

Přehled připomínek a jejich vypořádání 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

Číslo připo minky	Subjekt	Zdroj připo minky	Bod Zásad	Připomínka	Návrh promítnutí	Odůvodnění	Vypořádání připomínky
1	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	Zveřejnění návrhu Zásad cenové regulace předcházelo téměř roční intenzivní jednání mezi regulovanými subjekty a ERÚ, na kterých obě strany vysvětlovaly své potřeby a vyjasňovaly si principy, na nichž mají být Zásady cenové regulace uplatněny. Na základě uskutečněných jednání prezentoval ERÚ regulovaným subjektům dne 17. července 2019 návrh parametrů regulace pro V. regulační období (dále také „RO“). Zveřejněný návrh Zásad cenové regulace se od prezentovaného návrhu parametrů zcela odlišuje v neprospěch regulovaných subjektů, některé navržené principy a parametry jsou nefunkční, celý návrh postrádá dlouhodobou koncepci, a tím ohrožuje zájmy regulovaných subjektů i zákazníků.	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	Vysvětleno Uváděné předběžné diskuze s vybranými účastníky trhu nelze považovat za jednání za účelem dosažení dohod v oblasti nastavení zásad cenové regulace. K diskuzím tohoto typu přistupuje ERÚ především s cílem získat informace o dopadech aktuálního nastavení regulačního rámce a variant jeho případných změn. Probíhala pracovní jednání a taková jednání a naznačené předběžné preference k určitým tématům nebylo možné považovat za konečné stanovisko úřadu, konečné principy zásad budou zveřejněny až ve finálním dokumentu Zásad cenové regulace.
2	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	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 hodnocení nastavených cílů a účinnost jednotlivých restriktivních a motivačních nástrojů.	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	Vysvětleno Výchozím předpokladům a strategickému rámci při tvorbě Zásad cenové regulace se ERÚ věnuje zejména v kapitolách 2 a 3 zveřejněného dokumentu. Vyhodnocení IV. regulačního období je uvedeno v kapitole 5. Konečné vyhodnocení celého IV. regulačního období bude možné udělat až po jeho ukončení. Základní premisou nicméně vždy bude takový postup, že primární předpoklady regulace definuje legislativa platná pro předmětné období. Tvorba takové strategie, která by znamenala vytyčení cílů ERÚ nad rámec jeho legislativního zmocnění, není možná. V souladu s legislativou ERÚ připravuje a konzultuje návrh Zásad cenové regulace, nikoli komplexní dlouhodobou strategii energetického sektoru.
3	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	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 uvedené strategie nenaplní. V návrhu Zásad cenové regulace chybí i zhodnocení dopadů na chování a činnosti regulovaných subjektů a celého energetického trhu.	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.	Odkazováno na text připomínky	Neakceptováno V otázce obecného hodnocení souladu Zásad cenové regulace se zveřejněnou strategií se ERÚ neztotožňuje s názorem předkladatele. Dílčí připomínky jsou vypořádány v odpovídajících bodech. Na základě kalkulací prováděných ERÚ je zhodnocení dopadů předkládaných Zásad cenové regulace uvedeno zejména v kapitole 18.
4	ČEZ Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	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.	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.	Odkazováno na text připomínky	Částečně akceptováno ERÚ se neztotožňuje s názorem předkladatele, že Zásady cenové regulace mají tvořit základní dokument, od kterého se následně odvíjí detailní postup upravený vyhláškou. Takový postup nebyl možný ani pro IV. regulační období a nepředpokládáme, že by byl takový postup možný pro V. regulační období, viz např. stanovisko LRV ze dne 22. 6. 2015 č. j. 03637-9/2015-ERU <i>“v energetickém zákoně stále chybí zákonná úprava, kterou by měla vyhláška provést a zákon (v duchu zmíněného nálezu) svou stručností nedává nutný základní rámec pro podzákonný předpis a vyhláška by měla upravit něco, pro co samotný zákon nestanoví žádné meze a co sám vůbec neupravuje”</i> . Zásady pro V. regulační období v tomto kontextu plynule navazují na strukturu a rozsah dokumentu, který byl použit v předchozím regulačním období. Dále není pravda, že návrh Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující zcela absentuje vymezení strategického rámce regulace, když obsahují samostatnou kapitolu, která se vymezení strategického rámce věnuje. Tato kapitola však bude na základě obdržených připomínek rozšířena.

5	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	Obecná připomínka ke struktuře a obsahu Zásad cenové regulace	<p>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“.</p> <p>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 násl. 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.</p> <p>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 obecných principů platných pro regulační období, a konkrétní způsob regulace cen včetně výpočetních postupů pro regulaci cen stanovil ERÚ prostřednictvím prováděcího právního předpisu.</p> <p>Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující, pro které nyní probíhá veřejný konzultační proces, jsou velmi rozsáhlé, avšak zcela absentuje vymezení strategického rámce regulace a cílů, jichž chce ERÚ prostřednictvím navržených regulačních postupů dosáhnout. Zásady cenové regulace by měl tvořit základní dokument pro ERÚ a regulované subjekty, od kterého by se mělo následně odvíjet i detailní zpracování postupů pro regulaci cen.</p>	Navrhujeme v rámci Zásad cenové regulace soustředit pozornost právě na strategický rámec regulace a cíle (viz výše uvedená obecná připomínka), jichž by mělo být dosaženo v elektroenergetice a v plynárenství, a to včetně odůvodnění navrhovaných opatření a postupů. Detailní postup stanovení regulovaných cen a tedy část Zásad, která obsahuje vzorce pro výpočet regulovaných cen, by měla být v souladu s § 98a odst. 3 zákona rozpracována v rámci vyhlášky (viz např. vyhláška č. 194/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství).	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>ERÚ se neztotožňuje s názorem předkladatele, že Zásady cenové regulace mají tvořit základní dokument, od kterého se následně odvíjí detailní postup upravený vyhláškou. Takový postup nebyl možný ani pro IV. regulační období a nepředpokládáme, že by byl takový postup možný pro V. regulační období, viz např. stanovisko LRV ze dne 22. 6. 2015 č. j. 03637-9/2015-ERU "<i>v energetickém zákoně stále chybí zákonná úprava, kterou by měla vyhláška provést a zákon (v duchu zmíněného nálezu) svou stručností nedává nutný základní rámec pro podzákonný předpis a vyhláška by měla upravit něco, pro co samotný zákon nestanoví žádné meze a co sám vůbec neupravuje</i>".</p> <p>Zásady pro V. regulační období v tomto kontextu plynule navazují na strukturu a rozsah dokumentu, který byl použit v předchozím regulačním období.</p> <p>Dále není pravda, že návrh Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující zcela absentuje vymezení strategického rámce regulace, když obsahuje samostatnou kapitolu, která se vymezení strategického rámce věnuje. Tato kapitola však bude na základě obdržených připomínek rozšířena.</p>
6	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	Obecná připomínka ke struktuře a obsahu Zásad cenové regulace	<p>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“.</p> <p>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 násl. 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.</p> <p>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 obecných principů platných pro regulační období, a konkrétní způsob regulace cen včetně výpočetních postupů pro regulaci cen stanovil ERÚ prostřednictvím prováděcího právního předpisu.</p> <p>Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující, pro které nyní probíhá veřejný konzultační proces, jsou velmi rozsáhlé, avšak zcela absentuje vymezení strategického rámce regulace a cílů, jichž chce ERÚ prostřednictvím navržených regulačních postupů dosáhnout. Zásady cenové regulace by měl tvořit základní dokument pro ERÚ a regulované subjekty, od kterého by se mělo následně odvíjet i detailní zpracování postupů pro regulaci cen.</p>	Navrhujeme v rámci Zásad cenové regulace soustředit pozornost právě na strategický rámec regulace a cíle (viz výše uvedená obecná připomínka), jichž by mělo být dosaženo v elektroenergetice a v plynárenství, a to včetně odůvodnění navrhovaných opatření a postupů. Detailní postup stanovení regulovaných cen a tedy část Zásad, která obsahuje vzorce pro výpočet regulovaných cen, by měla být v souladu s § 98a odst. 3 zákona rozpracována v rámci vyhlášky (viz např. vyhláška č. 194/2015 Sb. o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství).		<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>ERÚ se neztotožňuje s názorem předkladatele, že Zásady cenové regulace mají tvořit základní dokument, od kterého se následně odvíjí detailní postup upravený vyhláškou. Takový postup nebyl možný ani pro IV. regulační období a nepředpokládáme, že by byl takový postup možný pro V. regulační období, viz např. stanovisko LRV ze dne 22. 6. 2015 č. j. 03637-9/2015-ERU "<i>v energetickém zákoně stále chybí zákonná úprava, kterou by měla vyhláška provést a zákon (v duchu zmíněného nálezu) svou stručností nedává nutný základní rámec pro podzákonný předpis a vyhláška by měla upravit něco, pro co samotný zákon nestanoví žádné meze a co sám vůbec neupravuje</i>".</p> <p>Zásady pro V. regulační období v tomto kontextu plynule navazují na strukturu a rozsah dokumentu, který byl použit v předchozím regulačním období.</p> <p>Dále není pravda, že návrh Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující zcela absentuje vymezení strategického rámce regulace, když obsahuje samostatnou kapitolu, která se vymezení strategického rámce věnuje. Tato kapitola však bude na základě obdržených připomínek rozšířena.</p>
7	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	Připomínka k textu kapitoly 6.1.1. Vazba mezi IV. a V. regulačním obdobím	Žádáme o vypuštění výše uvedeně proklamace.	<p>Usilovat o úpravu legislativy v oblasti smluv o úrovni poskytovaných služeb (tzv. SLA smluv) tak, aby bylo Úřadu umožněno od určitě částky sehvalovat 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.</p>	<p>Připomínkováná proklamace naznačuje, že SLA smlouvy v rámci vertikálně integrovaného podnikatele nejsou důsledkem procesů standardního tržního prostředí a představují riziko odlivu finančních prostředků mimo držitele licence. Společnost Pražská plynárenská Distribuce, a.s. jakožto držitel licence na distribuci plynu a zároveň společnost, jenž se součástí vertikálně integrovaného plynárenského podnikatele se proti uvedenému tvrzení Úřadu vyhrazuje.</p> <p>K zamezení těchto rizik slouží zejména institut povinnosti péče řádného hospodáře, která tíží statutární orgány odpovídající mj. za uzavření smluv v rámci skupiny. Dále lze poukázat na daňovou legislativu, vnitroskupinové smlouvy podléhají režimu ověřování daňovým poradcem, který zjišťuje, zda při uzavírání těchto smluv dodržujeme principy převodových cen stanovené daňovou legislativou a směrnicí OECD.</p> <p>Jakýkoli jiný postup při stanovení a následně ověření ceny obvyklé by byl v rozporu se zákonem o daních z příjmů a Směrnicí OECD, které musí při své činnosti subjekty dodržovat.</p>	<u>Akceptováno</u>

8	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	<p>Podáním těchto připomínek chceme upozornit na závažné problémy obsažené v dokumentu zásady regulace a zahájit intenzivní diskusi s Energetickým regulačním úřadem (dále jen „Úřad“).</p> <p>Jako klíčové vnímáme tyto problémy regulační metodiky prezentované v zásadách regulace:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Významný pokles povolených výnosů, který ohrožuje finanční stabilitu regulovaných společností a jejich schopnost zajistit financování budoucích investic. • Tlak na snižování provozních nákladů bez odpovídající motivace k úsporám, který vede ke zhoršení podmínek pro zákazníky. 	Bez specifikace		<p>Vysvětleno</p> <p>Dílčí připomínky jsou vypořádány v odpovídajících bodech. Na základě kalkulací prováděných ERÚ je zhodnocení dopadů předkládaných zásad cenové regulace uvedeno zejména v kapitole 18. Základní principy cenové regulace zakotvené v § 19a odst. 1 jsou podle názoru ERÚ návrhem Zásad dodrženy.</p>
9	MND, a.s.	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	<p>Zásady cenové regulace by měly obsahovat jasnou deklaraci výrazné slevy na přepravu plynu do podzemních zásobníků plynu. Tato deklarace by pak měla být odražena v konkrétních postupech stanovené metodiky.</p>	Bez specifikace	<p>Ekonomika provozování podzemních zásobníků plynu je ohrožena nízkými zimo/letními spready, což je cena od které obchodníci odvíjejí cenu zásobníků, kterou jsou ochotni platit. Nízká ekonomika provozu PZP vede v některých zemích (například DE) k nevratnému postavení těchto zařízení mimo provoz. V ČR by k tomuto mohlo za určitých okolností také dojít. ČR by se tak zbavila části zabezpečení dodávek pro své zákazníky formou skladování na našem území, což by ve svém důsledku vedlo ke zdražení plynu pro konečného spotřebitele.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Energetický regulační úřad vydal dne 27. května 2019 Rozhodnutí podle článku 27 odst. 4 Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn (TAR NC), kde je v bodě 9.3.8. stanovena sleva na sazby pro podzemní zásobníky plynu ve výši 70 %. Výše slevy vychází z vyhodnocení přínosů zásobníků plynu na fungování přepravní soustavy. V Zásadách cenové regulace není výše slev pro tyto body specifikována z toho důvodu, že je řešena v jiném rozhodnutí. Pokud by v budoucnu došlo k přehodnocení přínosů nebo ke změně parametrů, které byly při nastavování slevy vzaty v úvahu, bylo by nutné revidovat a znovu vydat Rozhodnutí, kterým se implementovalo nařízení TAR NC.</p>
10	Solární asociace spolek	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	<p>Zaměřili jsme se na zhodnocení návrhu ERÚ jako celku a na indikaci možných dopadů na náš sektor. V kapitole 18. Předpokládaný vývoj parametrů regulačního vzorce jsou uvedeny v tabulce č. 23 předpokládané povolené výnosy pro jednotlivé společnosti a pro sektor jako celek. Z tabulky je evidentní, že návrhem ERÚ dochází k výraznému poklesu povolených výnosů celého sektoru mezi regulačními obdobími, a to o téměř 11 %. To je s největší pravděpodobností dáno zásadním poklesem WACC mezi regulačními obdobími z 7,951 % na 5,965 %.</p> <p>Zásadní pokles výnosů, resp. regulovaných cen mezi regulačními obdobími, je pro všechny uživatele soustav, zahrnující i potenciální provozovatele obnovitelných zdrojů energie z řad zákazníků, pozitivním signálem, avšak na druhou stranu máme vážné obavy, zda uživatelé soustav nebudou z této změny benefitovat pouze krátkodobě. Riziko spočívá v tom, že nastavená pravidla mohou zastavit či významným způsobem omezit rozvoj přenosové a distribučních sítí a uvádění nových služeb na trh, neboť provozovatelé soustav (přenosové a distribučních) nebudou motivováni k rozvoji těchto soustav. V konečném důsledku tak budou mít navržená pravidla regulace pro uživatele soustav negativní dopad. To se samozřejmě negativně projeví i v navazujících oborech, jako jsou výroba, instalace a servis moderních technologií v energetice, jakými jsou i bateriové systémy a solární panely.</p> <p>Pro rozvoj našeho sektoru je důležité, aby byly sítě dostatečně připraveny na připojení a provoz nových obnovitelných zdrojů. V tomto ohledu je potřeba zdůraznit, že následující období bude pro náš sektor naprosto zásadní, a to i s ohledem na plnění evropských a národních cílů pro oblast obnovitelných zdrojů energie. Pokud má Česká republika dostát svým závazkům v oblasti boje proti změně klimatu a v oblasti podpory obnovitelných zdrojů energie, musí vytvořit podmínky pro to, aby byly na tyto změny připravené i energetické sítě. Je nezbytné investovat v takových oblastech, jako je posílení soustav pro přenos a distribuci elektřiny, automatizace řízení soustav, dálkové ovládání, atd. Takové podmínky však podle našeho názoru předložený návrh nevytváří. Obáváme se, že předložený návrh není dostatečně proinvestiční a investoři budou směřovat své prostředky do jiných odvětví než do rozvoje elektroenergetických soustav.</p> <p>Žádáme proto, aby ERÚ v Zásadách cenové regulace zhodnotil dopady svého návrhu na všechny účastníky elektroenergetického trhu a vzal v úvahu i dopady na navazující obory. V návaznosti na to by měl ERÚ nastavit regulérní pravidla regulace, která zajistí rozvoj elektroenergetiky a plnění požadavků zákazníků, včetně rozvoje v oblasti obnovitelné energetiky a moderních energetických systémů.</p>	Bez specifikace		<p>Vysvětleno</p> <p>Dle názoru ERÚ pravidla regulace navržená v konzultovaném dokumentu nebrání rozvoji elektroenergetiky, včetně rozvoje v oblasti obnovitelné energetiky a moderních energetických systémů. Základní principy cenové regulace zakotvené v § 19a odst. 1 jsou podle názoru ERÚ návrhem Zásad dodrženy.</p> <p>Nicméně ERÚ vnímá relevantní připomínky ke konkrétním oblastem a parametrům regulace a konečné znění Zásad cenové regulace bude podle jednotlivých relevantních připomínek upraveno.</p> <p>Na základě kalkulací prováděných ERÚ bude zhodnocení dopadů konečného znění Zásad cenové regulace uvedeno zejména v kapitole 18 v obdobném rozsahu, jaký obsahoval návrh Zásad cenové regulace, který vstoupil do veřejného konzultačního procesu.</p>

