné podpory sítě (v rozsahu $\cos(\varphi)=0,9$) při současném udržování napětí v požadovaných mezích;*
 - *přísnější dohled nad dodržováním podmínek U/Q v odlehčených stavech pro VO a zdroje (nepřekračování dohodnutého pásma).*
- *Na hladině nn je doporučeno postupné zavádění podpůrných systémů pro měření U/Q, provozní měření na úrovni DTS a příprava využití informací z dalších systémů, např. AMM.*

❖ **Předpokládané potřebné objemy na kompenzaci jalových výkonů a finančních prostředků PpS-N pro řízení U/Q v ES ČR do roku 2030 pro časové řezy 2020, 2025 a 2030 a předpoklad odstavení 4000 MW**

• **Tabulka 1 – objem potřebných přídatných jalových výkonů**

Rozsah technické potřeby dodatečného jalového výkonu v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030
Opatření ke kompenzaci vlivů proudů Q z DS do PS [Mvar]	52	203	323
Opatření pro službu regulace napětí v DS Pozn 1) [Mvar]	210	724	917
<i>celkem potřeba dodatečného jal.výkonu v PDS [Mvar]</i>	262	927	1240

• **Tabulka 2 - náklady spojené s přídatnými jalovými výkony oceněné náklady na instalaci kompenzace**

Náklady na dodatečný jalový výkon v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030
Opatření ke kompenzaci vlivů proudů Q z DS do PS [mil. Kč/rok]	2,5	9,7	15,5
Opatření pro službu regulace napětí v DS [mil. Kč/rok]	11,1	49,2	75,1
<i>celkem náklady na dodatečný jal.výkon v PDS [mil. Kč/rok]</i>	13,6	58,9	90,6

❖ **Předpokládaný harmonogram opatření Managementu Q:**

- Zahájení doplnění systému měření Q na všechny napěťové hladiny 01/2020
- Zpracování studie potřeby a metodik pro tržní a netržní zajištění PpS-N 10/2020
- Předání ERÚ dotčených částí Kodexu PS a příloh PPDS 12/2020
- Zpracování změny Vyhlášky o měření elektřiny (přechod na ¼ hod u Q) 06/2020
- Zpracování změny Vyhlášky o připojení 09/2020
- Změny Vyhlášky o pravidlech trhu 2021
- Zpracování do cenového rozhodnutí ERÚ (s odkladným účinkem) 11/2021
- Rozhodnutí o postupu Managementu Q u zákazníků DS na hladině nn 2024
- Zavedení měření v DTS 2025
- Zavedení vyhodnocování hodnoty Q na hladině nn v rámci AMM 2030
- Ukončení implementace systému měření Q na všech napěťových hladinách 2030

Plné uplatnění Managementu Q se očekává od zavedení měření a obchodního vyhodnocení po ¼ hod u P a Q.

Připomínka ke kapitole 9.1.3.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období

Relevantní text:

9.1.3.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období
Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. roční hodnotu faktoru efektivity,

2. základní míru výnosnosti regulační báze aktiv pro regulační období,
3. hodnoty požadované úrovně ukazatelů kvality pro jednotlivé roky regulačního období,
4. poměrné číslo vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy,
5. poměrné číslo vyjadřující limitní hodnotu ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,
6. poměrné číslo vyjadřující hodnotu horní a dolní hranice neutrálního pásma,
7. koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové úrovně.

Připomínka a zdůvodnění:

V parametrech regulačního vzorce oznamovaných před začátkem regulačního období chybí základní parametr výchozí hodnota regulační báze aktiv, která je pro regulované subjekty klíčová. Tento parametr požadujeme doplnit.

Ve vazbě na naši připomínku k faktoru efektivity požadujeme tento parametr vyloučit ze seznamu parametrů.

V návaznosti na naši připomínku k míře výnosnosti požadujeme do výčtu oznamovaných parametrů doplnit parametr bonus k WACC.