11	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	Obecná připomínka	<p>Hospodářská komora ČR (dále jen „HK“) předkládá připomínky k návrhu Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující (dále jen „Zásady cenové regulace“), který považujeme za zcela zásadní dokument ovlivňující rozvoj sektorů elektroenergetiky a plynárenství v následujících minimálně pěti letech (v délce trvání V. regulačního období (dále též jen „V RO“) s dopadem na spotřebitele elektřiny a plynu, avšak i s významným dopadem za tento časový horizont. Klíčová role Zásad cenové regulace je pak promítnuta i do zákona č. 458/2000 Sb., zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), který stanovuje v § 19a odst. 9, že:</p> <p>„(9) Zásady cenové regulace stanoví postupy regulace cen související služby v elektroenergetice a související služby v plynárenství pro regulační období a způsob 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.“</p> <p>Energetický sektor prochází v posledních letech bezprecedentní transformací sektoru způsobenou zejména klimaticko-energetickými cíli EU podpořený rozvojem technologií. Mezi vlivy ovlivňující sektory elektroenergetiky a plynárenství lze řadit zejména:</p> <ul style="list-style-type: none">• Legislativní změny: schválení tzv. „Zimního balíčku“ a nutnost jeho implementace/adaptace do národní legislativy, cíle EU 2030 potažmo vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, akumulace a elektromobilita, energetická účinnost, a to včetně jejího vlivu na charakter spotřeby nebo úvahy o změně alternativního schématu na schéma (polo)obligatorní a samozřejmě i tlak na ochranu dat, vysokorychlostní internet atd.• Rozvoj nových technologií a trendů: decentralizace výroby elektřiny zejména z obnovitelných zdrojů energie (v řadě případů intermitentních), akumulace (a obecně skladování energie), elektromobilita, smart prvky včetně nutnosti rozhodnutí o instalaci inteligentního měření na hladině NN, data management apod.• Noví účastníci trhu/nové služby: Agregátoři (zejména nezávislí), zákazníci s vlastní výrobou (prosumers), demand side management resp. využívání flexibility uživatelů soustavy pro řízení soustavy a s tím související nutnost úpravy distribučních tarifů, non-frekvenční podpůrné služby (řízení napětí a jalových výkonů, ostrovní provoz atd.) aj. <p>Zvýšená potřeba obnovy a obměny sítí: Plynárenský sektor v ČR bude v následujících letech realizovat významný objem investic z důvodu zvýšené potřeby obnovy a obměny sítí k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti stárnoucích sítí vybudovaných v době masivní plynifikace v 90. letech.</p> <p>Lze důvodně očekávat, že adaptace na tyto trendy bude kapitálově náročná a je proto nezbytná pokud možno maximální efektivita vynakládání prostředků, které se následně promítnou do ceny energií, které zaplatí firmy i domácnosti. Zcela nezbytným krokem v kapitálově náročném odvětví (majetek provozovatelů soustav se pohybuje v součtu v řádu stovek miliard Kč, investice jsou potom dlouhodobé s nízkou likviditou majetku), které podléhá silné regulaci ze strany státu, a které má zcela zásadní strategický význam nejen z pohledu průmyslu, ale i každodenního života občanů, je zpracování dlouhodobé strategie a definování cílů, kterých má být dosaženo.</p> <p>V Zásadách cenové regulace pak prakticky zcela postrádáme představení záměru Energetického regulačního úřadu (dále též jen „ERÚ“), kterých chce v rámci své působnosti dosáhnout. Podle našeho názoru je i nezbytné, aby v Zásadách cenové regulace byly zohledněny a provázány i dlouhodobé strategické cíle státu v oblasti energetiky, tj. zejména Státní energetická koncepce, Vnitrostátní plán v oblasti energetiky a klimatu, Národní akční plán pro chytré sítě, Národní akční plán čisté mobility nebo např. Národní akční plán energetické účinnosti. Podle našeho názoru by měl ERÚ v Zásadách cenové regulace (popřípadě v jiném svém strategickém dokumentu) jednoznačně definovat jakých cílů v oblasti své působnosti chce dosáhnout a následně tomuto stavu přizpůsobovat regulačně-legislativní rámec, a to např. formou a způsobem cenové regulace nebo nastavením tarifní struktury.</p> <p>Jako ilustrativní příklad lze uvést kapitolu 9.1.1.3., která se týká managementu jalové energie.</p> <p>V první řadě by měl být uveden měřitelný cíl, kterého chce ERÚ v rámci regulačního období dosáhnout. Dále by měl být uveden přístup k managementu jalové energie a regulační nástroje, které ERÚ hodlá k plnění cíle využít. Dále by mělo být uvedeno, jak budou odpovídající potřebné nefrekvenční služby principiálně zajišťovány a oceňovány. Také by mělo být uvedeno, jak se bude v regulaci provozovatelů regionálních distribučních soustav pracovat se saldem nákladů na zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb a výnosů z poplatků za nedodržení účinniku atd.</p> <p>V současné podobě je kapitola jen obecnou proklamací, která nenaplnňuje účel zpracování Zásad cenové regulace.</p> <p>Jak již bylo výše uvedeno, energetika je kapitálově velmi náročný sektor a s rostoucí mírou nejistoty roste výše požadovaného výnosu kapitálu investora a naopak. Skokové negativní změny vývoje regulovaného prostředí nebo nepředvídatelné kroky regulační autority zvyšují míru rizika investice, což se významně projevuje na vůli investora investovat resp. na jeho požadavcích na výnosnost kapitálu. Tato skutečnost je pak dále významně prohloubena u dlouhodobých investic, u kterých je zcela zásadní dlouhodobá investiční stabilita a s ní úzce související výše nákladů na financování.</p> <p>Česká republika bude muset svůj energetický sektor transformovat a fakticky jej už dlouhodobě transformuje. Pro HK je zásadní požadavek, aby tato transformace přinášela co nejnižší dopad do cen, které spotřebitelé energií, tedy i členové HK, budou za jejich zajištění platit. Při prvotním pohledu do Zásad cenové regulace, se jeví, že tento požadavek byl naplněn (viz např. tabulka č. 23, resp. Tabulka č. 25). Z tabulky je evidentní, že návrhem ERÚ dochází k výraznému poklesu povolených výnosů celého sektoru mezi regulačními obdobími, a to o téměř 11 % v oblasti elektroenergetiky a více než 9 % v oblasti plynárenství.</p> <p>Zásadní pokles výnosů, resp. regulovaných cen mezi regulačními obdobími, je pro všechny uživatele soustav pozitivním signálem, avšak na druhou stranu máme vážné obavy, zda uživatelé soustav nebudou z této změny benefitovat pouze krátkodobě. Riziko spočívá v tom, že nastavená pravidla mohou zastavit či významným způsobem omezit obnovu a rozvoj přenosové, přepravní a distribučních sítí a uvádění nových služeb na trh, neboť provozovatelé soustav (přenosové, přepravní a distribučních) nebudou motivováni k rozvoji těchto soustav. Omezení finančních zdrojů a snížení objemu investičních prostředků může vést na technické úrovni ke stárnutí sítě a snížení bezpečnosti a spolehlivosti jejího provozu. V konečném důsledku tak budou mít navržená pravidla regulace pro uživatele soustav negativní dopad. To se samozřejmě negativně projeví i v navazujících oborech. V neposlední řadě bude i omezen potenciál ČR adaptovat se na transformaci energetiky a na místo plynulé a postupné „evoluce“ dojde v budoucnu k ekonomicky velmi nákladné „revoluci“ sektoru.</p> <p>Pro rozvoj podnikání je klíčové, aby byly sítě dostatečně připraveny na nové technologické trendy, jako je rozvoj obnovitelných zdrojů energie, resp. obecně decentralizace, elektromobilita a akumulace, změna struktury spotřeby i způsobu výroby elektřiny a současně, aby byla dlouhodobě zajištěna bezpečnost, stabilita a cenová dostupnost dodávek energie. V tomto ohledu je potřeba zdůraznit, že následující období bude naprosto zásadní, a to i s ohledem na plnění evropských a národních cílů. Pokud má Česká republika dostát svým závazkům zejména v oblasti boje proti změně klimatu, musí vytvořit podmínky pro to, aby byly na tyto změny připravené i energetické sítě. Je nezbytné investovat v takových oblastech, jako je posílení soustav pro přenos a distribuci elektřiny, automatizace řízení soustav, regulace napětí, dálkové ovládání, atd. Takové podmínky však podle našeho názoru předložený návrh nevytváří. Obáváme se, že předložený návrh není dostatečně proinvestiční ani motivační z pohledu optimalizace provozních nákladů. Investoři tak budou směřovat své prostředky do jiných odvětví než do rozvoje energetických soustav.</p> <p>Žádáme proto, aby ERÚ v Zásadách cenové regulace zhodnotil dopady svého návrhu na všechny účastníky energetického trhu a vzal v úvahu i dopady na navazující obory. V návaznosti na to by měl ERÚ nastavit regulérní pravidla regulace, která zajistí rozvoj energetiky a plnění požadavků zákazníků.</p> <p>Vzhledem ke stanoveným pravidlům veřejného konzultačního procesu (dále jen „VKP“) zasíláme v rámci prvního kola VKP za HK zejména koncepční připomínky k samotným principům Zásad cenové regulace. Předpokládáme, že na základě vysvětlení např. formou osobního jednání a objasnění těchto připomínek budou po ukončení prvního kola VKP případně v druhém kole VKP podány detailní připomínky k přílohové části Zásad cenové regulace. Současně není v řadě případů navrhován konkrétní textový návrh na promítnutí dané připomínky, neboť považujeme za klíčové nejprve vydiskutovat základní principy a cíle, kterých chce ERÚ docílit v průběhu V.RO, a až posléze navrhnout konkrétní text Zásad cenové regulace.</p> <p>Nad rámec výše uvedené komplexní obecné připomínky, zasíláme níže konkrétní připomínky, na kterých je patrné především výše uvedené riziko ohrožení stabilního investorského prostředí.</p>	Bez specifikace		<p>Vysvětleno</p> <p>ERÚ se neztotožňuje s obecně vyjádřenými obavami předkladatele ze snížení výnosů provozovatelů soustav, které dle jeho názoru mohou zastavit či významným způsobem omezit obnovu a rozvoj přenosové, přepravní a distribučních sítí a uvádění nových služeb na trh. Základní principy cenové regulace zakotvené v § 19a odst. 1 jsou podle názoru ERÚ návrhem Zásad dodrženy.</p> <p>Zároveň se ERÚ neztotožňuje s názorem předkladatele, že Zásady cenové regulace mají tvořit základní dokument, od kterého se následně odvíjí detailní postup upravený vyhláškou.</p> <p>ERÚ vnímá relevantní připomínky ke konkrétním oblastem a parametrům regulace a konečné znění Zásad cenové regulace bude podle jednotlivých relevantních připomínek upraveno.</p> <p>V souladu s legislativou ERÚ připravuje a konzultuje návrh Zásad cenové regulace, nikoli komplexní dlouhodobou strategii energetického sektoru.</p> <p>Na základě připomínek dojde k úpravě kapitoly 9.1.1.3., ve které budou zmíněny základní principy a nástroje managementu Q pro V. regulační období.</p> <p>Základní rámec spočívá v</p> <ul style="list-style-type: none">• uplatnění smluvních principů obstarávání jalových výkonů mezi účastníky trhu• nastavení tarifů s motivačním charakterem• reflektování zahraničních zkušeností• náklady managementu jaloviny jsou obecně ekonomicky oprávněnými náklady provozovatele příslušné soustavy. Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezi jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) se stanou součástí korekce povolených výnosů. <p>Součástí rozšířené textace je rovněž předpokládaný rozsah jalových výkonů v soustavách a základní harmonogram pro V. regulační období.</p> <p>Detailnímu rozpracování veškerých nově zavedených opatření pak bude dále věnován samostatný veřejný konzultační proces.</p>
----	-----------------------	-------------	-------------------	---	-----------------	--	---

12	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	Obecná zásadní připomínka	<p>Zásady cenové regulace považuje Svaz průmyslu a dopravy ČR za zcela zásadní dokument, který bude ovlivňovat rozvoj sektorů elektroenergetiky a plynárenství v následujících minimálně pěti letech (v délce trvání V. regulačního období (dále též jen „V.RO“)), avšak i s významným dopadem za tento časový horizont. Klíčová role Zásad cenové regulace je pak promítnuta i do zákona č. 458/2000 Sb., zákon o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), který stanovuje v § 19a odst. 9, že:</p> <p><i>„(9) Zásady cenové regulace stanoví postupy regulace cen související služby v elektroenergetice a související služby v plynárenství pro regulační období a způsob 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.“</i></p> <p>Energetický sektor prochází v posledních letech bezprecedentní transformací sektoru způsobenou zejména klimaticko-energetickými cíli EU podpořený rozvojem technologií.</p> <p>Mezi vlivy ovlivňující sektory elektroenergetiky a plynárenství lze řadit zejména:</p> <ul style="list-style-type: none">Legislativní změny: schválení tzv. „Zimního balíčku“ a nutnost jeho implementace/adaptace do národní legislativy, cíle EU 2030 potažmo vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu, akumulace a elektromobilita, energetická účinnost, a to včetně jejího vlivu na charakter spotřeby nebo úvahy o změně alternativního schématu na schéma (polo)obligatorní a samozřejmě i tlak na ochranu dat, vysokorychlostní internet atd.Rozvoj nových technologií a trendů: decentralizace výroby elektřiny zejména z obnovitelných zdrojů energie (v řadě případů intermitentních), akumulace (a obecně skladování energie), elektromobilita, smart prvky včetně nutnosti rozhodnutí o instalaci inteligentního měření na hladině NN, data management apod.Noví účastníci trhu/nové služby: Agregátoři (zejména nezávislí), zákazníci s vlastní výrobou (prosumers), demand side management resp. využívání flexibility uživatelů soustavy pro řízení soustavy a s tím související nutnost úpravy distribučních tarifů, non-frekvenční podpůrné služby (řízení napětí a jalových výkonů, ostrovní provoz atd.) aj.Zvýšená potřeba obnovy a obměny sítí: Plynárenský sektor v ČR bude v následujících letech realizovat významný objem investic z důvodu zvýšené potřeby obnovy a obměny sítí k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti stárnoucích sítí vybudovaných v době masivní plynofikace v 90. letech. <p>Lze důvodně očekávat, že adaptace na tyto trendy bude kapitálově náročná a je proto nezbytná pokud možno maximální efektivita vynakládání prostředků, které se následně promítnou do ceny energie, které zaplatí firmy i domácnosti. Zcela nezbytným krokem v kapitálově náročném odvětví (majetek provozovatelů soustav se pohybuje v součtu v řádu stovek miliard Kč, investice jsou pak dlouhodobé s nízkou likviditou majetku), které podléhá silné regulaci ze strany státu a které má zcela zásadní strategický význam nejen z pohledu průmyslu, ale i každodenního života občanů, je zpracování dlouhodobé strategie a definování cílů, kterých má být dosaženo.</p> <p>V Zásadách cenové regulace pak prakticky zcela postrádáme představení záměrů Energetického regulačního úřadu (dále též jen „ERÚ“), kterých chce v rámci své působnosti dosáhnout. Podle našeho názoru je i nezbytné, aby v Zásadách cenové regulace byly zohledněny a provázány i dlouhodobé strategické cíle státu v oblasti energetiky, tj. zejména Státní energetická koncepce, Vnitrostátní plán v oblasti energetiky a klimatu, Národní akční plán pro chytře sítě, Národní akční plán čisté mobility nebo např. Národní akční plán energetické účinnosti. Podle našeho názoru by měl ERÚ v Zásadách cenové regulace (popřípadě v jiném svém strategickém dokumentu) jednoznačně definovat, jakých cílů v oblasti své působnosti chce dosáhnout a následně tomuto stavu přizpůsobovat regulačně-legislativní rámec, a to např. formou a způsobem cenové regulace nebo nastavením tarifní struktury.</p> <p>Jako ilustrativní příklad lze uvést kapitolu 9.1.1.3., která se týká managementu jalové energie. V první řadě by měl být uveden měřitelný cíl, kterého chce ERÚ v rámci regulačního období dosáhnout. Dále by měl být uveden přístup k managementu jalové energie a regulační nástroje, které ERÚ hodlá k plnění cíle využít. Dále by mělo být uvedeno, jak budou odpovídající potřebné nefrekvenční služby principiálně zajišťovány a oceňovány. Také by mělo být uvedeno, jak se bude v regulaci provozovatelů regionálních distribučních soustav pracovat se saldem nákladů na zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb a výnosů z poplatků za nedodržení účinníku atd. V současně podobě je kapitola jen obecnou proklamací, která nenaplníuje účel zpracování Zásad cenové regulace.</p> <p>Jak již bylo výše uvedeno, energetika je kapitálově velmi náročný sektor a s rostoucí mírou nejistoty roste výše požadovaného výnosu kapitálu investora a naopak. Skokové negativní změny vývoje regulovaného prostředí nebo nepředvídatelné kroky regulační autority zvyšují míru rizika investice, což se významně projevuje na vůli investora investovat resp. na jeho požadavcích na výnosnost kapitálu. Tato skutečnost je pak dále významně prohloubena u dlouhodobých investic, u kterých je zcela zásadní dlouhodobá investiční stabilita a s ní úzce související výše nákladů na financování.</p> <p>Česká republika bude muset svůj energetický sektor transformovat a fakticky jej už dlouhodobě transformuje. Pro SP ČR je zásadní požadavek, aby tato transformace přinášela co nejnižší dopad do cen, které průmysl bude platit za zajištění energií. Při prvotním pohledu do Zásad cenové regulace, se jeví, že tento požadavek byl naplněn (viz např. tabulka č. 23, resp. tabulka 25). Z tabulky je evidentní, že návrhem ERÚ dochází k výraznému poklesu povolených výnosů celého sektoru mezi regulačními obdobími, a to o téměř 11 % v oblasti elektroenergetiky a více než 9% v oblasti plynárenství.</p> <p>Zásadní pokles výnosů, resp. regulovaných cen mezi regulačními obdobími, je pro všechny uživatele soustav pozitivním signálem, avšak na druhou stranu máme vážné obavy, zda uživatelé soustav nebudou z této změny benefitovat pouze krátkodobě. Riziko spočívá v tom, že nastavená pravidla mohou zastavit či významným způsobem omezit obnovu a rozvoj přenosové, přepravní a distribučních sítí a uvádění nových služeb na trh, neboť provozovatelé soustav (přenosové, přepravní a distribučních) nebudou motivováni k rozvoji těchto soustav. Omezení finančních zdrojů a snížení objemu investičních prostředků může vést na technické úrovni ke stárnutí sítě a snížení bezpečnosti a spolehlivosti jejího provozu. V konečném důsledku tak budou mít navržená pravidla regulace pro uživatele soustav negativní dopad. To se samozřejmě negativně projeví i v navazujících oborech. V neposlední řadě bude i omezen potenciál ČR adaptovat se na transformaci energetiky a na místo plynulé a postupné „evoluce“ dojde v budoucnu k ekonomicky velmi nákladné „revoluci“ sektoru.</p> <p>Pro rozvoj průmyslu v ČR (kdy ČR je jednou z nejvíce průmyslových zemí v rámci celé EU) je klíčové, aby byly sítě dostatečně připraveny na nové technologické trendy, jako je rozvoj obnovitelných zdrojů energie, resp. obecně decentralizace, elektromobilita a akumulace, změna struktury spotřeby i způsobu výroby elektřiny a současně, aby byla dlouhodobě zajištěna bezpečnost, stabilita a cenová dostupnost dodávek energie. V tomto ohledu je potřeba zdůraznit, že následující období bude naprosto zásadní, a to i s ohledem na plnění evropských a národních cílů. Pokud má Česká republika dostát svým závazkům zejména v oblasti boje proti změně klimatu, musí vytvořit podmínky pro to, aby byly na tyto změny připravené i energetické sítě. Je nezbytné investovat v takových oblastech, jako je posílení soustav pro přenos a distribuci elektřiny, automatizace řízení soustav, regulace napětí, dálkové ovládání, atd. Takové podmínky však podle našeho názoru předložený návrh nevytváří. Obáváme se, že předložený návrh není dostatečně proinvestiční ani motivační z pohledu optimalizace provozních nákladů. Investoři tak budou směřovat své prostředky do jiných odvětví než do rozvoje energetických soustav.</p> <p>Žádáme proto, aby ERÚ v Zásadách cenové regulace zhodnotil dopady svého návrhu na všechny účastníky energetického trhu a vzal v úvahu i dopady na navazující obory. V návaznosti na to by měl ERÚ nastavit regulérní pravidla regulace, která zajistí rozvoj energetiky a plnění požadavků zákazníků.</p> <p>Vzhledem ke stanoveným pravidlům veřejného konzultačního procesu (dále též jen „VKP“) zasíláme v rámci prvního kola VKP za SP ČR zejména koncepční připomínky k samotným principům Zásad cenové regulace. Předpokládáme, že na základě vysvětlení např. formou osobního jednání a objasnění těchto připomínek budou po ukončení prvního kola VKP případně v druhém kole VKP podány detailní připomínky k přílohové části Zásad cenové regulace. Současně není v řadě případů navrhován konkrétní textový návrh na promítnutí dané připomínky, neboť považujeme za klíčové nejprve vydiskutovat základní principy a cíle, kterých chce ERÚ docílit v průběhu V.RO, a až posléze navrhopvat konkrétní text Zásad cenové regulace.</p> <p>Nad rámec výše uvedené komplexní obecné připomínky, zasíláme níže konkrétní připomínky, na kterých je patrné především výše uvedené riziko ohrožení stabilního investorského prostředí.</p>	Bez specifikace		<p>Vysvětleno</p> <p>ERÚ se neztotožňuje s obecně vyjádřenými obavami předkladatele ze snížení výnosů provozovatelů soustav, které dle jeho názoru mohou zastavit či významným způsobem omezit obnovu a rozvoj přenosových, přepravních a distribučních sítí a uvádění nových služeb na trh. Základní principy cenové regulace zakotvené v § 19a odst. 1 jsou podle názoru ERÚ návrhem zásad dodrženy.</p> <p>Zároveň se ERÚ neztotožňuje s názorem předkladatele, že Zásady cenové regulace mají tvořit základní dokument, od kterého se následně odvíjí detailní postup upravený vyhláškou.</p> <p>ERÚ vnímá relevantní připomínky ke konkrétním oblastem a parametrům regulace a konečné znění Zásad cenové regulace bude podle jednotlivých relevantních připomínek upraveno.</p> <p>V souladu s legislativou ERÚ připravuje a konzultuje návrh Zásad cenové regulace, nikoli komplexní dlouhodobou strategii energetického sektoru.</p> <p>Na základě připomínek dojde k úpravě kapitoly 9.1.1.3., ve které budou zmíněny základní principy a nástroje managementu Q pro V. regulační období.</p> <p>Základní rámec spočívá v</p> <ul style="list-style-type: none">uplatnění smluvních principů obstarávání jalových výkonů mezi účastníky trhunastavení tarifů s motivačním charakteremreflektování zahraničních zkušenostínáklady managementu jaloviny jsou obecně ekonomicky oprávněnými náklady provozovatele příslušné soustavy. Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezi jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) se stanou součástí korekce povolených výnosů. <p>Součástí rozšířené textace je rovněž předpokládaný rozsah jalových výkonů v soustavách a základní harmonogram pro V. regulační období.</p> <p>Detailnímu rozpracování veškerých nově zavedených opatření pak bude dále věnován samostatný veřejný konzultační proces.</p>
----	----------------------------	-------------	---------------------------	--	-----------------	--	---