Návrh na úpravu textu:

*9.1.3.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období
Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:*

- 1. roční hodnotu faktoru efektivity výchozí hodnotu regulační báze aktiv,**
2. základní hodnotu míry výnosnosti regulační báze aktiv ~~pro regulační období~~ a hodnotu bonusu k WACC **pro regulační období,**
3. hodnoty požadované úrovně ukazatelů kvality pro jednotlivé roky regulačního období,
4. poměrné číslo vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy,
5. poměrné číslo vyjadřující limitní hodnotu ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,
6. poměrné číslo vyjadřující hodnotu horní a dolní hranice neutrálního pásma,
7. koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napěťové úrovně.

Další změny v oblasti parametrů pro regulační období mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.

Připomínka ke kapitole 9.1.3.2. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku

Relevantní text:

Nejpozději 5 měsíců před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. hodnotu celkových upravených povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny,
- ...

14. plánovanou hodnotu zůstatkové hodnoty aktiv pro rok $t-1$,

....,

27. korekční faktor za nefrekvenční podpůrné služby na úrovni distribuční soustavy,

....

Připomínka a zdůvodnění:

Ve vazbě na připomínku ke kapitole 7.1.4. Regulační báze aktiv a ve vazbě na připomínku ke kapitole 9.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu, resp. k nákladům na nefrekvenční podpůrné služby, navrhuje níže uvedené úpravy výčtu parametrů. Dále požadujeme doplnit seznam parametrů o další zásadní parametry, které by ve výčtu neměly z důvodu přehlednosti a transparentnosti chybět.

Návrh na úpravu textu:

Nejpozději 5 měsíců před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:

1. hodnotu celkových upravených povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny,

....,

~~14. plánovanou hodnotu zůstatkové hodnoty aktiv pro rok $t-1$,~~

....,

~~276. plánované náklady na nefrekvenční podpůrné služby pro regulovaný rok a korekční faktor za nefrekvenční podpůrné služby na úrovni distribuční soustavy,~~

~~XX. hodnotu celkových povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny,~~

~~XX. hodnotu povolených nákladů pro regulovaný rok,~~

~~XX. hodnotu povolených odpisů pro regulovaný rok,~~

~~XX. hodnotu regulační báze aktiv pro regulovaný rok,~~

....

Další změny v oblasti parametrů pro regulovaný rok mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.

Doplnění připomínek zaslaných v I. kole připomínkování

Obecné připomínky (doplnění připomínky – žlutě podbarvený text)

Relevantní text:

Zveřejněný návrh Zásad cenové regulace.

II. Připomínka a zdůvodnění:

V návrhu Zásad cenové regulace postrádáme důkladnější rozbor výsledků IV. regulačního období. Dále se domníváme, že ERÚ by měl mít stanovenou dlouhodobou strategii energetického sektoru v rozsahu své kompetence a v souladu se strategií státu reprezentovanou Aktualizací státní energetické koncepce (ASEK) a národními akčními plány. K dosažení této strategie může ERÚ využívat restriktivní nebo motivační prvky při nastavování jednotlivých parametrů regulačních období. Proto by vyhodnocení každého regulačního

období mělo obsahovat také zhodnocení nastavených cílů a účinnost jednotlivých restriktivních a motivačních nástrojů.

V roce 2019 byly zveřejněny finální verze všech dokumentů a předpisů tzv. Zimního balíčku, které vytvářejí rámec pro budoucí požadavky na činnosti provozovatelů soustav. Jestliže se jedná o závazky ČR jako členského státu EU, tak je zřejmé, že ČR tyto závazky bude muset v nejbližších letech (tj. zcela zřejmě v období, do něhož bude zasahovat V. RO) plnit a ERÚ nemůže kroky naplňující závazky ze Zimního balíčku při své činnosti opomíjet. Právě Zásady by tedy měly obsahovat základní vymezení a postoj ERÚ k budoucím výzvám energetiky. Jedná se zejména o tyto problematiky:

- poplatky za přístup k sítím, používání sítí a jejich rozšiřování;
- inteligentní měřicí systémy;
- využívání flexibility v distribučních sítích;
- elektromobilita a její integrace do elektroenergetické sítě;
- zařízení pro ukládání energie.