13	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	7.1.1.1. Povolené náklady (dále kapitola 6.1 posledn í odrážka na str. 21, nebo kapitola 17.2.3. popis koeficientu Kdsi)	Nespecifikováno	Navrhujeme upravit Zásady tak, aby regulované subjekty byly dlouhodobě motivované k dosahování finančních úspor, neboť dosažení těchto úspor se následně projeví v poklesu celkových povolených výnosů, které jsou v následujícím období promítnuty v regulovaných cenách pro zákazníky.	<p>ERÚ v kapitole 6.1. definuje hlavní principy regulace a konstatuje, že pro jejich dosažení je nutný arbitrární zásah v oblasti tzv. SLA smluv, což je zdůvodněno názorem ERÚ, že regulovaný subjekt není možné motivovat k dosažení finančních úspor, protože úspory realizované servisními organizacemi se transformují do zisků servisních organizací mimo držitele licence.</p> <p>S tímto názorem lze do určité míry souhlasit, ale rozhodně se s ním nelze zcela ztotožnit. V případě, že je regulovaný subjekt „odměněn“ za dosahování dlouhodobých úspor (za předpokladu, že těchto úspor není dosahováno za cenu snižování kvality poskytovaných služeb) a současně je nastavením pravidel regulace motivován k integraci tzv. „core činností“ (např. stanovení mzdového indexu v rámci eskalačního faktoru), tak sám úspor bude dosahovat. Z těchto úspor pak následně bude benefitovat zákazník, neboť dojde k poklesu výše povolených nákladů.</p> <p>ERÚ podle našeho názoru správně zavádí model klouzavého profit/loss sharingu, ale jeho parametrickým nastavením demotivuje subjekt k dosahování jakýchkoliv vlastních úspor a naopak podporuje „outsourcing“ a zajišťování poskytování služeb pomocí tzv. SLA smluv a efektů, které ERÚ popisuje v části 6.1.</p> <p>Uplatnění asymetrického loss/profit sharingu v nepoměru 25:75 povede ke snaze stabilizovat výši skutečných povolených nákladů přesně ve výši stanovené výše povolených nákladů resp. k dlouhodobému mírnému nárůstu výše skutečných nákladů. Odměna z dosažené úspory (pouze 25 %) na jejíž uplatnění je navíc aplikován faktor efektivity nevytváří dostatečný prostor pro dosahování dodatečných dlouhodobých úspor, které se následně pozitivně projeví v platbách zákazníků. V takto nastaveném modelu regulace pak lze předpokládat, že úspory mohou být dosahovány v zisku servisních organizací.</p> <p>V neposlední řadě pak ERÚ stanovil, že koeficient profit/loss sharingu za roky IV. regulačního období bude roven nule (kapitola 17.2.3.). Regulovaný subjekt tak nebude odměněn za dosahování úspor v minulosti a nebude proto ani motivován k pokračování tohoto trendu dosahování úspor v budoucnosti.</p> <p>Podle našeho názoru by měl být přístup ke stanovení velikosti povolených nákladů, který bude dlouhodobě motivační a výhodný jak pro zákazníka, tak regulovaný subjekt, vzhledem k výše uvedenému následující:</p> <p>I. Aplikace tzv. klouzavého loss/profit sharingu podle návrhu ERÚ (z pohledu vztaženého období).</p> <p>II. Úprava parametru z asymetrického modelu do modelu symetrického 50:50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt.</p> <p>III. Uplatnění koeficientu profit/loss sharingu i za roky IV. RO vstupující jako základ pro výchozí hodnotu nákladů pro další V. RO ve stejné výši 50:50</p> <p>IV. Neaplikovat faktor efektivity (minimálně na společnosti, které dlouhodobě spoří), neboť správně nastavený model profit/loss sharingu v sobě obsahuje dostatečnou motivaci pro regulovaný subjekt k dosahování dlouhodobých úspor.</p> <p>Výsledkem podle našeho názoru motivačně a systémově nastavené regulace bude:</p> <ul style="list-style-type: none">• Motivace pro regulované subjekty k dosahování dlouhodobých úspor, ze kterých benefituje jak zákazník, tak samotný regulovaný subjekt.• Zvýšené náklady vyvolané změnou trhu (zejména dopady implementace změny legislativy vyvolané výše popsánymi vlivy) dostane regulovaný subjekt zaplacený, což umožní snížit vliv aplikace faktoru trhu, který aby byl uplatněn pouze pro pokrytí mimořádných událostí.• Nastavení dlouhodobě udržitelného modelu regulace v oblasti povolených nákladů.	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ se ztotožňuje s názorem předkladatele, že účelový "outsourcing" prostřednictvím SLA uváděného typu je nežádoucí.</p> <p>Dle názoru ERÚ je současné nastavení modelu regulace v oblasti povolených nákladů pro regulované subjekty dostatečně motivační k dosahování dlouhodobých úspor. S ohledem na připomínky i jiných subjektů ERÚ akceptuje připomínku a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, nicméně pouze za období počínaje rokem 2021. V metodice pro V. regulační období bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
----	---	----------------	---	-----------------	--	--	--

14	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	<p>K oblasti stanovení povolených nákladů (např. kapitola 7.1.1. nebo kapitoly 17.2.1., 17.2.2., 17.2.3., 17.3.1. a 17.3.2., popis koeficientu K_{777}) - profit/loss sharing</p>	<p>Kapitola 7.1.1. (zejména část)</p> <p>„Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady 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 75:25 mezi držitelem licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru 25:75 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.“</p> <p>kapitola 17.2.1. popis koeficientu K_{psi}</p> <p>„k_{psi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,“</p> <p>kapitola 17.2.2. popis koeficientu K_{ssi}</p> <p>„k_{ssi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,“</p> <p>kapitola 17.2.3. popis koeficientu K_{dsi}</p> <p>„k_{dsi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,“</p> <p>kapitola 17.3.1. popis koeficientu K_{pppsi}</p> <p>“$kpppsi$ [-] je koeficient profit/loss sharingu; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období je roven nule,“</p> <p>kapitola 17.3.2. popis koeficientu K_{dpppsi}</p> <p>“$kdppsi$ [-] je koeficient profit/loss sharingu; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období je roven nule,“</p>	<p>Navrhujeme upravit Zásady cenové regulace tak, aby regulované subjekty byly dlouhodobě motivované k dosahování finančních úspor a optimalizaci své činnosti (při zajištění standardu poskytovaných služeb), neboť dosažení těchto úspor se následně projeví v poklesu celkových povolených výnosů, které jsou v následujícím období promítnuty v regulovaných cenách pro zákazníky</p>	<p>ERÚ podle našeho názoru správně zavádí model klouzavého profit/loss sharingu, ale jeho parametrickým nastavením demotivuje subjekty k dosahování jakýchkoliv vlastních úspor.</p> <p>Uplatnění asymetrického loss/profit sharingu v nepoměru 25:75 povede ke snaze stabilizovat vyšší skutečných povolených nákladů přesně ve výši stanovené výše povolených nákladů resp. k dlouhodobému mírnému nárůstu výše skutečných nákladů. Odměna z dosažené úspory (pouze 25 %) na jejíž uplatnění je navíc aplikován faktor efektivity nevytváří dostatečný prostor pro dosahování dodatečných dlouhodobých úspor, které se následně pozitivně projeví v platbách zákazníků.</p> <p>V neposlední řadě pak ERÚ stanovil, že koeficient profit/loss sharingu za roky IV. regulačního období bude roven nule (kapitola 17.2.3.). Regulovaný subjekt tak nebude odměněn za dosahování úspor v minulosti a nebude proto ani motivován k pokračování tohoto trendu dosahování úspor v budoucnosti.</p> <p>Podle našeho názoru by měl být přístup ke stanovení velikosti povolených nákladů, který bude dlouhodobě motivační a výhodný jak pro zákazníka, tak regulovaný subjekt, vzhledem k výše uvedenému následující: I. Aplikace tzv. klouzavého loss/profit sharingu podle návrhu ERÚ (z pohledu vztaženého období). II. Úprava parametru z asymetrického modelu do modelu symetrického 50:50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt.</p> <p>III. Uplatnění profit/loss sharingu i za roky IV. RO, které vstupují jako základ pro výchozí hodnotu nákladů pro další V. RO ve stejné výši 50:50 a to pro subjekty, které mají povolené náklady vyšší než nebo rovné skutečným nákladům. Pro subjekty, které mají skutečné náklady vyšší než povolené v daném roce IV. RO, a tyto náklady budou shledány jako ekonomicky oprávněné náklady regulovaného subjektu, budou do výpočtu povolených nákladů vstupovat pouze skutečné náklady bez uplatnění profit/loss sharingu.</p> <p>IV. Neaplikovat faktor efektivity, neboť správně nastavený model profit/loss sharingu v sobě obsahuje dostatečnou motivaci pro regulovaný subjekt k dosahování dlouhodobých úspor.</p> <p>Výsledkem podle našeho názoru motivačně a systémově nastavené regulace bude:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Motivace pro regulované subjekty k dosahování dlouhodobých úspor, ze kterých benefituje jak zákazník, tak samotný regulovaný subjekt. • Zvýšené náklady vyvolané změnou trhu (zejména dopady implementace změny legislativy vyvolané výše popsánymi vlivy) dostane regulovaný subjekt zaplacen, což umožní snížit vliv aplikace faktoru trhu, který by byl uplatněn pouze pro pokrytí mimořádných událostí. • Nastavení dlouhodobě udržitelného modelu regulace v oblasti povolených nákladů. 	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>ERÚ akceptuje připomínku a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, nicméně pouze za období počínaje rokem 2021. V metodice pro V. regulační období bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společností s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
15	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	<p>K oblasti stanovení povolených nákladů (např. kapitola 7.1.1. nebo kapitoly 17.2.1., 17.2.2., 17.2.3., 17.3.1. a 17.3.2., popis koeficientu K_{777})</p>	<p>Kapitola 7.1.1. (zejména část)</p> <p>„Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady 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 75:25 mezi držitelem licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru 25:75 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.“</p> <p>kapitola 17.2.1. popis koeficientu K_{psi}</p> <p>„k_{psi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,“</p> <p>kapitola 17.2.2. popis koeficientu K_{ssi}</p> <p>„k_{ssi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,“</p> <p>kapitola 17.2.3. popis koeficientu K_{dsi}</p> <p>„k_{dsi} [-] je koeficient profit/loss sharingu, který je pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období roven nule,“</p> <p>kapitola 17.3.1. popis koeficientu K_{pppsi}</p> <p>“$kpppsi$ [-] je koeficient profit/loss sharingu; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období je roven nule,“</p> <p>kapitola 17.3.2. popis koeficientu K_{dpppsi}</p> <p>“$kdppsi$ [-] je koeficient profit/loss sharingu; pro porovnání povolených a skutečných nákladů za roky IV. regulačního období je roven nule,“</p>	<p>Navrhujeme upravit Zásady cenové regulace tak, aby regulované subjekty byly dlouhodobě motivované k dosahování finančních úspor a optimalizaci své činnosti (při zajištění standardu poskytovaných služeb), neboť dosažení těchto úspor se následně projeví v poklesu celkových povolených výnosů, které jsou v následujícím období promítnuty v regulovaných cenách pro zákazníky.</p>	<p>ERÚ podle našeho názoru správně zavádí model klouzavého profit/loss sharingu, ale jeho parametrickým nastavením demotivuje subjekty k dosahování jakýchkoliv vlastních úspor.</p> <p>Uplatnění asymetrického loss/profit sharingu v nepoměru 25:75 povede ke snaze stabilizovat vyšší skutečných povolených nákladů přesně ve výši stanovené výše povolených nákladů resp. k dlouhodobému mírnému nárůstu výše skutečných nákladů. Odměna z dosažené úspory (pouze 25 %) na jejíž uplatnění je navíc aplikován faktor efektivity nevytváří dostatečný prostor pro dosahování dodatečných dlouhodobých úspor, které se následně pozitivně projeví v platbách zákazníků.</p> <p>V neposlední řadě pak ERÚ stanovil, že koeficient profit/loss sharingu za roky IV. regulačního období bude roven nule (kapitola 17.2.3.). Regulovaný subjekt tak nebude odměněn za dosahování úspor v minulosti a nebude proto ani motivován k pokračování tohoto trendu dosahování úspor v budoucnosti.</p> <p>Podle našeho názoru by měl být přístup ke stanovení velikosti povolených nákladů, který bude dlouhodobě motivační a výhodný jak pro zákazníka, tak regulovaný subjekt, vzhledem k výše uvedenému následující:</p> <ol style="list-style-type: none"> Aplikace tzv. klouzavého loss/profit sharingu podle návrhu ERÚ (z pohledu vztaženého období). Úprava parametru z asymetrického modelu do modelu symetrického 50:50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt. Uplatnění profit/loss sharingu i za roky IV.RO, které vstupují jako základ pro výchozí hodnotu nákladů pro další V. RO ve stejné výši 50:50 a to pro subjekty, které mají povolené náklady vyšší než rovné skutečným nákladům. Pro subjekty, které mají skutečné náklady vyšší než povolené v daném roce IV. RO, a tyto náklady budou shledány jako ekonomicky oprávněné náklady regulovaného subjektu, budou do výpočtu povolených nákladů vstupovat pouze skutečné náklady bez uplatnění profit/loss sharing <p>Neaplikovat faktor efektivity, neboť správně nastavený model profit/loss sharingu v sobě obsahuje dostatečnou motivaci pro regulovaný subjekt k dosahování dlouhodobých úspor.</p> <p>Výsledkem podle našeho názoru motivačně a systémově nastavené regulace bude:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Motivace pro regulované subjekty k dosahování dlouhodobých úspor, ze kterých benefituje jak zákazník, tak samotný regulovaný subjekt. • Zvýšené náklady vyvolané změnou trhu (zejména dopady implementace změny legislativy vyvolané výše popsánymi vlivy) dostane regulovaný subjekt zaplacen, což umožní snížit vliv aplikace faktoru trhu, který by byl uplatněn pouze pro pokrytí mimořádných událostí. <p>Nastavení dlouhodobě udržitelného modelu regulace v oblasti povolených nákladů.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Dle názoru ERÚ je současně nastavení modelu regulace v oblasti povolených nákladů pro regulované subjekty dostatečně motivační k dosahování dlouhodobých úspor. S ohledem na připomínky i jiných subjektů ERÚ akceptuje připomínku a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, nicméně pouze za období počínaje rokem 2021. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>V metodice pro V. RO bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společností s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>

16	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Oceňujeme snahu ERÚ o zavedení nového a moderního prvku do výpočtu povolených nákladů, kterým profit/loss sharingu 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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. Nastavení sdílení úspor/ztráty v poměru 50 : 50 bylo ze strany zástupců ERÚ prezentováno i na jednání Rady ERÚ a ČSRES dne 17. července 2019, kde zástupci ERÚ představovali „Rámcový návrh zásad cenové regulace na období 2021–2025“. Uvítali bychom zdůvodnění změny přístupu ERÚ, který zjevně zcela omezil funkčnost profit/loss sharingu jak z pohledu motivace k úsporám, tak i reálného rozložení nákladů v čase.</p> <p>Jsme si vědomi toho, že je také nutné korektně navrhnout přechod mezi periodami při změně metody stanovení povolených nákladů. Nebylo by správné automaticky požadovat aplikaci profit/loss sharingu v poměru 50 : 50 také na skutečné a povolené náklady za roky 2017 až 2020. Nicméně se domníváme, že by ERÚ měl vzít v potaz také úspory ze IV. regulačního období tak, aby zachoval motivaci regulovaných subjektů možné úspory dále hledat.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 držitele licence a zákazníky. V případě překročení povolených nákladů se uplatní loss sharing v poměru 750 : 250 mezi držitele licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru 250 : 750 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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Dle názoru ERÚ je současné nastavení modelu regulace v oblasti povolených nákladů pro regulované subjekty dostatečně motivační k dosahování dlouhodobých úspor. S ohledem na připomínky i jiných subjektů ERÚ akceptuje připomínku a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, nicméně pouze za období počínaje rokem 2021. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>V metodice pro V. RO bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společností s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
----	--	----------------	-------------------------------	---	--	-------------------------------	--

17	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	<div>7.1.1. Povolené náklady</div> <p>Oceňujeme snahu ERÚ o zavedení nového a moderního prvku do výpočtu povolených nákladů, kterým profit/loss sharing bezesporu je. Nespornými výhodami profit/loss sharingu jsou: motivace regulovaných subjektů k dosahování úspor, pružná reakce na aktuální vývoj nákladů regulovaných subjektů v průběhu regulačního období a omezení možností spekulativního čerpání nákladů v obdobích, ze kterých by se podle dosavadní metodiky stanovovaly povolené náklady na celé regulační období.</p> <p>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 ERÚ zcela jednoznačně nebude regulované subjekty motivovat k úsporám. Souhlasíme s názorem ERÚ, že „stanovení povolených nákladů jako klouzavý 3letý průměr snižuje pravděpodobnost krytí 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 mil. Kč v období 2021–2025 a v období 2021–2030 dokonce k odebrání 11 mil. Kč.</p> <p>Z výše uvedených příkladů vyplývá, že nastavení profit/loss sharingu dle ERÚ je paradoxně demotivující k úsporám, což bude negativně vnímáno ostatními účastníky trhu, především koncovými zákazníky, a rozhodně nebude korektně reagovat na očekávané nové společenské a technologické změny, a s tím spojené změny v nákladech.</p> <p>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.</p> <p>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 dostatečné pokrytí skutečných nákladů v průběhu regulačního období. Zároveň tento poměr přispěje i k omezení využívání faktoru trhu. Nastavení sdílení úspor/ztráty v poměru 50 : 50 bylo ze strany zástupců ERÚ prezentováno i na jednání Rady ERÚ a ČSRES dne 17. července 2019, kde zástupci ERÚ představovali „Rámcový návrh zásad cenové regulace na období 2021–2025“.</p> <p>Jsme si vědomi toho, že je také nutné korektně navrhnout přechod mezi periodami při změně metody stanovení povolených nákladů. Nebylo by správné automaticky požadovat aplikaci profit/loss sharingu v poměru 50 : 50 také na skutečné a povolené náklady za roky 2017 až 2020. Nicméně se domníváme, že by ERÚ měl vzít v potaz také úspory ze IV. regulačního období, ze kterých budou v V.RO profitovat všichni koncoví zákazníci, s cílem zachování motivace regulovaných subjektů možné úspory dále hledat. Současný návrh nastavuje nerovné podmínky a je metodicky nesprávný.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 držitele licence a zákazníky. V případě překročení povolených nákladů se uplatní loss sharing v poměru 750 : 250 mezi držitele licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, použije se profit sharing v poměru 250 : 750 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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	<p>Odkazováno na text připomínky</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Dle názoru ERÚ je současné nastavení modelu regulace v oblasti povolených nákladů pro regulované subjekty dostatečně motivační k dosahování dlouhodobých úspor. S ohledem na připomínky i jiných subjektů ERÚ akceptuje připomínku a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, nicméně pouze za období počínaje rokem 2021. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>V metodice pro V. RO bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
----	-----------------------	-------------	---	--	--------------------------------------	---

18	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	<div>7.1.1. Povolené náklady</div> <p>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.</p> <p>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 efektivita a časové hodnoty peněz.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 efektivita 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.</p> <p>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 efektivita. Konkrétní připomínky k faktoru efektivita jsou uvedeny níže, viz připomínka ke kapitole 7.2.2.</p>	<p>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.</p> <p>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 efektivita (bod 7.2.2).a faktorem efektivita (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 efektivita.a faktorem efektivita.</p> <p>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 efektivita.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	<p>Odkazováno na text připomínky</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Dle názoru ERÚ je současné nastavení modelu regulace v oblasti povolených nákladů pro regulované subjekty dostatečně motivační k dosahování dlouhodobých úspor. S ohledem na připomínky i jiných subjektů ERÚ akceptuje připomínku a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, nicméně pouze za období počínaje rokem 2021. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>V metodice pro V. RO bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivita. Faktor efektivita je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivita je upravena na výši 0,511 %. Pro společnost s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
----	------------	-------------	---	--	--------------------------------------	---

19	ČEZ Distribuce, a.s. PRĚdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Výše zmiňovaná Metodika 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.</p> <p>Převážná většina připomínek byla paušálně odmítnuta bez dostatečně kvalifikovaného zdůvodnění a s využitím tendenčních a účelových konstrukcí a vysvětlení. 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:</p> <p>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</p> <p>„NEAKCEPTOVÁNO</p> <p>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.“</p> <p>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.</p> <p>Dalším příkladem je způsob vypořádání připomínek uvedených pod č. 10, 31, 45, 64. Jedná se o fakt, že ustanovení § 25 odst. (11) písm. h) energetického zákona ukládá provozovatelům distribučních soustav povinnost „zajišťovat propagaci energetických služeb a jejich nabídky zákazníkům za konkurenceschopné ceny energetických služeb,“ ovšem podle návrhu Metodiky nemají být náklady na zajištění této povinnosti oprávněnými náklady. V rámci odůvodnění neakceptace připomínky Energetický regulační úřad např. spekuluje, že se nejedná o služby distribuční soustavy, ale „službu, která má za cíl zvýšit energetickou účinnost. Jedná se o služby jako je např. instalace a výměna kotle, úsporné žárovky, zateplení budov apod.“ S takovou konstrukcí nelze v žádném případě souhlasit, protože by v důsledku znamenala, že provozovatelé distribučních soustav mají za povinnost propagovat poskytování služeb, které poskytovat nemusí a v rámci licencované činnosti v podstatě ani nemohou. Samotná představa, že stát nařizuje regulovaným subjektům nějakou povinnost a nechce uznat náklady na zajištění této povinnosti v regulovaných cenách, je absurdní. Chápeme samozřejmě, že povinnost propagace služeb v rámci činnosti podléhající regulaci může být diskutabilní, ale jsme přesvědčeni, že by platná zákonná úprava měla být respektována nebo změněna.</p> <p>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 cíleně vyhýbá.</p> <p>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. Náš návrh je bohužel soustavně ze strany ERÚ odmítán z pro nás nepochopitelných důvodů, a přitom negeneruje významně odlišné výsledky.</p>	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	<u>Částečně akceptováno</u>
				Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.			
				Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.			