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 **při respektování předpisů z tzv. Zimního balíčku** v souladu se Strategií Energetického regulačního úřadu. V relevantních kapitolách žádáme doplnit zdůvodnění jednotlivých návrhů. Konkrétní návrhy úprav jednotlivých parametrů jsou uvedeny níže.

I. Připomínka ke kapitole 7.1.4. Regulační báze aktiv (doplnění připomínky – žlutě podbarvený text)

Relevantní text:

Z důvodu zachování kontinuity mezi regulačními obdobími je výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB₀“) pro V. regulační období stanovena ve výši plánované hodnoty regulační báze aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020.

Výchozí hodnota regulační báze aktiv bude v jednotlivých letech V. regulačního období upravována hodnotami plánovaných aktivovaných investic, plánovaného vyřazeného majetku a plánovaných odpisů. Na hodnotu plánovaných odpisů bude uplatněn koeficient přecenění stanovený jako podíl plánované hodnoty regulační báze aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku a plánované zůstatkové hodnoty aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku. Jedná se o shodný postup, jaký byl uplatněn ve IV. regulačním období. Tyto hodnoty budou s dvouletým zpožděním korigovány podle skutečných hodnot bez využití časové hodnoty peněz.

Připomínka a zdůvodnění:

Energetický regulační úřad dle Zásad cenové regulace považuje za jeden z hlavních principů regulace „stabilitu a dlouhodobou udržitelnost regulačních principů“ (kapitola 6.1.1., první odrážka, str. 21). Jsme přesvědčeni, že návrh ERÚ, tj. zachování metodiky IV. regulačního období dále pro V. regulační období, v případě komponenty RAB tomuto principu odporuje

a ve výsledku povede ke znehodnocení investic vynaložených distribučními společnostmi v minulosti.

Z důvodu plnění legislativních povinností týkajících se unbundlingu byly distribuční společnosti nuceny ocenit veškerý majetek na reálnou hodnotu, která zohledňovala inflační vývoj i z období před rokem 1989 do roku 2005. Z tohoto důvodu nabyl majetek vyšších hodnot, které byly zaúčtovány do účetnictví nově vzniklých společností. Toto zvýšení účetní hodnoty provozního majetku nebylo však promítnuto do hodnoty RAB. Výchozí hodnota RAB pro III. regulační období (2010 až 2015) byla stanovena ERÚ analyticky tak, aby byla zachována ziskovost z II. regulačního období, min. však ve výši 55 % zůstatkové hodnoty aktiv. Ve vazbě na velký rozdíl mezi hodnotou RABu a zůstatkovou hodnotou aktiv byl od III. regulačního období zaveden do výpočtu RAB tzv. koeficient přecenění, který měl zajistit nedegradování RAB, resp. postupné přibližování analyticky stanoveného RABu k zůstatkové hodnotě aktiv.

Tento koeficient sice částečně plní svoji roli, ale není plně schopen zohlednit v RABu skutečnost, že od doby přecenění byly provozovateli soustav realizovány významné objemy investic (kapitola 5., tabulka č. 15 Přehled parametrů regulačního vzorce – Fond obnovy a rozvoje - elektroenergetika, str. 19) a provozovatelé soustav plánují v tom pokračovat s ohledem na plnění národních cílů a očekávané změny na trhu s elektřinou. Na základě výše uvedených skutečností je jednoznačné, že za posledních deset a více let muselo dojít k výrazné eliminaci přeceněných hodnot ze zůstatkové hodnoty aktiv. Regulační báze aktiv však i nadále zůstává u distribučních společností významně pod zůstatkovou hodnotou aktiv, přestože majetek pořízený po přecenění již většinou významně převyšuje hodnotu majetku pořízeného před přeceněním, nebo ho zcela nahradil. Také doba, která uplynula od posledního přecenění, je natolik dlouhá, že již nelze hovořit o reálné hodnotě majetku, protože hodnota majetku nebyla pravidelně zrealizována.

Na základě našich analýz jsme dospěli k jednoznačnému závěru, že již v průběhu IV. RO jsou hodnoty RAB distribučních společností podhodnoceny a je tak generován deficit v povoleném zisku. Tento fakt je také nutné vzít v úvahu a napravit při nastavování pravidel a parametrů regulace pro V. regulační období.

Z našich výpočtů vyplývá, že v celkovém majetku se podílí majetek pořízený po posledním přecenění ve výši cca 74 % v roce 2020 a jeho podíl na celkovém majetku dále poroste. Odhad pro rok 2025 je cca 88 %. Zůstatková hodnota v minulosti přeceněného majetku také již neodpovídá reálné hodnotě, protože od doby posledního přecenění v roce 2020 uplyne 12 let.

Vzhledem k daným možnostem, kterými jsou účetní evidence a regulační výkazy je možné provést analytické stanovení ZHA majetku pořízeného od roku 2006. Vyjdeme-li z aktivovaných investic v daném roce členěných podle typu zařízení dle regulačních výkazů a odpisových sazeb určenými ERÚ pro daný typ majetku/zařízení, je možné analyticky stanovit zůstatkovou hodnotu skupiny majetků aktivovaných od roku 2006. Takto analyticky stanovená zůstatková hodnota pak reprezentuje nominální (historickou) hodnotu majetku pořízeného od roku 2006 a je již v roce 2020 vyšší než hodnota RAB pro tento rok. Korektní hodnota RAB musí zahrnovat nejenom nové investice pořízené od roku 2006, ale také investice realizované do roku 2005 v nominální hodnotě.

Další podstatnou skutečností je, že ERÚ navrhuje oproti IV. RO výrazné snížení regulované míry výnosnosti. Ve variantě A je Úřadem navrhovaná nominální hodnota regulované míry výnosnosti ve výši 5,965 %, což představuje oproti hodnotě 7,951 % stanovené pro IV. RO pokles o téměř 25 %. V případě varianty B, která pracuje s nominální hodnotou regulované míry výnosnosti ve výši 6,54 %, se jedná o pokles o téměř 18 %. K zásadnímu poklesu výnosnosti aktiv ve výši téměř 13 % dochází i v případě porovnání varianty B s dlouhodobou průměrnou výnosností regulovaných aktiv v České republice, která je 7,487 % (průměrná hodnota za 16 let, tj. za roky 2005 až 2020). Za účelem snížení propadu v ziskovosti mezi regulačními obdobími a zamezení znehodnocení investic realizovaných v minulosti se nabízí využít právě dorovnání RAB na zůstatkovou hodnotu aktiv. Přepočet výchozí hodnoty RAB s vazbou na zachování ziskovosti byl již v české regulační praxi několikrát aplikován.

Aby došlo k naplnění Úřadem deklarovaných principů jako je stabilita a dlouhodobá udržitelnost, aby nedošlo ke znehodnocení investic a byly ochráněny oprávněné zájmy držitelů licencí (dle ustanovení § 17 odst. 4 energetického zákona), je potřeba se při nastavování pravidel a parametrů pro V. RO vypořádat s výše uvedenými problémy a skutečnostmi. Řešením je nastavit výchozí hodnotu RAB pro V. RO na úrovni plánované zůstatkové hodnoty aktiv pro rok 2020 (minimálně pro distribuční společnosti, které v minulosti významně investovaly/naplnily výše uvedené skutečnosti), což zajistí naplnění deklarovaných principů a zamezí znehodnocení již realizovaných investic. V průběhu regulačního období pak navrhujeme upravovat výchozí hodnotu RAB o plánované aktivované investice, plánované hodnoty vyřazeného majetku a plánované hodnoty odpisů. Plánované hodnoty budou s dvouletým zpožděním korigovány na skutečnost. Námi navrhovaný přístup k RABu má oporu v zahraniční praxi a je běžně používaným přístupem v regionu střední a západní Evropy.

Na závěr je potřeba uvést, že narovnání RAB na zůstatkovou hodnotu aktiv bylo na jednání ERÚ a ČSRES dne 17. července 2019 prezentováno zástupci Úřadu jako navrhovaná varianta ERÚ. Uvítali bychom zdůvodnění týkající se dlouhodobého přístupu ERÚ k nastavení RAB ve vazbě na zůstatkovou hodnotu aktiv.