11

20	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>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:</p> <p>„NEAKCEPTOVÁNO</p> <p>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.“</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>
----	------------	-------------	-------------------------	---	-----------------	-------------------------------	---

21	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Výše zmiňovaná Metodika ekonomicky oprávněných nákladů sice nedávno prošla samostatným veřejným konzultačním procesem (dále jen „VKP“), nicméně připomínky byly převážně odmítnuty, většinou se zcela nedostatečným a tendenčním odůvodněním a zároveň nebyly dodrženy legislativou stanovené lhůty pro jejich vypořádání.</p> <p>Dne 10. 5. 2019 byl v rámci VKP na internetových stránkách ERÚ zveřejněn návrh Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství (dále jen „Metodika“). K tomuto návrhu jsme podali ve stanoveném termínu připomínky, námítky a také konstruktivní návrhy. ERÚ tyto připomínky vypořádal a jejich vypořádání zveřejnil zcela určitě po 15. 7., tedy více než 15 dnů po zákonem stanoveném termínu. Následně ERÚ přiznal, že některé dotčené osoby nemohly podat své připomínky k Metodice v rámci VKP z důvodu technických problémů e-mailové adresy pro zaslání připomínek. K opětovnému zveřejnění VKP došlo dne 26.7. a ke dni 17.10. stále nebyly připomínky vypořádány, což je již měsíc po zákonem stanoveném termínu (do 30 dnů od termínu stanoveného pro připomínky, kterým bylo 16.8.). Nedodržení zákonem stanovených termínů ale rozhodně nepovažujeme za zásadní závadu celého procesu. Tou je podle našeho názoru způsob vypořádání připomínek, z nichž převážná většina byla paušálně odmítnuta bez dostatečně kvalifikovaného zdůvodnění a s využitím tendenčních a účelových konstrukcí a vysvětlení. 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:</p> <p>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 např. pod č. 1, 39 a 55 a jejich vypořádání je provedeno prakticky stejným textem: „NEAKCEPTOVÁNO</p> <p>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), týkající 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 zákonně úpravě neodpovídá, resp. v čem je nepředvídatelná či se odlišuje od postupu v obdobných případech. Z výše uvedených důvodů považuje ERÚ námítku za nedůvodnou a nelze ji ani konkrétněji vypořádat.“</p> <p>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 jak 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 ani tento zákon neobsahuje možnost či zmocnění k určování obsahu ekonomicky oprávněných nákladů. Takovou možnost neobsahují ani související předpisy jako např. vyhláška č. 195/2015 Sb. o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství, 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 zákonně 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.</p> <p>Dalším příkladem je způsob vypořádání připomínek uvedených pod č. 10, 31, 45, 64. Jde o to, že Energetický zákon ukládá ustanovením §25 odst. (11) písm. h) a §59 odst. (8) písm. y) provozovatelům distribučních soustav, povinnost „zajišťovat propagaci energetických služeb a jejich nabídky zákazníkům za konkurenceschopné ceny energetických služeb,“ a podle návrhu metodiky nemají být náklady na zajištění této povinnosti oprávněnými náklady. V rámci odůvodnění neakceptování ERÚ např. spekuluje, že se nejedná o služby distribuční soustavy, ale „službu, která má za cíl zvýšit energetickou účinnost. Jedná se o služby jako je např. instalace a výměna kotle, úsporné žárovky, zateplení budov apod.“ S takovou konstrukcí nelze v žádném případě souhlasit, protože by v důsledku znamenala, že provozovatelé distribučních soustav mají za povinnost propagovat poskytování služeb, které poskytovat nemusí a v rámci licencované činnosti ani nemohou. Samotná představa, že stát nařizuje regulovaným subjektům nějakou povinnost a nechce uznat náklady na zajištění této povinnosti v regulovaných cenách, je absurdní. Přitom existuje závazek ČR vůči EU v oblasti energetické účinnosti definovaný na základě požadavku směrnice Evropského parlamentu a Rady 2012/27/EU o energetické účinnosti (EED). Krom toho požadavek na marketingovou podporu zvyšování energetické účinnosti byl regulovaným subjektům sdělen přímo ministrem průmyslu a obchodu. Chápeme samozřejmě, že povinnost propagace služeb v rámci činnosti podléhající regulaci může být diskutabilní, ale jsme přesvědčeni, že by platná zákonná úprava měla být respektována, nebo změněna.</p> <p>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 určit 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 ERÚ se zamítnutím této připomínky patřičnému zdůvodnění vyhýbá.</p> <p>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 tedy by měly být v těchto příjmech, resp. cenách zahrnuty. Tento základ by mohl být rozšířen o některé specifické přesně definované druhy nákladů, které nejsou potřebné pro výkon licencované činnosti. Podle našeho názoru je takový postup daleko lepší a zejména efektivnější z hlediska klasifikace, evidence, vykazování a kontroly. Náš návrh je bohužel soustavně ze strany ERÚ odmítán z pro nás nepochopitelných důvodů, a přitom negeneruje významně odlišné výsledky. Jsme přesvědčeni, že tímto postupem by mohlo dojít ke shodě na jasných pravidlech, které by do budoucna eliminovaly potenciální spory.</p>	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Primý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>
----	-----------------------	-------------	-------------------------	---	-----------------	-------------------------------	---

22	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	<p>7.1.1. Povolené náklady - oprávněné náklady</p> <p>Výše zmiňovaná Metodika ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti (dále jen „Metodika ekonomicky oprávněných nákladů“ nebo „Metodika“) sice nedávno prošla samostatným veřejným konzultačním procesem, nicméně připomínky byly převážně odmítnuty, většinou se zcela nedostatečným odůvodněním.</p> <p>Převážná většina připomínek byla paušálně odmítnuta bez dostatečně kvalifikovaného zdůvodnění a s využitím tendenčních a účelových konstrukcí a vysvětlení. 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.</p> <p>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 řadou připomínkujících subjektů, a lze ji ve zveřejněném vypořádání najít pod č. 1, 39 a 55. Vypořádání je provedeno prakticky stejným textem:</p> <p>„NEAKCEPTOVÁNO</p> <p>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), týkající 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 zákonně 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.“</p> <p>Dalším příkladem je způsob vypořádání připomínek uvedených pod č. 10, 31, 45, 64. Jedná se o fakt, že ustanovení § 25 odst. 11 písm. h) a § 59 odst. 8 písm. y) energetického zákona ukládá provozovatelům distribučních soustav povinnost „zajišťovat propagaci energetických služeb a jejich nabídky zákazníkům za konkurenceschopné ceny energetických služeb,“ ovšem podle návrhu Metodiky nemají být náklady na zajištění této povinnosti oprávněnými náklady. V rámci odůvodnění neakceptace připomínky Energetický regulační úřad např. spekuluje, že se nejedná o služby distribuční soustavy, ale „službu, která má za cíl zvýšit energetickou účinnost. Jedná se o služby jako je např. instalace a výměna kotle, úsporné žárovky, zateplení budov apod.“ S takovou konstrukcí nelze v žádném případě souhlasit, protože by v důsledku znamenala, že provozovatelé distribučních soustav mají za povinnost propagovat poskytování služeb, které poskytovat nemusí a v rámci licencované činnosti v podstatě ani nemohou. Samotná představa, že stát nařizuje regulovaným subjektům nějakou povinnost a nechce uznat náklady na zajištění této povinnosti v regulovaných cenách, je absurdní. Chápeme samozřejmě, že povinnost propagace služeb v rámci činnosti podléhající regulaci může být diskutabilní, ale jsme přesvědčeni, že by platná zákonná úprava, která navíc vychází především ze strategických cílů České republiky v oblasti energetiky a ochrany klimatu (viz úvodní kapitola těchto připomínek) měla být ze strany ERÚ respektována.</p> <p>Připomínka se také týká reálné praxe ERÚ, který v posledních letech namísto nákladových kontrol podle 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 nepřipustné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí.</p>	<p>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 a strategické cíle České republiky v oblasti energetiky a ochrany klimatu 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. Navrhované úpravy výše uvedeného textu je nutné zohlednit také v kapitole 6.1.1. Zásad cenové regulace.</p>	<p>Odkazováno na text připomínky</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Primý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>
----	-----------------------	-------------	---	---	--------------------------------------	---

23	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	K oblasti stanovení povolených nákladů kapitola 7.1.1.	<p>V kapitole 7.1.1. ERÚ k nákladům, mimo jiné, uvádí že</p> <p><i>„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.“</i></p>	<p>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 a strategické cíle České republiky v oblasti energetiky a ochrany klimatu 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.</p> <p>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.</p> <p>Navrhované úpravy výše uvedeného textu je nutné zohlednit také v kapitole 6.1.1. Zásad cenové regulace.</p>	<p>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.</p> <p>Převážná většina připomínek byla paušálně odmítnuta bez dostatečně kvalifikovaného zdůvodnění a s využitím tendenčních a účelových konstrukcí a vysvětlení. 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.</p> <p>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 řadou připomínkujících subjektů, a lze ji ve zveřejněném vypořádání najít pod č. 1, 39 a 55. Vypořádání je provedeno prakticky stejným textem:</p> <p><i>„NEAKCEPTOVÁNO</i></p> <p><i>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.“</i></p> <p>Dalším příkladem je způsob vypořádání připomínek uvedených pod č. 10, 31, 45, 64. Jedná se o fakt, že ustanovení § 25 odst. 11 písm. h) a § 59 odst. 8 písm. y) energetického zákona ukládá provozovatelům distribučních soustav povinnost „zajišťovat propagaci energetických služeb a jejich nabídky zákazníkům za konkurenceschopné ceny energetických služeb,“ ovšem podle návrhu Metodiky nemají být náklady na zajištění této povinnosti oprávněnými náklady. V rámci odůvodnění neakceptace připomínky Energetický regulační úřad např. spekuluje, že se nejedná o služby distribuční soustavy, ale „službu, která má za cíl zvýšit energetickou účinnost. Jedná se o služby jako je např. instalace a výměna kotle, úsporné žárovky, zateplení budov apod.“ S takovou konstrukcí nelze v žádném případě souhlasit, protože by v důsledku znamenala, že provozovatelé distribučních soustav mají za povinnost propagovat poskytování služeb, které poskytovat nemusí a v rámci licencované činnosti v podstatě ani nemohou. Samotná představa, že stát nařizuje regulovaným subjektům nějakou povinnost a nechce uznat náklady na zajištění této povinnosti v regulovaných cenách, je absurdní. Chápeme samozřejmě, že povinnost propagace služeb v rámci činnosti podléhající regulaci může být diskutabilní, ale jsme přesvědčeni, že by platná zákonná úprava, která navíc vychází především ze strategických cílů České republiky v oblasti energetiky a ochrany klimatu (viz úvodní kapitola těchto připomínek) měla být ze strany ERÚ respektována.</p> <p>Připomínka se také týká reálné praxe ERÚ, který v posledních letech namísto nákladových kontrol podle 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 současně praxi analýz by také nebyla možnost odvolání, což je v právním státě nepřijatelné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Primý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>
----	----------------------------	-------------	--	--	---	---	---

24	ČEZ Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>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 nepřipustné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí.</p> <p>Regulované subjekty také nebyly přes opakovaný požadavek, až na výjimky, o výsledcích těchto analýz nijak informovány a logicky mají pochybnosti o nezbytnosti, potřebnosti a smyslnosti těchto analýz. Oprávněný požadavek společnosti ČEZ Distribuce, a. s., podložený § 17 odst.3 energetického zákona, tj. pro zajištění transparentnosti a předvídatelnosti výkonu pravomocí ERÚ, na poskytnutí provedených analýz na základě předaných informací za roky 2012 až 2018 byl ze strany ERÚ zamítnut s následujícím odůvodněním:</p> <p>„....poskytované informace a podklady slouží k srovnávacím analýzám nákladů držitelů licencí na přenos a distribuci elektřiny, přepravu a distribuci plynu, při kterých jsou zpracovávány informace, které obsahují obchodní tajemství ve smyslu § 504 zákona Č. 89/2012 Sb., občanský zákoník, ve znění pozdějších předpisů, které nemohou být bez předchozího písemného souhlasu dotčených subjektů poskytnuty třetí osobě, a to ani na základě zákona Č. 106/1999 Sb. o svobodném přístupu k informacím, ve znění pozdějších předpisů. Vedle toho jsme vázáni mlčenlivostí ohledně všech chráněných informací ve smyslu § 2 odst. 1 písm. d) zákona Č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a § 17 odst. 13 téhož zákona. Z výše uvedeného důvodu si Vás dovoluujeme informovat, že Vaši žádosti nemůžeme vyhovět.“.</p> <p>Odpověď ERÚ považujeme za nedostačující a nadále přetrvávají naše pochybnosti o nezbytnosti, potřebnosti a smyslnosti těchto analýz.</p> <p>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 činnosti 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.</p>	<p>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.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Samostatný konzultační proces bude veden i k novele vyhlášky č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, ve znění pozdějších předpisů.</p> <p>Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>
25	PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>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 nepřipustné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí.</p> <p>Regulované subjekty také nebyly přes opakovaný požadavek, až na výjimky, o výsledcích těchto analýz nijak informovány a logicky mají pochybnosti o nezbytnosti, potřebnosti a smyslnosti těchto analýz. Oprávněný požadavek regulovaných subjektů, podložený § 17 odst. 3 energetického zákona, tj. pro zajištění transparentnosti a předvídatelnosti výkonu pravomocí ERÚ, na poskytnutí provedených analýz na základě předaných informací za roky 2012 až 2018 byl ze strany ERÚ zamítnut s následujícím odůvodněním:</p> <p>„....poskytované informace a podklady slouží k srovnávacím analýzám nákladů držitelů licencí na přenos a distribuci elektřiny, přepravu a distribuci plynu, při kterých jsou zpracovávány informace, které obsahují obchodní tajemství ve smyslu § 504 zákona Č. 89/2012 Sb., občanský zákoník, ve znění pozdějších předpisů, které nemohou být bez předchozího písemného souhlasu dotčených subjektů poskytnuty třetí osobě, a to ani na základě zákona Č. 106/1999 Sb. o svobodném přístupu k informacím, ve znění pozdějších předpisů. Vedle toho jsme vázáni mlčenlivostí ohledně všech chráněných informací ve smyslu § 2 odst. 1 písm. d) zákona Č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů, a § 17 odst. 13 téhož zákona. Z výše uvedeného důvodu si Vás dovoluujeme informovat, že Vaši žádosti nemůžeme vyhovět.“.</p> <p>Odpověď ERÚ považujeme za nedostačující a nadále přetrvávají naše pochybnosti o nezbytnosti, potřebnosti a smyslnosti těchto analýz.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Samostatný konzultační proces bude veden i k novele vyhlášky č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, ve znění pozdějších předpisů. Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>


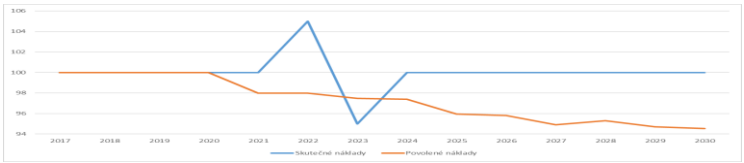
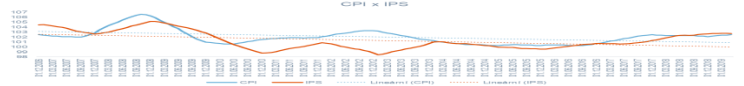
26	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Připomínka se týká reálné praxe Energetického regulačního úřadu, který v posledních letech namísto nákladových kontrol dle kontrolního řádu provádí tzv. nákladové analýzy, které zaštiťuje ustanovením § 15a odst. 4 energetického zákona, ale již bez 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 nepřipustné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí.</p> <p>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 činnosti 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 činnosti vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů.</p>	<p>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.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Samostatný konzultační proces bude veden i k novele vyhlášky č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, ve znění pozdějších předpisů.</p> <p>Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>
27	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Připomínka se týká reálné praxe ERÚ, který 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 nákladových analýz by také nebyla možnost odvolání, což je v právním státě nepřipustné a zejména pak nemožnost soudního přezkumu byla kritizována Evropskou komisí. Jako regulovaný subjekt jsme také prozatím nikdy nebyli o výsledcích těchto analýz nijak informováni a to i přes naše opakované výslovné požadavky. Logicky tedy máme pochybnosti o nezbytnosti, potřebnosti a smysluplnosti těchto nákladových analýz, které nás věcně i časově zatěžují a ve výsledku nám způsobují zbytečné vícenáklady. Tímto samozřejmě nezpochybňujeme právo ERÚ kontrolovat správnost a pravdivost údajů a informací, které jsou využívány pro regulaci cen, tedy zejména regulačních výkazů. V této připomínce jde především o to, aby se praxe této činnosti neodchylovala od popsáných pravidel.</p> <p>Navrhujeme odložit řešení problematiky „Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti“ na novelu energetického zákona, kde se v bodě 49 navrhuje úprava § 19b: „(3) Energetický regulační úřad v metodice cenové regulace alespoň g) stanoví a odůvodní druhy nákladů, které nelze vzhledem k charakteru činnosti vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů“, resp. 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 činnosti vykonávaných příslušnými držiteli licencí zahrnout do ekonomicky oprávněných nákladů.</p>	<p>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.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces.</p> <p>Samostatný konzultační proces bude veden i k novele vyhlášky č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, ve znění pozdějších předpisů.</p> <p>Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.</p>

28	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Ve výše uvedeném textu kapitoly 7.1.1. považujeme za neakceptovatelné aplikování faktoru efektivity při stanovení nákladové základny za současného použití asymetrického profit/loss sharingu a za stávajících nejasností ohledně metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti a provádění nákladových kontrol ze strany Úřadu.</p>	<p>Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady 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 75 ÷ 25 50 : 50 mezi držitelem licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, se použije profit sharing v poměru 25 ÷ 75 50 : 50 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. Zároveň budou v průběhu V. regulačního období ze strany Úřadu 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 Úřad postupovat v souladu s obecně platnou legislativou (např. kontrolní řád, energetický zákon) a s metodikou ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti., která prošla řádným připomínkovým řízením a transparentním vypořádáním připomínek. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.</p>	<p>Navržený systém profit/loss sharingu snižuje motivaci regulovaných společností k realizaci úspor provozních nákladů, a to zejména v situaci, kdy je realizace úspor nákladů spojena s počátečním vynaložením nákladů.</p> <p>Asymetricky nastavená hodnota profit/loss sharing (75:25; 25:75) může dále za jistých okolností vést k poškození společností, zejména při nepravdivosti skutečných nákladů (vznik nákladu v prosinci Y vs v lednu Y+1).</p> <p>Příklad asymetrie v nastavení 75:25; 25:75 (IPS, MI, X = 0%) – návrh Úřadu:</p> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr><tr><td>Faktor efektivity na bázi nákladů</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Roční faktor efektivity na náklady V. RO</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Index IPS - nové váhy 2015</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr><tr><td>Index MI</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Skutečné náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>200</td><td>0</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>1 000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Povolené náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>83</td><td>84</td><td>72</td><td>93</td><td>85</td><td>924</td></tr><tr><td>3letý klouzavý průměr skutečných nákladů</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>133</td><td>100</td><td>100</td><td>67</td><td>67</td><td>100</td><td></td></tr><tr><td>Profit/loss sharing</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>-25</td><td>-17</td><td>-16</td><td>5</td><td>-7</td><td>-15</td><td></td></tr><tr><td>Profit sharing</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td></td></tr><tr><td>Loss sharing</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td></td></tr><tr><td>Eskalační faktor</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td></td></tr></table> <p>Jak je vidět z příkladu, asymetrické nastavení poměrů mezi úsporou a překročením nákladů vede k významnému poškození regulované společnosti, pokud nejsou náklady striktně konstantní po celou dobu, a to i v případě, že došlo pouze k meziročnímu přesunu.</p> <p>Řešením je symetrické nastavení, jak je vidět z příkladu níže:</p> <p>Příklad symetrického nastavení 50:50;50:50 (IPS, MI, X = 0%)</p> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr><tr><td>Faktor efektivity na bázi nákladů</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Roční faktor efektivity na náklady V. RO</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Index IPS - nové váhy 2015</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr><tr><td>Index MI</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Skutečné náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>200</td><td>0</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>1 000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Povolené náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>111</td><td>100</td><td>103</td><td>86</td><td>103</td><td>96</td><td>1 007</td></tr><tr><td>3letý klouzavý průměr skutečných nákladů</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>133</td><td>100</td><td>100</td><td>67</td><td>67</td><td>100</td><td></td></tr><tr><td>Profit/loss sharing</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>-17</td><td>0</td><td>3</td><td>16</td><td>-3</td><td>-11</td><td></td></tr><tr><td>Profit sharing</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td></td></tr><tr><td>Loss sharing</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td></td></tr><tr><td>Eskalační faktor</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td></td></tr></table> <p>Aplikace Faktoru efektivity je v této kombinaci nadbytečná a nutí regulované subjekty k vyšším úsporám, než jsou aplikovány na konkurenčním trhu. Problematicke se více věnujeme v připomínkách ke kapitole 7.1.6. Faktor efektivity</p> <p>Co se týče metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti musíme konstatovat, že nesouhlasíme se způsobem a odůvodněním vypořádání připomínek ČPS a individuálních připomínek plynárenských společností sdružených v Grémíu. Předmětné vypořádání připomínek v zásadě vůbec nereaguje na naše věcné argumenty a vychází pouze ze závěru, že se Úřad coby předkladatel rozhodl metodiku ekonomicky oprávněných nákladů vydat bez ohledu na přijaté připomínky v rámci veřejného konzultačního procesu, aniž by návrh metodiky ekonomicky oprávněných nákladů a jeho nezbytnost řádně zdůvodnil. Koncepce navržené ekonomické oprávněnosti nákladů a metodikou předpokládané nákladové kontroly ze strany Úřadu nedovolují legislativní zakotvení a není ani zřejmý kontext metodiky ekonomicky oprávněných nákladů a zamýšleného nového způsobu regulace povolených nákladů prostřednictvím aplikace loss/profit sharingu.</p>		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Povolené náklady	100	100	100	100	100	83	84	72	93	85	924	3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	67	67	100		Profit/loss sharing	0	0	0	0	-25	-17	-16	5	-7	-15		Profit sharing	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%		Loss sharing	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%		Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Povolené náklady	100	100	100	100	111	100	103	86	103	96	1 007	3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	67	67	100		Profit/loss sharing	0	0	0	0	-17	0	3	16	-3	-11		Profit sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%		Loss sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%		Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje připomínku k asymetrickému aplikování profit/loss sharingu a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, za období počínaje rokem 2021. V metodice pro V. regulační období bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p> <p>Připomínka k metodice ekonomicky oprávněných nákladů se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces. Odkaz na postup v souladu s metodikou se týká obsahu metodiky, tj. primárně ve smyslu posuzování výše ekonomicky oprávněných nákladů. Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude odstraněn.</p>
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Povolené náklady	100	100	100	100	100	83	84	72	93	85	924																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	67	67	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit/loss sharing	0	0	0	0	-25	-17	-16	5	-7	-15																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit sharing	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Loss sharing	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Povolené náklady	100	100	100	100	111	100	103	86	103	96	1 007																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	67	67	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit/loss sharing	0	0	0	0	-17	0	3	16	-3	-11																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Loss sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			