Návrh na úpravu textu:

*Z důvodu ~~zachování kontinuity mezi regulačními obdobími~~ **naplnění deklarovaných principů jako je stabilita a dlouhodobá udržitelnost** je výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB₀“) pro V. regulační období stanovena ve výši plánované **zůstatkové** hodnoty ~~regulační báze~~ aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020.*

Výchozí hodnota regulační báze aktiv bude v jednotlivých letech V. regulačního období upravována hodnotami plánovaných aktivovaných investic, plánovaného vyřazeného majetku a plánovaných odpisů. ~~Na hodnotu plánovaných odpisů bude uplatněn koeficient přecenění stanovený jako podíl plánované hodnoty regulační báze aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku a plánované zůstatkové hodnoty aktiv v roce předcházejícím regulovanému roku. Jedná se o shodný postup, jaký byl uplatněn ve IV. regulačním období.~~ Tyto hodnoty budou s dvouletým zpožděním korigovány podle skutečných hodnot bez využití časové hodnoty peněz.

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

Připomínka ke kapitole 7.1.5.1. Zisk z nedokončených rozvojových investic (doplnění připomínky – žlutě podbarvený text)

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.

Harmonogram projednání nedokončených investic:

- do 15. dubna držitel licence zašle ERÚ k projednání seznam investičních projektů, u kterých žádá zohlednění v cenách nadcházejícího regulovaného roku, a které splňují výše uvedená pravidla,
- do 15. května ERÚ posoudí a vyjádří se k zaslaným investičním projektům navrhovaným na zohlednění v parametru „nedokončené investice“,
- do 31. května držitel licence odevzdá výkaz nedokončených investic.

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.

Mezi jeden z hlavních důvodů pro snížení limitu použití institutu nedokončených rozvojových investic považujeme samotný přístup k realizaci investičních akcí, kdy v rámci optimalizace výstavby a snížení realizačních cen dochází často u větších projektů k rozdělení zakázky/výběrových řízení na více částí (např. více úseků jednoho vedení, rozdělení rekonstrukce rozvodny na stavební práce a technologii atd.). Z hlediska finanční náročnosti akce a případného uvádění do majetku (aktivace) se prakticky nic nemění. Nicméně takováto významná investiční akce může být z důvodů etapizace/rozdělení charakterizována jako více projektů, které jednotlivě již nesplňují kritéria nedokončených rozvojových investic. Takovýto

postup (optimalizace a rozdělení výstavby na více celků a dodavatelů) snižuje nejen investiční náklady, ale ve svém výsledku i konečné ceny elektřiny pro zákazníky.

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 „*kteřé 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.

Požadujeme také výše uvedený harmonogram a postup sladit s návrhem novely vyhlášky o regulačním výkaznictví, který je momentálně v legislativním procesu.

Návrh na úpravu textu:

Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, ~~kteřé 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.

Požadujeme také sladit termíny a postup s připravovanou novelou vyhlášky o regulačním výkaznictví. Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.

Připomínka ke kapitole 7.1.6 Faktor trhu (doplnění připomínky – žlutě podbarvený text)

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 pojišťovnami, 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 krýt 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 krýt 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,
- **pilotní projekty a inovativní řešení (např. v rámci NAP SG),**
- 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, pilotními projekty a inovativními řešeními, 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 7.2.4. Míra výnosnosti (doplnění připomínky – žlutě podbarvený text)

Připomínka a zdůvodnění:

S ohledem na cíle ERÚ definované v Zásadách cenové regulace (kapitola 3.1., druhý odstavec, str. 7 a 8), kterými je mimo jiné podpora budoucích investic a zajištění zdrojů 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.

Aplikace bonusu k WACC může být podmíněna splněním dohodnutých podmínek týkajících se naplnění investičních programů společnosti v předem definovaných a odsouhlasených oblastech. Tyto oblasti mohou být definovány technicko-ekonomickými jednotkami vyplývajícími např. z programu NAP SG.

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. Uplatnění bonusu může být dále podmíněno splněním definovaných a mezi ERÚ a regulovaným subjektem odsouhlasených výkonnostních cílů.

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.