29	GasNet, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Ve výše uvedeném textu kapitoly 7.1.1. považujeme za nepřijatelnou aplikaci faktoru efektivity při stanovení nákladové základny v kombinaci s použitím asymetrického profit/loss sharingu a za přetrvávajících nejasností ohledně Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti a provádění nákladových kontrol ze strany Úřadu.</p>	<p>Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady 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 75 ÷ 25 50 : 50 mezi držitelem licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, se použije profit sharing v poměru 25 ÷ 75 50 : 50 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.</p> <p>Zároveň budou v průběhu V. regulačního období ze strany Úřadu 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 Úřad postupovat v souladu s obecně platnou legislativou (např. kontrolní řád, energetický zákon) a s metodikou ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti, která prošla řádným připomínkovým řízením a transparentním vypořádáním připomínek. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.</p>	<div><div><table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr><tr><td>Faktor efektivity na bázi nákladů</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Roční faktor efektivity na náklady V. RO</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Index IPS - nové váhy 2015</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr><tr><td>Index MI</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr></table></div><div><table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Skutečné náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>200</td><td>0</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>1 000</td></tr></table></div><div><table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Povolené náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>83</td><td>84</td><td>72</td><td>93</td><td>85</td><td>924</td></tr><tr><td>3letý klouzavý průměr skutečných nákladů</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>133</td><td>129</td><td>100</td><td>67</td><td>100</td><td>100</td><td></td></tr><tr><td>Profit/loss sharing</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>-25</td><td>-17</td><td>-36</td><td>5</td><td>-7</td><td>-15</td><td></td></tr><tr><td>Profit sharing</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td></td></tr><tr><td>Loss sharing</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td></td></tr><tr><td>Eskalační faktor</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td></td></tr></table></div></div> <div><p>Jak je vidět z příkladu, asymetrické nastavení poměrů mezi úsporou a překročením nákladů vede k jednoznačnému poškození regulovaného subjektu, pokud nejsou náklady striktně konstantní po celou dobu, a to i v případě, že došlo pouze k meziročnímu přesunu.</p><p>Řešením je symetrické nastavení, jak je vidět z příkladu níže:</p><p><i>Příklad symetrického nastavení 50:50;50:50 (IPS, MI, X = 0 %)</i></p><div><div><table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr><tr><td>Faktor efektivity na bázi nákladů</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Roční faktor efektivity na náklady V. RO</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Index IPS - nové váhy 2015</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr><tr><td>Index MI</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr></table></div><div><table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Skutečné náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>200</td><td>0</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>1 000</td></tr></table></div><div><table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Povolené náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>110</td><td>100</td><td>103</td><td>86</td><td>103</td><td>98</td><td>1 000</td></tr><tr><td>3letý klouzavý průměr skutečných nákladů</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>133</td><td>129</td><td>100</td><td>67</td><td>100</td><td>100</td><td></td></tr><tr><td>Profit/loss sharing</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>-17</td><td>0</td><td>3</td><td>19</td><td>3</td><td>-5</td><td></td></tr><tr><td>Profit sharing</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td></td></tr><tr><td>Loss sharing</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td></td></tr><tr><td>Eskalační faktor</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td></td></tr></table></div></div><div><ul style="list-style-type: none">K faktoru efektivity<p>Aplikace faktoru efektivity je v této kombinaci nadbytečná a nutí regulované subjekty k vyšším úsporám, než jsou aplikovány na konkurenčním trhu. Problematicke se více věnujeme v připomínkách ke kapitole 7.2.2. Faktor efektivity</p><ul style="list-style-type: none">K metodice ekonomicky oprávněných nákladů<p>Co se týče metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti musíme konstatovat, že nesouhlasíme se způsobem a odůvodněním vypořádání připomínek ČPS a společnosti GasNet. Předmětné vypořádání připomínek v zásadě vůbec nereaguje na naše věcné argumenty a vychází pouze ze závěru, že se Úřad coby předkladatel rozhodl metodiku ekonomicky oprávněných nákladů vydat bez ohledu na přijaté připomínky v rámci veřejného konzultačního procesu, aniž by návrh metodiky ekonomicky oprávněných nákladů a jeho nezbytnost řádně zdůvodnil. Koncepte navržené ekonomické oprávněnosti nákladů a metodikou předpokládané nákladové kontroly ze strany Úřadu nedovolují legislativní zakotvení a není ani zřejmý kontext metodiky ekonomicky oprávněných nákladů a zamýšleného nového způsobu regulace povolených nákladů prostřednictvím aplikace loss/profit sharingu. V dalším odkazujeme rovněž na naše vyjádření k metodice ekonomicky oprávněných nákladů ze dne 30. 10. 2019.</p></div></div>		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Povolené náklady	100	100	100	100	100	83	84	72	93	85	924	3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	129	100	67	100	100		Profit/loss sharing	0	0	0	0	-25	-17	-36	5	-7	-15		Profit sharing	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%		Loss sharing	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%		Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Povolené náklady	100	100	100	100	110	100	103	86	103	98	1 000	3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	129	100	67	100	100		Profit/loss sharing	0	0	0	0	-17	0	3	19	3	-5		Profit sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%		Loss sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%		Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje připomínku k asymetrickému aplikování profit/loss sharingu a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, za období počínaje rokem 2021. V metodice pro V. regulační období bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p> <p>Připomínka k metodice ekonomicky oprávněných nákladů se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces. Odkaz na postup v souladu s metodikou se týká obsahu metodiky, tj. primárně ve smyslu posuzování výše ekonomicky oprávněných nákladů. Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude odstraněn.</p>
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Povolené náklady	100	100	100	100	100	83	84	72	93	85	924																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	129	100	67	100	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit/loss sharing	0	0	0	0	-25	-17	-36	5	-7	-15																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit sharing	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Loss sharing	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Povolené náklady	100	100	100	100	110	100	103	86	103	98	1 000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	129	100	67	100	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit/loss sharing	0	0	0	0	-17	0	3	19	3	-5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Loss sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			

30	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Ve výše uvedeném textu kapitoly 7.1.1. považujeme za neakceptovatelné aplikování faktoru efektivity při stanovení nákladové základny za současného použití asymetrického profit/loss sharingu a za stávajících nejasností ohledně metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti a provádění nákladových kontrol ze strany Úřadu.</p>	<p>Na rozdíl mezi povolenými a skutečnými náklady 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 75÷25 50 : 50 mezi držitelem licence a zákazníky. V případě nižších skutečných nákladů, než jsou povolené náklady, se použije profit sharing v poměru 25÷75 50 : 50 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.</p> <p>Zároveň budou v průběhu V. regulačního období ze strany Úřadu 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 Úřad postupovat v souladu s obecně platnou legislativou (např. kontrolní řád, energetický zákon) a s metodikou ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti, která prošla řádným připomínkovým řízením a transparentním vypořádáním připomínek. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu.</p>	<p>Navržený systém profit/loss sharingu snižuje motivaci regulovaných společností k realizaci úspor provozních nákladů, a to zejména v situaci, kdy je realizace úspor nákladů spojena s počátečním vynaložením nákladů.</p> <p>Asymetricky nastavená hodnota profit/loss sharing (75:25; 25:75) může dále za jistých okolností vést k poškození společnosti, zejména při nepravidelnosti skutečných nákladů (vznik nákladu v prosinci Y vs v lednu Y+1).</p> <p>Příklad asymetrie v nastavení 75:25; 25:75 (IPS, MI, X = 0%) – návrh Úřadu:</p> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr><tr><td>Faktor efektivity na bázi nákladů</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Roční faktor efektivity na náklady V. RO</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Index IPS - nové váhy 2015</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr><tr><td>Index MI</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Skutečné náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>200</td><td>0</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>1 000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Povolené náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>104</td><td>83</td><td>84</td><td>72</td><td>93</td><td>85</td><td>924</td></tr><tr><td>3letý klouzavý průměr skutečných nákladů</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>133</td><td>100</td><td>100</td><td>87</td><td>87</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>Profit/loss sharing</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>-25</td><td>-17</td><td>-16</td><td>5</td><td>-7</td><td>-15</td><td></td></tr><tr><td>Profit sharing</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td>25%</td><td></td></tr><tr><td>Loss sharing</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td>75%</td><td></td></tr><tr><td>Eskalační faktor</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td></td></tr></table> <p>Jak je vidět z příkladu, asymetrické nastavení poměrů mezi úsporou a překročením nákladů vede k významnému poškození regulované společnosti, pokud nejsou náklady striktně konstantní po celou dobu, a to i v případě, že došlo pouze k meziročnímu přesunu.</p> <p>Řešením je symetrické nastavení, jak je vidět z příkladu níže:</p> <p>Příklad symetrického nastavení 50:50;50:50 (IPS, MI, X = 0%)</p> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr><tr><td>Faktor efektivity na bázi nákladů</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Roční faktor efektivity na náklady V. RO</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td><td>0,000%</td></tr><tr><td>Index IPS - nové váhy 2015</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr><tr><td>Index MI</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td><td>100,000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Skutečné náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>200</td><td>0</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>1 000</td></tr></table> <table><tr><td></td><td>2021</td><td>2022</td><td>2023</td><td>2024</td><td>2025</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td><td>2021-2030</td></tr><tr><td>Povolené náklady</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>111</td><td>100</td><td>103</td><td>86</td><td>103</td><td>99</td><td>1 007</td></tr><tr><td>3letý klouzavý průměr skutečných nákladů</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>100</td><td>133</td><td>100</td><td>100</td><td>87</td><td>87</td><td>100</td><td>100</td></tr><tr><td>Profit/loss sharing</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>-17</td><td>0</td><td>3</td><td>19</td><td>3</td><td>-1</td><td></td></tr><tr><td>Profit sharing</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td></td></tr><tr><td>Loss sharing</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td>50%</td><td></td></tr><tr><td>Eskalační faktor</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td>100,00%</td><td></td></tr></table> <p>Aplikace Faktoru efektivity je v této kombinaci nadbytečná a nutí regulované subjekty k vyšším úsporám, než jsou aplikovány na konkurenčním trhu. Problematicke se více věnujeme v připomínkách ke kapitole 7.1.6. Faktor efektivity</p> <p>Co se týče metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti musíme konstatovat, že nesouhlasíme se způsobem a odůvodněním vypořádání připomínek ČPS a individuálních připomínek plynárenských společností sdružených v Grémium. Předmětné vypořádání připomínek v zásadě vůbec nereaguje na naše věcné argumenty a vychází pouze ze závěru, že se Úřad coby předkladatel rozhodl metodiku ekonomicky oprávněných nákladů vydat bez ohledu na přijaté připomínky v rámci veřejného konzultačního procesu, aniž by návrh metodiky ekonomicky oprávněných nákladů a jeho nezbytnost řádně zdůvodnil. Koncepce navržené ekonomické oprávněnosti nákladů a metodikou předpokládané nákladové kontroly ze strany Úřadu nedovolují legislativní zakotvení a není ani zřejmý kontext metodiky ekonomicky oprávněných nákladů a zamýšleného nového způsobu regulace povolených nákladů prostřednictvím aplikace loss/profit sharingu.</p>		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Povolené náklady	100	100	100	100	104	83	84	72	93	85	924	3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	87	87	100	100	Profit/loss sharing	0	0	0	0	-25	-17	-16	5	-7	-15		Profit sharing	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%		Loss sharing	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%		Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030	Povolené náklady	100	100	100	100	111	100	103	86	103	99	1 007	3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	87	87	100	100	Profit/loss sharing	0	0	0	0	-17	0	3	19	3	-1		Profit sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%		Loss sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%		Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje připomínku k asymetrickému aplikování profit/loss-sharingu a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, za období počínaje rokem 2021. V metodice pro V. regulační období bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p> <p>Připomínka k metodice ekonomicky oprávněných nákladů se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces. Odkaz na postup v souladu s metodikou se týká obsahu metodiky, tj. primárně ve smyslu posuzování výše ekonomicky oprávněných nákladů. Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude odstraněn.</p>
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Povolené náklady	100	100	100	100	104	83	84	72	93	85	924																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	87	87	100	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Profit/loss sharing	0	0	0	0	-25	-17	-16	5	-7	-15																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit sharing	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Loss sharing	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%	75%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Faktor efektivity na bázi nákladů	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Roční faktor efektivity na náklady V. RO	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index IPS - nové váhy 2015	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Index MI	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Skutečné náklady	100	100	200	0	100	100	100	100	100	100	1 000																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2021-2030																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Povolené náklady	100	100	100	100	111	100	103	86	103	99	1 007																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
3letý klouzavý průměr skutečných nákladů	100	100	100	100	133	100	100	87	87	100	100																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Profit/loss sharing	0	0	0	0	-17	0	3	19	3	-1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Profit sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Loss sharing	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Eskalační faktor	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
31	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	<p>Žádáme o vypuštění výše uvedeného odstavce pro nesrozumitelnost a nepředvídatelné dopady do nákladové báze.</p>	<p>V případě, že mezi jednotlivými roky regulačního období vznikne u držitele licence rozdíl mezi skutečnými vykázanými náklady a základnou nákladů pro daný rok větší než ± 15 %, přistoupí Úřad k prověření příčiny vzniku takového rozdílu s ohledem na zachování kvality a úrovně poskytovaných služeb a návratnost prostředků poskytovaných spotřebiteli formou regulovaných cen zpět do obnovy a údržby provozovaného majetku. V případě, že Úřad zjistí, že takový stav mohl vést ke snížení kvality a úrovně poskytovaných služeb, nebo naopak, že náklady byly vynakládány nevhodně v rozporu s definicí ekonomicky oprávněných nákladů, provede úpravu zjištěných hodnot nákladů tak, aby byla zajištěna odpovídající úroveň vynakládání nákladů.</p>	<p>V zásadách regulace zcela absentuje vysvětlení stanovení limitu pro rozdíl mezi skutečnými vykázanými náklady a stanovenou základnou nákladů pro daný rok. Není zřejmé, na základě jakých analýz bylo ke stanovení limitu přistoupeno. Úřad pomíjí fakt, že esenciální zákonnou povinností regulovaného subjektu je zajištění bezpečného, spolehlivého a hospodárného provozu soustavy [srov. § 58 odst. 8 písm. a), § 59 odst. 8 písm. a) energetického zákona], nevhodně vynakládané náklady by tudíž znamenaly nejen porušení principu péče řádného hospodáře, ale i porušení povinnosti zajistit hospodárny provoz soustavy. Zásady regulace rovněž zcela opomíjejí popsání způsobu, jakým bude provedena následná úprava nákladů.</p>	<p>Akceptováno</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						

32	GasNet, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	Žádáme o vypuštění výše uvedeného odstavce pro nesrozumitelnost a nepředvídatelné dopady do nákladové báze.	V případě, že mezi jednotlivými roky regulačního období vznikne u držitele licence rozdíl mezi skutečnými vykázanými náklady a základnou nákladů pro daný rok větší než $\pm 15\%$, přistoupí Úřad k prověření příčiny vzniku takového rozdílu s ohledem na zachování kvality a úrovně poskytovaných služeb a návratnost prostředků poskytovaných spotřebiteli formou regulovaných cen zpět do obnovy a údržby provozovaného majetku. V případě, že Úřad zjistí, že takový stav mohl vést ke snížení kvality a úrovně poskytovaných služeb, nebo naopak, že náklady byly vynakládány nevhodně v rozporu s definicí ekonomicky oprávněných nákladů, provede úpravu zjištěných hodnot nákladů tak, aby byla zajištěna odpovídající úroveň vynakládaných nákladů.	V zásadách regulace zcela absentuje vysvětlení stanovení limitu pro rozdíl mezi skutečnými vykázanými náklady a stanovenou základnou nákladů pro daný rok. Není zřejmé, na základě jakých analýz bylo ke stanovení limitu přistoupeno. Úřad pomíjí fakt, že esenciální zákonnou povinností regulovaného subjektu je zajištění bezpečného, spolehlivého a hospodárného provozu soustavy [srov. § 58 odst. 8 písm. a), § 59 odst. 8 písm. a) energetického zákona], nevhodně vynakládané náklady by tudíž znamenaly nejen porušení principu péče řádného hospodáře, ale i porušení povinnosti zajistit hospodárný provoz soustavy. Zásady regulace rovněž zcela opomíjejí popsání způsobu, jakým bude provedena následná úprava nákladů.	<u>Akceptováno</u>
33	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady	Žádáme o vypuštění výše uvedeného odstavce pro nesrozumitelnost a nepředvídatelné dopady do nákladové báze.	V případě, že mezi jednotlivými roky regulačního období vznikne u držitele licence rozdíl mezi skutečnými vykázanými náklady a základnou nákladů pro daný rok větší než $\pm 15\%$, přistoupí Úřad k prověření příčiny vzniku takového rozdílu s ohledem na zachování kvality a úrovně poskytovaných služeb a návratnost prostředků poskytovaných spotřebiteli formou regulovaných cen zpět do obnovy a údržby provozovaného majetku. V případě, že Úřad zjistí, že takový stav mohl vést ke snížení kvality a úrovně poskytovaných služeb, nebo naopak, že náklady byly vynakládány nevhodně v rozporu s definicí ekonomicky oprávněných nákladů, provede úpravu zjištěných hodnot nákladů tak, aby byla zajištěna odpovídající úroveň vynakládaných nákladů.	V zásadách regulace zcela absentuje vysvětlení stanovení limitu pro rozdíl mezi skutečnými vykázanými náklady a stanovenou základnou nákladů pro daný rok. Není zřejmé, na základě jakých analýz bylo ke stanovení limitu přistoupeno. Úřad pomíjí fakt, že esenciální zákonnou povinností regulovaného subjektu je zajištění bezpečného, spolehlivého a hospodárného provozu soustavy [srov. § 58 odst. 8 písm. a), § 59 odst. 8 písm. a) energetického zákona], nevhodně vynakládané náklady by tudíž znamenaly nejen porušení principu péče řádného hospodáře, ale i porušení povinnosti zajistit hospodárný provoz soustavy. Zásady regulace rovněž zcela opomíjejí popsání způsobu, jakým bude provedena následná úprava nákladů.	<u>Akceptováno</u>

34	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	<div>7.1.1. Povolené náklady</div> <div>7.2.2. Faktor efektivity</div>	<p>Navržený systém regulace provozních nákladů využitím metodologie tzv. asymetrického „profit-sharingu“ s uplatněním faktoru efektivity je nevyvážený a ve svém důsledku poškozující regulované subjekty, neboť v tomto systému nelze dosáhnout úhrady objektivně vynaložených nákladů.</p>	<p>Navrhujeme zavést symetrický způsob profit-sharingu 50/50 a to rovněž v nákladech ze IV. regulačního období vstupujících do výpočtu povolených nákladů pro V. regulační období a zcela vyloučit působení X-faktoru z metodologie regulace provozních nákladů.</p>	<p>Na str.13 Zásad Úřad uvádí, že: „<i>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.</i>“Jakkoliv další specifikace, co si mají regulované subjekty představit pod pojmem „<i>určité regulatorní cíle</i>“, např. včetně toho proč bylo dále zvoleno dané procentní rozdělení nákladů (75 :25 / 25 : 75) či faktor efektivity ve výši 1,021%, případně toleranční pásmo 15% však v dokumentu chybí. Domníváme se, že je nezbytné optimalizovat navrhovaný systém tak, aby bylo zajištěno, že při vývoji nákladů vyvolaném objektivními skutečnostmi (nové projekty, změny v rozsahu činnosti, externí vlivy) nebude společností způsobována trvalejší ztráta, a zároveň nedojde k posilování role Faktoru trhu (kapitola 7.1.6.) v průběhu období jako významného nástroje regulace nákladů.</p> <p><i>Nevyvážený profit sharing</i></p> <p>Na následujícím obrázku je vidět příklad působení asymetrického profit sharingu navrženého ERÚ – resp. co způsobí pouhý meziroční posun 5% nákladů z jednoho do druhého roku (uvažováno bez inflace nákladů a <u>bez působení faktoru efektivity</u>) – tento meziroční posun mezi rokem 2022/2023 následně znamená, že ani do roku 2030 povolené náklady nedosáhnou úrovně jakkoliv objektivně vynaložených skutečných nákladů.</p> <p><i>Profit/loss sharing asymetrie v nastavení 75:25; 25:75 (IPS, MI, X = 0%)</i></p>  <p>1. Zhoršení situace kombinací profit sharingu a faktoru efektivity</p> <p>Pakliže se navíc v systému uplatní X-faktor ve výši navrhované ERÚ, tj. 1,021% ročně, pak graf s tímtož posunem nákladů vypadá následovně:</p> <p><i>Profit/loss sharing asymetrie v nastavení 75:25; 25:75 (IPS, MI =0%, X = 1,021%)</i></p>  <p>Asymetrie systému navrhovaného ERÚ, která velmi jednoduše může vést k hospodářskému poškození společnosti je zde zcela zřejmá. Takový systém regulace může mít velmi demotivující účinky.</p> <p>Návrh faktoru efektivity je v Zásadách opět navržen ve stylu „ad hoc“ a plošně, tj. stejnou hodnotou uplatněnou na všechny regulované společnosti, tedy předpokládá stejnou úroveň neefektivity ve skutečných nákladech v průběhu celého regulačního období, což je nepodložený předpoklad učiněný ze strany ERÚ. Návrh na uplatnění X-faktoru vůbec nebere do úvahy zásadní systémovou změnu, jež je v Zásadách navrhována - tj. přechod na profit sharing založený na průběžném vývoji skutečných nákladů. V konečném důsledku by uplatnění faktoru efektivity znamenalo, že v takovém systému žádný vynaložený náklad, i kdyby byl např. založen na transparentně provedeném výběrovém řízení, v němž by byla vysoutěžena jakkoliv nízká cena, by nebyl ekonomicky efektivní. To je zcela neodůvodněný a nepřijatelný princip pro způsob regulace provozních nákladů. Naskýtá se oprávněná otázka, jak by takový systém regulace, který ze své podstaty nedovolí úhradu ekonomicky oprávněných nákladů mohl vyhovět požadavkům §19a energetického zákona.Návrh X-faktoru dále nebere v úvahu to, že úspory dosažené společnostmi v průběhu IV. regulačního období, jež jsou reflektovány ve vývoji skutečných nákladů, se v budoucím systému profit-sharingu promítnou do základny povolených nákladů a působení X-faktoru tak má fakticky tentýž účinek, jako by se zpětně zvyšovaly požadavky na úroveň efektivity předchozího IV. regulačního období, a to prostřednictvím dodatečného odebrání části skutečně vynaložených, ekonomicky oprávněných nákladů z nové báze povolených nákladů pro V. regulační období. Navržený systém regulace pro V. regulační období lze z tohoto pohledu hodnotit tak, že v budoucnu reviduje cíle v oblasti efektivity stanovené pro předchozí období. O nadbytečnosti faktoru efektivity v systému profit sharingu např. svědčí i následující graf, z něhož je vidět, že index cen tržních služeb (IPS) aplikovaný na eskalaci povolených nákladů již v sobě zahrnuje působení nákladové efektivity, neboť se ukazuje, že v dlouhodobějším horizontu je index IPS pod hladinou indexu všeobecné inflace CPI, v období 2006 – 1.Q/2019 je rozdíl těchto indexů -1% na úrovni mediánu a -0,5% na úrovni průměru.</p>  <p>2. Motivace k outsourcingu přes servisní organizace</p> <p>Zavedení nevyváženého profit-sharingu a z toho pramenící riziko trvalejší hospodářské ztráty vytváří přímou motivaci pro regulované společnosti k outsourcingu a realizaci dodávek prostřednictvím servisních organizací. Je tedy otázkou, jak tato motivace zapadá do kontextu deklarací a cílů ERÚ uvedených např. na str. 21 Zásad, kde z hlediska realizace základních principů regulace ERÚ uvádí, že:„<i>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.</i>“</p> <p>Další pobídkou k outsourcingu, kterou Úřad vytváří nejen prostřednictvím samotných Zásad, ale i v kombinaci s aktuální podobou návrhu Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů po vypořádání připomínek ve veřejné konzultaci, je např. oblast uznávání standardních zaměstnaneckých benefitů. Neuznávání zaměstnaneckých benefitů jako ekonomicky oprávněného nákladu s sebou nese zhoršení postavení regulovaných subjektů na trhu práce při nábore potencionálních kvalifikovaných zaměstnanců, ale i neschopnost provozovatelů soustav udržet kvalifikační strukturu zaměstnanců nezbytnou k výkonu licencovaných činností. Reálnou situaci na pracovním trhu lze demonstrovat na mnoha příkladech, např. faktem, že podle letošního průzkumu personální agentury Randstad jsou pracovní výhody rozhodující pro 71% zaměstnanců (cf. https://archiv.ihned.cz/c1-66619050-nove-pracovni-benefity-mohou-byt-rozhodujici-pri-hledani-prace). Nezhlednění těchto skutečností a podceňování významu benefitů pro zaměstnance může v prostředí monopolní kritické energetické infrastruktury ohrozit bezpečnost a spolehlivost jejího provozování, nemluvě např. o možných dopadech nových hrozeb zařazovaných do oblasti tzv. „cyber security“, kde je potřeba získání a udržení kvalifikovaných zaměstnanců pro regulované společnosti klíčová.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje připomínku k asymetrickému aplikování profit/loss sharingu a zavádí symetrickou parametrizaci 50/50 pro zákazníka a pro regulovaný subjekt, za období počínaje rokem 2021. V metodice pro V. regulační období bude u problematiky profit/loss sharingu uveden i přesah do dalších regulačních period. Motivace regulovaných subjektů ke hledání úspory je dána souvisejícími budoucími výhodami, nikoliv odměnou za již provedenou činnost, kterou není možné do budoucna zopakovat.</p> <p>ERÚ akceptuje částečně připomínku aplikování faktoru efektivity. Faktor efektivity je dle názoru ERÚ v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci dosahování úspor i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p> <p>Připomínka k metodice ekonomicky oprávněných nákladů se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces. Odkaz na postup v souladu s metodikou se týká obsahu metodiky, tj. primárně ve smyslu posuzování výše ekonomicky oprávněných nákladů. Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude odstraněn.</p>
----	-----------------	-------------	--	--	--	--	---

35	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.1.1. Povolené náklady- metodika ekonomick y oprávněnýc h nákladů	Důrazně se ohrazujeme vůči způsobu a odůvodnění vypořádání našich připomínek a připomínek Grémia regulovaných subjektů ČPS podaných do veřejného konzultačního procesu (zahájen 10.5.2019) k návrhu Metodiky ekonomicky oprávněných nákladů pro zajištění bezpečného, spolehlivého a efektivního výkonu licencované činnosti pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství.	Navrhujeme Metodiku upravit v duchu našich připomínek podaných v rámci veřejného konzultačního procesu – viz příložený soubor ve formátu .pdf včetně odůvodnění podaných připomínek.	Navrhujeme Metodiku upravit v duchu našich připomínek podaných v rámci veřejného konzultačního procesu – viz příložený soubor ve formátu .pdf včetně odůvodnění podaných připomínek.	Částečně akceptováno Připomínka k metodice ekonomicky oprávněných nákladů se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces. Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace odstraněn.
36	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.2. Povolené odpisy	V uvedené kapitole chybí řešení situace, kdy regulovaný subjekt masivně investuje nad odpisy v případě obnovovacích investic.	Povolené odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot v jednotlivých letech V. regulačního období. Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečných hodnot s dvouletým zpožděním a s využitím časové hodnoty peněz. Na základě žádosti držitele licence a za splnění podmínek kdy celkové investice držitele licence v předchozím regulačním období přesáhly celkové odpisy a zároveň Fond obnovy a rozvoje je u něj záporný a zároveň do roku „i“ plánuje držitel licence aktivované obnovovací investice vyšší než celkové odpisy, ERÚ tento rozdíl sumy plánovaných odpisů a plánovaných obnovovacích investic přizná do roku „i“ držiteli licence prostřednictvím faktoru obnovy, viz připomínky č. XIII. a XIV. Navýšení bude vyhodnoceno zpětně každý rok na základě skutečných dat a bude vyrovnáváno formou korekce s dvouletým zpožděním.	V současné době a očekávané blízké budoucnosti se přiblíží horní hranici technické životnosti velkého množství starých ocelových plynovodů na místních distribučních sítích. Výměna této skupiny plynovodů je žádoucí nejen z hlediska respektování předpokládané ekonomické životnosti (nárůst úniků a havarijních oprav), ale zejména z titulu zvýšeného požadavku na bezpečnosti provozování plynárenské soustavy v městské zástavbě (intravilánu), kde je situace v mnoha ohledech specifická (zejména vysoká koncentrace lidí a majetků). Jako vhodný nástroj se pro tento účel jeví nástroj, který by dotčeným regulovaným subjektům za splnění předem stanovených podmínek, kompenzoval zvýšené investiční výdaje do investic obnovujících stávající infrastrukturu nad odpisy regulovaného subjektu.	Neakceptováno Povolené odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot v jednotlivých letech V. regulačního období. Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečných hodnot s dvouletým zpožděním a s využitím časové hodnoty peněz. V případě prokazatelného nedostatku finančních prostředků určených pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu soustavy formou obnovy, např. z důvodu nesprávné provedeního ocenění hodnoty aktiv společnosti, bude možné stav řešit individuálně posouzením aktuální a potřebné zůstatkové hodnoty aktiv a související výše odpisů.
37	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.2. Povolené odpisy	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.	Bez promítnutí	Odkazováno na text připomínky	Vysvětleno Připomínka souvisí se Zásadami, nicméně je nutné, aby Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující byly v souladu s předpisy vyšší právní síly. Problematika zobrazení dotací v regulaci dále souvisí s vyhlášenými podmínkami jednotlivých výzev dotačních titulů. ERÚ si vyhrazuje právo tuto problematiku nadále analyzovat a individuálně řešit s jednotlivými subjekty.
38	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.1.3. Fond obnovy a rozvoje 17.1.1 Fond obnovy a rozvoje	Domníváme se, že navrhovaný Fond obnovy a rozvoje v podobě případného snižování budoucích regulovaných odpisů není vhodným nástrojem cenové regulace.	Navrhujeme tento mechanismus ze Zásad vyloučit.	V daném ohledu se lze vrátit k výsledkům veřejného konzultačního procesu probíhajícího v období 1.8.-31.12.2017 k návrhu tezí cenové regulace pro V. regulační období, ve kterém ERÚ obdržel shrnutí závěrů souhrnné analýzy zpracované společností Deloitte Advisory s.r.o. k problematice neproinvestovaných odpisů. Znění tohoto shrnutí přikládáme zde:  NET4GAS - Příloha č.2 - Deloitte - Mana <u>Z hlavních závěrů Deloitte Advisory, s.r.o.:</u> „Navrhované paušální porovnávání výše odpisů s provedenými investicemi je v případě podnikání v oblasti infrastruktury, vyznačující se dlouhodobou životností aktiv, zcela nevhodné, neboť nejenže opomíjí reálný charakter a délku investičního cyklu, ale nezabývá se ani vazbou investic na potřebný rozsah a kvalitu poskytované služby zákazníkům, v neposlední řadě také nijak nereflkuje problematiku ekonomické životnosti aktiv ve vztahu k možným budoucím rizikům investic v plynárenství. Investiční politika regulovaného subjektu, která by byla v souladu s návrhem ERÚ, by s největší pravděpodobností vedla k přeinvestování, a tedy i ke zbytečnému nárůstu ceny za regulovanou činnost. Tyto náklady by byly přeneseny na zákazníka. Provedené simulace různých investičních scénářů toto tvrzení potvrzují.“ Následně byla kompletní verze analýzy společnosti Deloitte Advisory, s.r.o. poskytnuta ERÚ dne 19.6.2018. V tomto kontextu bychom především chtěli zdůraznit okolnost, že vývoj v energetice je v posledním desetiletí poznamenán rostoucími riziky, která se budou zvyšovat zejména ve vztahu k budoucí roli a postavení plynárenství a plynárenské infrastruktury v důsledku klimaticko-energetické regulace a politiky především na úrovni EU. Snižování odpisů tak může být zcela protichůdným nástrojem, jak těmto rizikům do budoucna čelit.	Neakceptováno ERÚ zohlední průměrnou životnost technologických zařízení a zajišť, aby prostředky, které zákazník v cenách zaplatil, byly do regulované činnosti vráceny a byly tak zajištěny bezpečné a spolehlivé dodávky energií. Období cca 15 let ERÚ vnímá jako optimální dobu pro kontrolu a evidenci takto kontinuálně přiznávaných prostředků. Riziko podnikání v energetice je regulovaným subjektům hrazeno prostřednictvím WACC. Fond obnovy a rozvoje byl zaveden Zásadami cenové regulace na IV. regulační období. Pokud by byl v průběhu deklarované 15leté doby z pravidel cenové regulace vypuštěn, znamenal by tento krok narušení legitimního očekávání účastníků trhu. V průběhu V. regulačního období se bude ERÚ zabývat možnostmi další aplikace Fondu obnovy a rozvoje po ukončení prvního 15letého referenčního období.

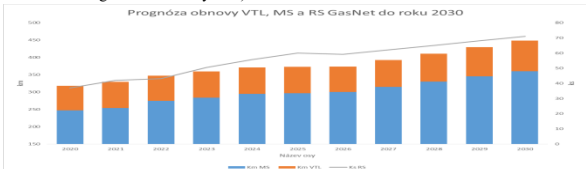
39	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.3. Fond obnovy a rozvoje	Nesouhlasíme, že délka rozhodného období dosáhne právě 15 let posledním dnem V. regulačního období. Nesouhlasíme s ERÚ navrženou 5% tolerancí pro vypořádání.	Rozhodným obdobím je pro účely evidence stanoveno období počínající dnem 1. ledna 2010 a končící posledním dnem takového regulačního období, ve kterém délka rozhodného období dosáhne právě 15 let, tj. posledním dnem V. regulačního období posledním dnem roku 2024. Pro vypořádání neproinvestovaných skutečných odpisů uznaných v regulaci je přípustná 5% tolerance. ERÚ zohlední průměrnou životnost technologických zařízení a zajistí, aby prostředky, které zákazník ve stanovených regulovaných cenách zaplatil, byly do regulované činnosti vráceny, a byly tak zajištěny bezpečné, spolehlivé a efektivní služby dodávky energií. Rozhodné období, pokrývající 15 let, ERÚ vnímá jako optimální pro kontrolu a evidenci takto kontinuálně přiznávaných prostředků. Po vyhodnocení rozhodného období ERÚ zohlední konečný stav Fondu obnovy a rozvoje a výsledky promítne do povolených výnosů v průběhu příslušného regulačního období.	Rozhodné období započalo 1. ledna 2010. Dle našeho názoru 15 let dosáhne dne 31. prosince 2024. Navrhovaný limit 5 % není nikde objektivně vysvětlen ani podložen odbornou studií, což vede k domněnce, že byl stanoven arbitrárním způsobem. Limit je stanoven pouze jedním směrem, není řešena situace, kdy investice společnosti budou nad hodnotou odpisů. ERÚ v kapitole 6.1.1 deklaruje vyváženost regulace a snahu připravit motivační investiční prostředí což se nám jeví v rozporu s ERÚ navrhovaným řešením, které je pouze trestající, nikoliv motivační.	<u>Neakceptováno</u> Fond obnovy a rozvoje byl ve IV. regulačním období nastaven tak, aby evidoval, jak za období 15 let regulované subjekty vrací do systému prostředky, které jim zákazník v cenách uhradil, a následně byl vyhodnocen. Po vyhodnocení rozhodného období ERÚ zohlední konečný stav Fondu obnovy a rozvoje a výsledky promítne do povolených výnosů v průběhu příslušného regulačního období. Fond obnovy a rozvoje byl zaveden Zásadami cenové regulace na IV. regulační období. Pokud by byl v průběhu deklarované 15leté doby z pravidel cenové regulace vypuštěn nebo upravován, znamenal by tento krok narušení legitimního očekávání účastníků trhu. V průběhu V. regulačního období se bude ERÚ zabývat možnostmi další aplikace Fondu obnovy a rozvoje po ukončení prvního 15letého referenčního období.
40	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.3. Fond obnovy a rozvoje	Navrhujeme tuto kapitolu zcela zrušit bez náhrady. Chápeme snahu ERÚ zajistit po stránce investiční požadovanou kvalitu a bezpečnost dodávek elektriny a plynu a rozhodně nepochybujeme legitimitu hodnocení investiční činnosti regulovaných subjektů ze strany ERÚ jako takového. Zvolený způsob, konkrétně vyhodnocování fondu obnovy a rozvoje, nepovažujeme za vhodný a může být z pohledu regulace i škodlivý, a to z následujících důvodů: • Vůbec nepředpokládá nutnost reflektovat do investičního plánu případnou snižující se objektivní očekávanou kapacitní / rozsahovou potřebu sítě. • Motivuje regulované subjekty k nadbytečným investicím (obnova neperspektivních částí sítě, obnova ve větším než nezbytném rozsahu, obnova ne zcela technicky degradovaného majetku). • Kritérium „dostatečnosti“ investiční činnosti je generováno jakožto rozdíl aktuální výše investic (v cenách daného roku) s hodnotou napříč regulovanými subjekty ne zcela shodně kalkulovanými odpisy v historické hodnotě (tj. v cenách pořízení předešlých investic). • Nerespektuje fakt, že v aktuální situaci je v českém plynárenství a elektroenergetice významně rozdílný podíl obnovujících investic. V této situaci mají i standardně investující plynárenské subjekty problém dané kritérium naplnit. • Regulované subjekty jsou motivovány nevyužívat alternativních způsobů pořizování provozních aktiv (operativní pronájmy, dotační financování apod.). Tím pádem dochází opět k tlaku na neefektivitu, což je v rozporu se základními regulačními principy. Navíc, investiční činnost může být do určité míry substituovatelná vynakládáním zvýšených provozních nákladů. Regulovanému subjektu by tedy měla být ponechána svobodná volba, zda požadavky kladené na jeho energetickou síť (dostatečná kapacita, kvalita distribuce, bezpečnost provozu) dosáhne prostřednictvím investic (CAPEX) či provozních nákladů (OPEX).	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	<u>Neakceptováno</u> ERÚ nesouhlasí s názorem připomínkujícího, že Fond obnovy a rozvoje není vhodné vyhodnocovat. Pokud nastavená hodnota odpisů znamená pro některé standardně investující plynárenské subjekty problém tuto výši odpisů znovu proinvestovat, lze zahájit diskuzi o její přiměřenosti. Fond obnovy a rozvoje byl zaveden Zásadami cenové regulace na IV. regulační období. Pokud by byl v průběhu deklarované 15leté doby z pravidel cenové regulace vypuštěn nebo upravován, znamenal by tento krok narušení legitimního očekávání účastníků trhu. V průběhu V. regulačního období se bude ERÚ zabývat možnostmi další aplikace Fondu obnovy a rozvoje po ukončení prvního 15letého referenčního období.

41	ČEZ Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 zreálnňována.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p>Akceptováno částečně</p> <p>Na základě detailního rozboru přistupuje ERÚ k variantě vyrovnat hodnoty RAB a ZHA k roku 2025 za předpokladu, že dopady do cen konečných zákazníků nebudou skokové. Vyrovnání hodnot RAB a ZHA do roku 2025 bude podmíněno případným vyrovnáním skokových změn povolených výnosů a cen v průběhu V. regulačního období.</p>
----	----------------------	-------------	-----------------------------	--	--	-------------------------------	--

42	ČSRES PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>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</p> <p>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 neodegradování RAB, resp. postupné přibližování analyticky stanoveného RABu k zůstatkové hodnotě aktiv.</p> <p>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 zreálnována. Výše uvedené neplatí pro provozovatele přenosové soustavy, který ocenil aktiva při svém vzniku v roce 1998, tedy před zahájením I. regulačního období.</p> <p>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.</p> <p>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 dorovnění RAB na zůstatkovou hodnotu aktiv. Přepočet výchozí hodnoty RAB s vazbou na zachování ziskovosti byl již v české regulační praxi několikrát aplikován.</p> <p>Aby došlo k naplnění Úřadem deklarovaných principů jako je stabilita a dlouhodobá udržitelnost, aby nedošlo ke znehodnocení investic a byly ochráněny oprávněné zájmy držitelů licenci (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.</p> <p>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. Uvítili bychom zdůvodnění týkající se dlouhodobého přístupu ERÚ k nastavení RAB ve vazbě na zůstatkovou hodnotu aktiv.</p>	<p>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.</p> <p>U subjektů, které ocenily aktiva před zahájením I. regulačního období, je výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB0“) stanovena ve výši plánované hodnoty regulační báze aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020.</p> <p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p>Akceptováno částečně</p> <p>Na základě detailního rozboru přistupuje ERÚ k variantě vyrovnat hodnoty RAB a ZHA k roku 2025 za předpokladu, že dopady do cen konečných zákazníků nebudou skokové. Vyrovnání hodnot RAB a ZHA do roku 2025 bude podmíněno případným vyrovnáním skokových změn povolených výnosů a cen v průběhu V. regulačního období.</p>
----	------------------------------	----------------	-----------------------------------	--	---	-------------------------------	--

43	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Tento koeficient sice částečně plní svoji roli, ale není plně schopen zohlednit v RAB 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 energetickém trhu. Na základě výše uvedených skutečností je jednoznačné, že za posledních deset a více let došlo 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 zreálnována, ale naopak byla znehodnocována inflací s větší hodnotou, než jaká byla zohledněna v dílčích vstupech pro kalkulaci parametru WACC.</p> <p>Další podstatnou skutečností je, že různé regulované subjekty dosáhly v hodnotě RAB různého podílu zůstatkové hodnoty aktiv při aplikaci stejné hodnoty WACC. Tento stav představuje zvyhodnění subjektů s vysokým podílem zůstatkové hodnoty aktiv v RAB, aniž by toho bylo dosaženo prostřednictvím investic, a je možné jej považovat za nerovný přístup. Za účelem nápravy tohoto stavu by bylo vhodné přijmout určitý postup, který zajistí promítnutí zůstatkové hodnoty aktiv plně do hodnoty RAB, třeba v průběhu několika roků.</p> <p>Z dlouhodobého hlediska je třeba připomenout, že ERÚ v zásadách regulace pro IV. regulační období počítal se zpracováním jednotné metodiky ocenění a nastavením korektního RAB: „...Zpracovat prostřednictvím nezávislého subjektu jednotnou metodiku pro ocenění dlouhodobého majetku společností působících v sektoru elektroenergetiky a plynárenství, vstupujícího do hodnoty regulační báze aktiv od V. RO...; ...Zabezpečit během IV. RO pro využití v V. RO nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty.“</p> <p>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 pro V.RO 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 navrhuje 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 RAB má oporu v zahraniční praxi a je běžně používaným přístupem v regionu střední a západní Evropy. V průběhu V.RO bude dostatečný časový prostor zabezpečit, pro využití v VI. RO, nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty.</p>	<p>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.</p> <p>U subjektů, které ocenily aktiva před zahájením I. regulačního období, je výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB0“) stanovena ve výši plánované hodnoty regulační báze aktiv pro poslední rok IV. regulačního období, tj. rok 2020.</p> <p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Akceptováno částečně</u></p> <p>Na základě detailního rozboru přistupuje ERÚ k variantě vyrovnat hodnoty RAB a ZHA k roku 2025 za předpokladu, že dopady do cen konečných zákazníků nebudou skokové. Vyrovnání hodnot RAB a ZHA do roku 2025 bude podmíněno případným vyrovnáním skokových změn povolených výnosů a cen v průběhu V. regulačního období.</p>
44	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>Z textu navrhuje vypustit odkaz na Mezinárodní účetní standardy. Důvodem je, že v případě Mezinárodních účetních standardů došlo od 1. 1. 2019 ke změně v oblasti vykazování leasingu a standard IFRS 16 již nerozlišuje finanční a operativní leasing. Dalším důvodem je, že by mohlo v průběhu V. regulačního období dojít k dalším nepředvídatelným změnám v oblasti Mezinárodních účetních standardů. Aby byl zachován přístup použitý ve IV. regulačním období (tj., že v regulační bázi aktiv je zohledněn majetek pořízený formou finančního leasingu), je důležité, aby v souvisejícím textu bodu 7.1.4. bylo uvedeno, že držitel licence je oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku.</p>	<p>Součástí hodnoty RAB může být i hodnota majetku používaného pro výkon licencované činnosti, který je poskytován do užívání za úplatu, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku., po dobu jeho životnosti v souladu s Mezinárodními účetními standardy, podle přímo použitelného předpisu Evropské unie.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Akceptováno částečně</u></p> <p>Součástí hodnoty RAB může být i hodnota majetku používaného pro výkon licencované činnosti, který je poskytován do užívání za úplatu, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku. Hodnota majetku podle věty první může vstoupit do RAB pouze na základě smluv uzavřených do 31. prosince 2020. Úplata za užívání se v takovém případě nepovažuje za ekonomicky oprávněný náklad.</p>

45	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	Nespecifikováno	<p>Navrhujeme (v souladu s výše uvedenými důvody) nastavit hodnotu RAB tak, aby byla při přechodu mezi RO zachována míra ziskovosti. Kdy je nezbytné zdůraznit, že Úřad i v minulosti postupoval při nastavení parametrů regulace zisku (při přípravě Zásad pro II. a III. RO) tak, aby byla zajištěna návaznost ziskovosti společností mezi regulačními obdobími. V minulosti tak došlo např. k uplatnění koeficientu přecenění, který se projevil tak, že majetek potřebný na výkon licencované činnosti nebyl zcela zohledněn při určení výše RAB. Při stanovení výchozí hodnoty RAB pro rok 2021 by bylo možné např. vycházet</p> $Výchozí\ RAB_0 = \frac{ze}{WACC_{2021}} Zisk_{2020} \leq ZHA_{2020}$ <p>V dalších letech by byla upravována výše RAB standartním postupem uvedeným v Zásadách.</p>	<p>Jak již bylo v rámci těchto připomínek několikrát zmíněno a detailně vysvětleno, Zásady mají být zpracovány tak, aby vytvořil podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Z pohledu nejen investora jsou skokové změny (např. meziroční pokles zisku o 25 %) zejména během strukturální reformy elektroenergetického sektoru, kdy jsou na provozovatele soustav kladeny požadavky na významné investice umožňující postupnou decentralizaci energetiky a rozvoj nových technologií (s cílem dosažení klimaticko-energetických cílů EU) významně negativním impulsem, který ovlivňuje možnosti realizace těchto nových investic do budoucna.</p> <p>Na konci V. RO uplyne nejméně 16 let od „přecenění aktiv“ (v případě PDS). Provozovatelé soustav během tohoto období proinvestovali a proinvestují (viz vyhodnocení Fondu obnovy a rozvoje) prostředky přesahující hodnotu jejich majetku před přeceněním, což vede k významné eliminaci přeceněných hodnot ze zůstatkové hodnoty aktiv. Přes tuto skutečnost je hodnota RAB významně pod hodnotou zůstatkové hodnoty aktiv, což se negativně projevuje na ziskovosti společnosti. Pro výpočet výchozí hodnoty RAB, proto navrhujeme, využít např. výše uvedený vzorec. Shora by pak výše výchozí hodnota RAB mohla být omezena zůstatkovou hodnotou aktiv (ZHA) tak, aby bylo odstraněné možné riziko „nadcenění“ aktiv. Variantním postupem by bylo narovnání hodnoty RAB na ZHA, což by umožnilo zcela eliminovat koeficient přecenění.</p> <p>Jak již bylo výše několikrát uvedeno, sektor elektroenergetiky prochází procesem strukturální změny, který vyžaduje významné investice do sítí (v případě ČEZ Distribuce se jedná řádově o desítky miliard korun v průběhu V. RO). Jsme jednoznačně toho názoru, že tímto způsobem (v otázce stanovení ziskovosti a v kombinaci s ostatními připomínkami) lze dosáhnout požadavku na zajištění dlouhodobě stabilního investičního prostředí, který je nezbytný z pohledu investora při hodnocení efektivity jeho investic.</p>	<p>Akceptováno částečně</p> <p>Je třeba odmítnout předkládaný názor, že konkrétní hodnota RAB by měla být nastavena s ohledem na výši WACC tak, aby byla zachována absolutní úroveň ziskovosti. Zákon ukládá povinnost stanovit zisk přiměřený a tedy proměnná hodnota WACC, metodicky vázaná právě z důvodu přiměřenosti například na proměnlivou hodnotu bezrizikové míry výnosnosti, nemůže být účelově kompenzována pomocí RAB.</p> <p>Na základě detailního rozboru však přistupuje ERÚ k variantě vyrovnat hodnoty RAB a ZHA k roku 2025 za předpokladu, že dopady do cen konečných zákazníků nebudou skokové. Vyrovnání hodnot RAB a ZHA do roku 2025 bude podmíněno případným vyrovnáním skokových změn povolených výnosů a cen v průběhu V. regulačního období.</p>
----	---	----------------	-----------------------------------	-----------------	---	---	---

46	GasNet, s.r.o.	VKP I. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>Navrhujeme upravit výše uvedený text, jelikož představuje nesystémové stanovení RAB a zásadním způsobem tak ohrožuje financovatelnost budoucích investic do obnovy sítě a tím její budoucí bezpečný a spolehlivý provoz.</p>	<p>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. Od V. regulačního období je stanovena výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB0“) minimálně na úrovni plánované zůstatkové hodnoty aktiv dle českých účetních standardů, používaných pro výkon licencované činnosti ve stavu k 31. 12. 2020. V případě, že provozovatel soustavy prokáže před začátkem V. regulačního období, že hodnota regulační báze aktiv předchozích let vycházela z použití nesprávných nebo neúplných vstupních údajů či podkladů, může Úřad před začátkem regulačního období rozhodnout o změně výchozí hodnoty regulační báze aktiv.</p> <p>Způsob stanovení hodnoty RAB, který je uplatňován Energetickým regulačním úřadem (dále jen „ERÚ“) v rámci stávajícího regulačního období a dále navrhován i pro V. regulační období lze z následujících důvodů označit za nesystémový:</p> <p>i. Hodnota RAB nedosahuje zůstatkové hodnoty aktiv sloužících k výkonu licencované činnosti</p> <p>ii. Hodnota RAB neodráží reálnou hodnotu aktiv sloužících k výkonu regulované činnosti</p> <p>iii. Princip stanovení hodnoty RAB je rozdílný pro jednotlivé společnosti.</p> <p>Ad i. Hodnota RAB společnosti GasNet představuje pouze cca 75 % zůstatkové účetní hodnoty aktiv GasNet (61 mld. Kč). Stávající způsob stanovení hodnoty RAB byl zaveden jako provizorní na začátku III. regulačního období, tedy v době, kdy průměrné roční investice byly o přibližně 1 mld. Kč nižší, než předpokládáme pro V. regulační období. Důvodem pro neúplné promítnutí účetní zůstatkové hodnoty do RAB byla v té době eliminace skokového nárůstu tarifů pro konečné zákazníky. Předpokládaný pokles úrovně hodnoty WACC vytváří v V. regulačním období prostor pro narovnání hodnoty RAB alespoň na úroveň zůstatkové účetní hodnoty při zachování stabilní úrovně tarifů.</p> <p>Ad ii. Hodnota RAB se významně liší od reprodukční hodnoty aktiv regulovaných společností (v případě GasNet je hodnota RAB přibližně 13 % reprodukční hodnoty (408 mld. Kč), resp. 22 % zůstatkové (časové) reprodukční hodnoty (249 mld. Kč). Vzhledem k rostoucím cenám stavebních prací (viz graf č. 4 uvedený níže) dochází k nárůstu reprodukční hodnoty aktiv a navyšování rozdílu oproti hodnotě RAB. Tento rozdíl není odpovídajícím způsobem kompenzován v nominální hodnotě WACC. Důsledkem je snížení reálné výnosnosti vloženého kapitálu pro investory.</p> <p>Potřebu přecenění aktiv regulovaných společností deklaroval ERÚ již před začátkem IV. regulačního období, k jeho realizaci však nedošlo. Zavedení tzv. reálného modelu regulace využívajícího reálných hodnot RAB a WACC by mělo být jednou z alternativ analyzovaných pro využití již v rámci V. regulačního období.</p> <p>Ad iii. Hodnota RAB je pro regulované společnosti stanovena různě. V případě některých regulovaných společností akceptoval ERÚ při stanovení hodnot RAB již v předcházejících regulačních obdobích alespoň zůstatkové účetní hodnoty aktiv, u jiných regulovaných společností toto umožněno nebylo. Rozdíly ve způsobu stanovení RAB mají významné finanční dopady na jednotlivé společnosti. ERÚ v rámci zásad regulace nezdůvodnil, proč uznání alespoň zůstatkových hodnot při stanovení RAB nenavrhuje v V. regulačním období pro všechny regulované společnosti.</p> <p>Způsob stanovení hodnoty RAB má dopad na objem finančních zdrojů regulovaných společností využitelných k financování budoucích investičních potřeb. V následujících letech očekává GasNet další nárůst objemu investic (rozdíl průměrné roční hodnoty investic mezi V. a III, resp. IV. regulačním obdobím činí téměř 1 mld. Kč/rok, resp. 400 mil. Kč/rok) a prohlubování rozdílu mezi objemem investic a odpisů. Trend růstu investic nad úroveň odpisů významně přesahuje období V. regulačního období a bude dále pokračovat.</p>  <p>Graf č. 1: Prognóza vývoje investic a odpisů GasNet do roku 2030</p> <p>Významný nárůst plánovaných investičních výdajů oproti předchozímu regulačnímu období souvisí:</p> <ul style="list-style-type: none">s potřebou obnovy značné části plynárenské infrastruktury budované v průběhu 80. a 90. let minulého století, která se blíží ke konci své technické životnosti (viz graf č. 2 uvedený níže);z důvodu bezpečnosti je nutné zejména nahradit ocelové plynovody na úrovni místních sítí;s nárůstem cen stavebních prací, který není kompenzován v rámci nominální hodnoty WACC (viz graf č. 4 uvedený níže).  <p>Nárůst plánovaných investic v kombinaci s navrhovaným poklesem povolených výnosů v V. regulačním období povede ke zhoršení finanční situace regulovaných společností.</p> <p>Průměrná hodnota ukazatele Free Cash Flow, tedy finančních prostředků, které jsou k dispozici na platbu cizího kapitálu a dividend, je v V. regulačním období nižší než ve IV. regulačním období, a to i přesto, že vložený kapitál je v V. regulačním období oproti předchozímu regulačnímu období reálně vyšší. Ve výsledku povede tato skutečnost k poklesu efektivního úročení celkového a vlastního kapitálu pod úroveň IV. regulačního období a navíc i k faktickému snížení míry výnosnosti celkového vloženého kapitálu na úroveň, která je nižší než hodnota vstupující do kalkule WACC (5.21 % po zdanění na celkový kapitál, resp. 7.76 % po zdanění na vlastní kapitál).</p> <table><tr><td>IV. regulační období</td><td>V. regulační období (WACC = 6,43 %)</td><td></td></tr><tr><td></td><td>RAB=75% ZÚH</td><td>RAB=100% ZÚH</td></tr><tr><td>Free Cash Flow</td><td></td><td></td></tr><tr><td>3148 mil. Kč</td><td>2352 mil. Kč</td><td>2990 mil. Kč</td></tr><tr><td>Průměrný efektivní výnos vlastního kapitálu po zdanění</td><td></td><td></td></tr><tr><td>7,50 %</td><td>5,55 %</td><td>7,86 %</td></tr><tr><td>Průměrný efektivní výnos celkového kapitálu po zdanění</td><td></td><td></td></tr><tr><td>6,61 %</td><td>4,37 %</td><td>5,55 %</td></tr></table> <p>Zhoršující se finanční situace regulovaných společností se odrazí v hodnocení regulovaných společností ze strany potencionálních věřitelů, resp. ratingových agentur, což povede ke zvýšení nákladů regulovaných společností na zajištění cizího kapitálu.</p> <p>V konečném důsledku tak může dojít k celkovému omezení finančních zdrojů a realizace plánovaných investic. Následná potřeba navýšit úroveň investic může v budoucnu narážet na limit dostupných kapacit na dodavatelském trhu.</p> <p>Domníváme se, že využití reálných hodnot aktiv pro stanovení RAB v případě aplikace reálného modelu regulace je dlouhodobě systémovým, transparentním a udržitelným řešením, které pomůže finančně stabilizovat regulované plynárenské společnosti a umožní jim v optimálním časovém rozložení realizovat potřebné investice do obnovy a modernizace plynárenské infrastruktury a přizpůsobit se novým požadavkům energetického trhu. Tento přístup je v souladu s regulační praxí v řadě evropských zemích s dlouhodobou regulační historií.</p> <p>Přechodovou alternativou, kterou navrhujeme pro V. regulační období je uznání zůstatkové účetní hodnoty aktiv a odložení zavedení tzv. reálného modelu regulace na VI. regulační období. Tento návrh by v V. regulačním období při zohlednění vývoje hodnot ostatních regulačních parametrů umožnil omezení meziročního nárůstu tarifů pro konečné zákazníky pod úroveň očekávané inflace.</p>	IV. regulační období	V. regulační období (WACC = 6,43 %)			RAB=75% ZÚH	RAB=100% ZÚH	Free Cash Flow			3148 mil. Kč	2352 mil. Kč	2990 mil. Kč	Průměrný efektivní výnos vlastního kapitálu po zdanění			7,50 %	5,55 %	7,86 %	Průměrný efektivní výnos celkového kapitálu po zdanění			6,61 %	4,37 %	5,55 %	<p>Akceptováno částečně</p> <p>Na základě detailního rozboru přistupuje ERÚ k variantě vyrovnat hodnoty RAB a ZHA k roku 2025 za předpokladu, že dopady do cen konečných zákazníků nebudou skokové. Vyrovnání hodnot RAB a ZHA do roku 2025 bude podmíněno případným vyrovnáním skokových změn povolených výnosů a cen v průběhu V. regulačního období.</p>
IV. regulační období	V. regulační období (WACC = 6,43 %)																													
	RAB=75% ZÚH	RAB=100% ZÚH																												
Free Cash Flow																														
3148 mil. Kč	2352 mil. Kč	2990 mil. Kč																												
Průměrný efektivní výnos vlastního kapitálu po zdanění																														
7,50 %	5,55 %	7,86 %																												
Průměrný efektivní výnos celkového kapitálu po zdanění																														
6,61 %	4,37 %	5,55 %																												

47	Český plynárenský svaz	VKP I. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>„Navrhujeme upravit výše uvedený text, jelikož představuje nesystémové stanovení RAB a zásadním způsobem tak ohrožuje financovatelnost budoucích investic do obnovy sítě a tím její budoucí bezpečný a spolehlivý provoz.</p>	<p>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. Od V. regulačního období je stanovena výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB0“) minimálně na úrovni plánované zůstatkové hodnoty aktiv dle českých účetních standardů, používaných pro výkon licencované činnosti ve stavu k 31. 12. 2020. V případě, že provozovatel soustavy prokáže před začátkem V. regulačního období, že hodnota regulační báze aktiv předchozích let vycházela z použití nesprávných nebo neúplných vstupních údajů či podkladů, může Úřad před začátkem regulačního období rozhodnout o změně výchozí hodnoty regulační báze aktiv.</p>	<p>Plynárenský sektor v ČR bude v následujících letech realizovat významný objem investic z důvodu zvýšené potřeby obnovy a obměny nutné k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti stárnoucích sítí vybudovaných v době masivní plynofikace v 90. letech.</p> <p>Návrh zásad regulace v kapitálové části povolených výnosů (RAB x WACC + Odpisy) významně ztěžuje možnosti generovat dostatek finančních zdrojů potřebných k prosté obnově majetku. Hlavními důvody jsou:</p> <ul style="list-style-type: none">nízká hodnota RAB (regulační báze aktiv), která je stanovena pod úrovní zůstatkové účetní hodnoty aktiv;zůstatková účetní hodnota aktiv, která je významně nižší ve srovnání s jejich aktuálně stanovenou reprodukční hodnotou;růst cen stavebních prací a všeobecná mzdová eskalace výsoce převyšující rámec všeobecné inflace. <div><p>Vývoj cen stavebních prací</p></div> <div><ul style="list-style-type: none">Významný nárůst investičních výdajů oproti předchozímu regulačnímu období, směřující v blízké budoucnosti do prosté obnovy významné části plynárenské infrastruktury, budované v průběhu 90. let minulého století, která se blíží ke konci své technické životnosti (viz níže příklad věkového portfolia plynovodů u společnosti GasNet, s.r.o.).</div> <div><p>Délka provozovaných plynovodů GasNet dle doby výstavby</p></div> <div><ul style="list-style-type: none">Očekávaný nárůst investic povede k prohlubování rozdílů mezi objemem financí potřebných pro investice do distribuční soustavy a financemi generovanými přes mechanismus odpisů.</div> <div><p>Prognóza vývoje investic a odpisů v plynárenství do roku 2030</p></div> <p>Návrh zásad regulace je v kapitálové části i nadále postaven na modelu, který byl jako přechodný zaveden v roce 2008 a který, při zohlednění dopadu na regulované ceny, předpokládal postupné uznání účetních zůstatkových hodnot aktiv v hodnotě RAB.</p> <p>Reflexe reprodukčních hodnot majetku, a to ani v podobě narovnání RAB na účetní zůstatkové hodnoty, však následně nebyla jakkoliv promítnuta do stávajícího návrhu zásad regulace.</p> <p>Samotný Úřad si tento deficit nicméně uvědomoval, a proto se v zásadách regulace pro IV. regulační období počítalo se zpracováním jednotné metodiky ocenění a s nastavením korektního RAB:</p> <p>„ - Zpracovat prostřednictvím nezávislého subjektu jednotnou metodiku pro ocenění dlouhodobého majetku společností působících v sektoru elektroenergetiky a plynárenství, vstupujícího do hodnoty regulační báze aktiv od V. RO.</p> <p>- Zabezpečit během IV. RO pro využití v V. RO nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty.“</p> <p>Deficit finančních zdrojů vznikající při výkonu činnosti regulovaných společností bude mít negativní vliv na hodnocení regulovaných společností ze strany potencionálních věřitelů, resp. ratingových agentur, a zvýší tak náklady regulovaných společností na zajištění cizího kapitálu. Reálně lze očekávat, že v důsledku rostoucích externích nákladů, které jsou neovlivnitelné ze strany společností, bude dlouhodoběji výše potřebných investic převažovat nad odpisy, což i s přihlédnutím k budoucím vzrůstajícím rizikům v plynárenství povede nejen k vyšším nákladům záporního kapitálu, ale ztíží to i situaci vlastníků regulovaných společností z pohledu disponibility a rentability vlastního kapitálu. Námi navrhovaným nástrojem finanční stabilizace regulovaných společností je uznání minimálně účetní zůstatkové hodnoty aktiv v RAB.</p> <p>Vzhledem k očekávanému poklesu WACC by nárůst povolených výnosů, resp. tarifů v průběhu V. regulačního období nepřesáhl v případě uznání přinejmenším účetní zůstatkové hodnoty aktiv úroveň očekávané inflace (viz tabulka níže zahrnující úpravu hodnoty RAB).</p> <table><tr><th colspan="2"></th><th colspan="2">IV. RP</th><th colspan="2">V. RP</th><th colspan="2"></th></tr><tr><th colspan="2"></th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2025</th></tr><tr><td rowspan="5">Průměrný distribuční/prepravní tarif (Kč/MWh)</td><td>GN</td><td>182,4</td><td>180,4</td><td>182,0</td><td>185,2</td><td>188,7</td><td>195,0</td></tr><tr><td>PPD</td><td>208,3</td><td>213,4</td><td>221,4</td><td>228,3</td><td>234,4</td><td>243,8</td></tr><tr><td>E.ON</td><td>292,4</td><td>297,4</td><td>311,2</td><td>321,6</td><td>324,0</td><td>328,0</td></tr><tr><td>N4G</td><td>21,1</td><td>25,0</td><td>23,4</td><td>26,7</td><td>26,7</td><td>26,6</td></tr><tr><td>Celkem</td><td>211,2</td><td>214,1</td><td>215,2</td><td>222,5</td><td>226,3</td><td>232,7</td></tr><tr><td rowspan="5">Průměrný distribuční/prepravní tarif (meziroční změna)</td><td>GN</td><td></td><td>-1,1%</td><td>0,9%</td><td>1,8%</td><td>1,9%</td><td>1,2%</td></tr><tr><td>PPD</td><td></td><td>2,5%</td><td>3,7%</td><td>3,1%</td><td>2,7%</td><td>2,7%</td></tr><tr><td>E.ON</td><td></td><td>1,7%</td><td>4,7%</td><td>3,3%</td><td>0,8%</td><td>0,7%</td></tr><tr><td>N4G</td><td></td><td>18,7%</td><td>-6,6%</td><td>14,2%</td><td>0,0%</td><td>-0,4%</td></tr><tr><td>Celkem</td><td></td><td>1,4%</td><td>0,5%</td><td>3,4%</td><td>1,7%</td><td>1,2%</td></tr></table> <p>Navrhovaná změna Zásad zajistí financování budoucích investic k obnově a obměně plynárenské sítě, je dlouhodobě udržitelná a posiluje bezpečnost a spolehlivost provozu plynárenské infrastruktury.</p>			IV. RP		V. RP						2019	2020	2021	2022	2023	2025	Průměrný distribuční/prepravní tarif (Kč/MWh)	GN	182,4	180,4	182,0	185,2	188,7	195,0	PPD	208,3	213,4	221,4	228,3	234,4	243,8	E.ON	292,4	297,4	311,2	321,6	324,0	328,0	N4G	21,1	25,0	23,4	26,7	26,7	26,6	Celkem	211,2	214,1	215,2	222,5	226,3	232,7	Průměrný distribuční/prepravní tarif (meziroční změna)	GN		-1,1%	0,9%	1,8%	1,9%	1,2%	PPD		2,5%	3,7%	3,1%	2,7%	2,7%	E.ON		1,7%	4,7%	3,3%	0,8%	0,7%	N4G		18,7%	-6,6%	14,2%	0,0%	-0,4%	Celkem		1,4%	0,5%	3,4%	1,7%	1,2%
					IV. RP		V. RP																																																																																							
					2019	2020	2021	2022	2023	2025																																																																																				
			Průměrný distribuční/prepravní tarif (Kč/MWh)	GN	182,4	180,4	182,0	185,2	188,7	195,0																																																																																				
PPD	208,3	213,4		221,4	228,3	234,4	243,8																																																																																							
E.ON	292,4	297,4		311,2	321,6	324,0	328,0																																																																																							
N4G	21,1	25,0		23,4	26,7	26,7	26,6																																																																																							
Celkem	211,2	214,1		215,2	222,5	226,3	232,7																																																																																							
Průměrný distribuční/prepravní tarif (meziroční změna)	GN		-1,1%	0,9%	1,8%	1,9%	1,2%																																																																																							
	PPD		2,5%	3,7%	3,1%	2,7%	2,7%																																																																																							
	E.ON		1,7%	4,7%	3,3%	0,8%	0,7%																																																																																							
	N4G		18,7%	-6,6%	14,2%	0,0%	-0,4%																																																																																							
	Celkem		1,4%	0,5%	3,4%	1,7%	1,2%																																																																																							

				Navrhovaný způsob stanovení výchozí hodnoty RAB a způsob výpočtu její meziroční změny založený na uplatnění koeficientu přecenění již nejsou nadále vhodné pro podmínky a regulaci cen za přepravu plynu v V. regulačním období	Vzhledem ke skutečnostem uvedeným níže v odůvodnění připomínky, navrhuje v regulaci uplatnit tento postup:	1. ERÚ si byl již při přípravě podmínek pro IV. regulační období (před rokem 2016) vědom omezení, která vyplývala z aplikace dosavadního způsobu regulace RAB, která by mimo jiné mohla vést k neodůvodněným rozdílům mezi regulovanými společnostmi, a i proto si stanovil metodologický cíl uvedený v Zásadách regulace pro IV. regulační období ¹ , který spočíval v následujícím (viz <i>základní principy přípravy regulačního období v kap. 5.1.</i>): <ul style="list-style-type: none">zpracovat prostřednictvím nezávislého subjektu jednotnou metodiku pro ocenění dlouhodobého majetku společností působících v sektoru elektroenergetiky a plynárenství, vstupujícího do hodnoty regulační báze aktiv od V. RO.;zabezpečit během IV. RO pro využití v V. RO nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Ačkoliv práce na nové metodice ocenění v průběhu IV. regulačního období skutečně započaly, a to ve spolupráci ERÚ, regulovaných subjektů a specializované externí poradenské firmy, byly následně ze strany Úřadu přerušeny, ačkoliv v konečném důsledku bylo na zpracování nové metodiky více času, neboť došlo k prodloužení regulačního období ze 3 na 5 let. <p>Do současné doby tedy prozatím nedošlo k novému ocenění majetku deklarovanému ERÚ, které by položilo vhodný základ regulace pro V. a další regulační období, narovnálo podmínky v regulaci RAB mezi regulovanými subjekty, přiblížilo se ke standardnějším způsobům regulace v EU/zahraničí, přispělo k zajištění financovatelnosti budoucích investic, a rovněž tak i vyslalo objektivní cenový signál o reprodukční hodnotě majetku regulovaných společností.</p>	2. V této souvislosti vzbuzuje oprávněnou pochybnost tvrzení ERÚ uvedené na str. 13 Zásad, že: „Zpracování metodiky pro nové ocenění dlouhodobého majetku regulovaných společností a provedení nového ocenění aktiv nebylo uskutečněno z důvodu rozhodnutí o pokračování v aplikaci nominální míry výnosnosti na nominální hodnoty aktiv i v rámci V. regulačního období. V tomto ohledu se nechystá změna ani pro další regulační období.“ <p>Jednak toto tvrzení upřednostňuje určitý způsob řešení bez jakéhokoli bližšího odůvodnění změny postoje ERÚ vůči Zásadám pro IV.RO, ale navíc platnost takového řešení se zde předjímá i do vzdálenější budoucnosti – až do VI. regulačního období. Jak důvěryhodně tedy takové tvrzení v Zásadách pro V. RO může působit navenek ve světle faktu, pokud se ERÚ necítilo nikterak vázáno ani předchozími oficiálně schválenými Zásadami pro IV.RO, ani nepokládalo za nutné změnu svého postoje řádně odůvodnit, zůstává neodpovězenou otázkou. Další okolnosti týkající se TAR NC² a přímé alokace:</p> <p>a. na základě TAR NC změnil Energetický regulační úřad způsob regulace výnosů provozovatele přepravní soustavy za tranzitní přepravu plynu. Z historického způsobu stanovení cen na základě benchmarkingu srovnatelných přepravních tras se přechází na nákladově orientovanou metodologii na základě nákladů, odpisů a průměrného zisku. (citace - viz část 12.1. na str.70 Zásad).</p> <p>Na straně tranzitní přepravy tak neexistuje žádná srovnatelná základna RAB z předchozích regulačních období tak, jak tomu je v případě vnitrostátní přepravy, a tedy bylo nezbytné ji nově definovat již pro tranzitní ceny na rok 2020, včetně její projekce pro výhled tarifů do roku 2025, jak je popsáno v rozhodnutí TAR NC.</p> <p>b. Vzhledem k záměrům ERÚ přejít od V. regulačního období na systém tzv. přímé alokace části tranzitních nákladů do regulovaných výnosů vnitrostátní přepravy (viz část 12.1. Zásad), který bude založen na určení specifických podílů relevantních aktiv, a tedy takto opustit dosavadní systém založený na použití jediného průměrného alokačního klíče (19,2% ve IV. regulačním období), nelze jednoznačně definovat kontinuitu RAB na vnitrostátní úrovni, neboť:</p> <p>i. tato kontinuita by z logiky pravidel platných ve IV. regulačním období měla být založena na přírůstcích investic, tedy tranzitní investice v letech 2016 až 2020 by měly být do vnitrostátního RAB alokovány klíčem 19,2% (ať již přímo na základě plánů investic či prostřednictvím případných korekcí provedených i v průběhu V. regulačního období, neboť jak sám ERÚ na str. 28 Zásad uvádí: „Korekční faktory regulační báze aktiv dobíhající ze IV. regulačního období, tj. za roky 2019 a 2020, budou vyrovnány v průběhu V. regulačního období v souladu s postupy platnými pro IV. regulační období“). Tento způsob alokace by však nebyl zcela v souladu se zvolenými předpoklady TAR NC, zejména s přihlédnutím k dopadům strategicky významného inkrementálního projektu C4G (Capacity4Gas) do regulace (viz např. str.32, poslední odstavec TAR NC).</p> <p>ii. Variantou pak je, že výchozí hodnota RAB pro V. regulační období bude podle ERÚ definována nově, prostřednictvím alokačního klíče určeného jako: „<i>suma součinné účetní zůstatkové hodnoty dané infrastruktury násobené podílem využití dané infrastruktury pro vnitrostátní přepravu dělená celkovou zůstatkovou hodnotou tranzitních aktiv</i>“ (viz část 12.1. a str.68 až 70 Zásad). Při tomto způsobu stanovení výchozího RAB však může dojít k hodnotové diskontinuitě s předchozími obdobími, ale zároveň to přináší i další problémy, jako je např. potřeba použití umělého výchozího koeficientu přecenění, či rozhodování, zda stejným způsobem (tj. přes zůstatkovou hodnotu) bude řešen i přístup k alokaci odpisů, což nemusí být zcela logické (zůstatková hodnota aktiva se v čase snižuje, odpisy jsou zpravidla konstantní).</p> <p>I proto navrhuje použití časových cen založených na indexech inflace odvozené z vývoje spotřebitelských cen, což vytváří jakýsi mezistupeň mezi historickými cenami a realističtějším nákladovým oceněním (běžnými cenami) aktiv.Rovněž tak se domníváme, že tento způsob tvorby povolených a cílových výnosů, který bude znamenat transparentnější výkon a model cenové regulace, by se zároveň nemusel významně odchylovat od cen, které byly v letech 2016-2018 stanoveny v rámci předchozího konzultačního procesu a rozhodnutí TAR NC pro celé období 2021-2025.V neposlední řadě lze za výhodu tohoto postupu považovat i fakt, že na úrovni regulace vnitrostátní přepravy v režimu revenue-cap není nutné metodologicky měnit způsob výpočtu korekčních faktorů RAB, zisku i odpisů, změny budou pouze parametrické.Přínosem tohoto modelu může být i pozvolnější dopad významně plánované investice do projektu plynovodu DZ-3-005 (severní Morava) do regulovaných cen oproti dosavadnímu (nominálnímu) způsobu regulace.</p>
¹ Z ² R				pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020 dle stavu k 30.5.2019	ku 27 odst. 4 Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn z 30.5.2019		

31

¹ Změna cen pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství s prodlouženou účinností do 31. prosince 2020 dle stavu k 31.12.2018

² Různé struktury přepravních sazeb pro zemní plyn z 30.5.2019

49	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>Navrhujeme upravit výše uvedený text, jelikož představuje nesystémové stanovení RAB a zásadním způsobem tak ohrožuje financovatelnost budoucích investic do obnovy sítě a tím její budoucí bezpečný a spolehlivý provoz.</p>	<p>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. Od V. regulačního období je stanovena výchozí hodnota regulační báze aktiv („RAB0“) minimálně na úrovni plánované zůstatkové hodnoty aktiv dle českých účetních standardů, používaných pro výkon licencované činnosti ve stavu k 31. 12. 2020. V případě, že provozovatel soustavy prokáže před začátkem V. regulačního období, že hodnota regulační báze aktiv předchozích let vycházela z použití nesprávných nebo neúplných vstupních údajů či podkladů, může Úřad před začátkem regulačního období rozhodnout o změně výchozí hodnoty regulační báze aktiv.</p>	<p>Plynárenský sektor v ČR bude v následujících letech realizovat významný objem investic z důvodu zvýšené potřeby obnovy a obměny nutné k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti stárnoucích sítí vybudovaných v době masivní plynofikace v 90. letech.</p> <p>Návrh zásad regulace v kapitálové části povolených výnosů (RAB x WACC + Odpisy) významně ztěžuje možnosti generovat dostatek finančních zdrojů potřebných k prosté obnově majetku. Hlavními důvody jsou:</p> <ul style="list-style-type: none">nizká hodnota RAB (regulační báze aktiv), která je stanovena pod úrovní zůstatkové účetní hodnoty aktiv;zůstatková účetní hodnota aktiv, která je významně nižší ve srovnání s jejich aktuálně stanovenou reprodukční hodnotou;růst cen stavebních prací a všeobecná mzdová eskalace vysoce převyšující rámec všeobecné inflace. <p>Vývoj cen stavebních prací</p> <table><tr><th>Year</th><th>Inflace ve WACC</th><th>Index URS</th><th>Zemní práce</th><th>Komunikace</th><th>Montáže potrubí</th></tr><tr><td>2015</td><td>2,53%</td><td>6,74%</td><td>5,53%</td><td>4,78%</td><td>13,10%</td></tr><tr><td>2016</td><td>4,78%</td><td>9,85%</td><td>7,09%</td><td>7,09%</td><td>17,41%</td></tr><tr><td>2017</td><td>7,09%</td><td>11,01%</td><td>9,44%</td><td>9,44%</td><td>19,21%</td></tr><tr><td>2018</td><td>9,44%</td><td>17,16%</td><td>15,01%</td><td>11,01%</td><td>30,92%</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">Významný nárůst investičních výdajů oproti předchozímu regulačnímu období, směřující v blízké budoucnosti do prosté obnovy významné části plynárenské infrastruktury, budované v průběhu 90. let minulého století, která se blíží ke konci své technické životnostiOčekávaný nárůst investic povede k prohlubování rozdílu mezi objemem financí potřebných pro investice do distribuční soustavy a financemi generovanými přes mechanismus odpisů. <p>Prognóza vývoje investic a odpisů v plynárenství do roku 2030</p> <p>Návrh zásad regulace je v kapitálové části i nadále postaven na modelu, který byl jako přechodný zaveden v roce 2008 a který, při zohlednění dopadu na regulované ceny, předpokládal postupné uznání účetních zůstatkových hodnot aktiv v hodnotě RAB.</p> <p>Reflexe reprodukčních hodnot majetku, a to ani v podobě narovnání RAB na účetní zůstatkové hodnoty, však následně nebyla jakkoliv promítnuta do stávajícího návrhu zásad regulace.</p> <p>Samotný Úřad si tento deficit nicméně uvědomoval, a proto se v zásadách regulace pro IV. regulační období počítalo se zpracováním jednotné metodiky ocenění a s nastavením korektního RAB:</p> <p>„ - Zpracovat prostřednictvím nezávislého subjektu jednotnou metodiku pro ocenění dlouhodobého majetku společností působících v sektoru elektroenergetiky a plynárenství, vstupujícího do hodnoty regulační báze aktiv od V. RO.</p> <p>- Zabezpečit během IV. RO pro využití v V. RO nové ocenění aktiv všech regulovaných subjektů v elektroenergetice a plynárenství podle jednotné metodiky za účelem korektního a dlouhodobě akceptovatelného nastavení regulační báze aktiv a odpisů. Metodika ocenění bude před vlastním oceněním projednána se všemi regulovanými subjekty.“</p> <p>Deficit finančních zdrojů vznikající při výkonu činnosti regulovaných společností bude mít negativní vliv na hodnocení regulovaných společností ze strany potencionálních věřitelů, resp. ratingových agentur, a zvýší tak náklady regulovaných společností na zajištění cizího kapitálu. Reálně lze očekávat, že v důsledku rostoucích externích nákladů, které jsou neovlivnitelné ze strany společnosti, bude dlouhodoběji výše potřebných investic převážovat nad odpisy, což i s přihlédnutím k budoucím vzrůstajícím rizikům v plynárenství povede nejen k vyšším nákladům zápujčního kapitálu, ale ztíží to i situaci vlastníků regulovaných společností z pohledu disponibility a rentability vlastního kapitálu.</p> <p>Námi navrhovaným nástrojem finanční stabilizace regulovaných společností je uznání minimálně účetní zůstatkové hodnoty aktiv v RAB.</p> <p>Vzhledem k očekávanému poklesu WACC by nárůst povolených výnosů, resp. tarifů v průběhu V. regulačního období nepřesáhl v případě uznání přinejmenším účetní zůstatkové hodnoty aktiv úroveň očekávané inflace (viz tabulka níže zahrnující úpravu hodnoty RAB).</p> <table><tr><th rowspan="2"></th><th rowspan="2"></th><th colspan="2">IV. RP</th><th colspan="2">V. RP</th><th>2025</th><th rowspan="2"></th></tr><tr><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th></tr><tr><td rowspan="5">Průměrný distribuční/přepřavní tarif (Kč/MWh)</td><td>GN</td><td>182,4</td><td>180,4</td><td>182,0</td><td>185,2</td><td>188,7</td><td>195,0</td></tr><tr><td>PPD</td><td>208,3</td><td>213,4</td><td>221,4</td><td>228,3</td><td>234,4</td><td>243,8</td></tr><tr><td>E.ON</td><td>292,4</td><td>297,4</td><td>311,2</td><td>321,6</td><td>324,0</td><td>328,2</td></tr><tr><td>N4G</td><td>21,1</td><td>25,0</td><td>23,4</td><td>26,7</td><td>26,7</td><td>26,6</td></tr><tr><td>Celkem</td><td>211,2</td><td>214,1</td><td>215,2</td><td>222,5</td><td>226,3</td><td>232,7</td></tr><tr><td rowspan="5">Průměrný distribuční/přepřavní tarif (meziroční změna)</td><td>GN</td><td></td><td>-1,1%</td><td>0,9%</td><td>1,8%</td><td>1,9%</td><td>1,2%</td></tr><tr><td>PPD</td><td></td><td>2,5%</td><td>3,7%</td><td>3,1%</td><td>2,7%</td><td>1,3%</td></tr><tr><td>E.ON</td><td></td><td>1,7%</td><td>4,7%</td><td>3,3%</td><td>0,8%</td><td>0,7%</td></tr><tr><td>N4G</td><td></td><td>18,7%</td><td>-6,6%</td><td>14,2%</td><td>0,0%</td><td>-0,1%</td></tr><tr><td>Celkem</td><td></td><td>1,4%</td><td>0,5%</td><td>3,4%</td><td>1,7%</td><td>1,6%</td></tr></table> <p>Navrhovaná změna Zásad zajistí financování budoucích investic k obnově a obměně plynárenské sítě, je dlouhodobě udržitelná a posiluje bezpečnost a spolehlivost provozu plynárenské infrastruktury</p>	Year	Inflace ve WACC	Index URS	Zemní práce	Komunikace	Montáže potrubí	2015	2,53%	6,74%	5,53%	4,78%	13,10%	2016	4,78%	9,85%	7,09%	7,09%	17,41%	2017	7,09%	11,01%	9,44%	9,44%	19,21%	2018	9,44%	17,16%	15,01%	11,01%	30,92%			IV. RP		V. RP		2025		2019	2020	2021	2022	2023	Průměrný distribuční/přepřavní tarif (Kč/MWh)	GN	182,4	180,4	182,0	185,2	188,7	195,0	PPD	208,3	213,4	221,4	228,3	234,4	243,8	E.ON	292,4	297,4	311,2	321,6	324,0	328,2	N4G	21,1	25,0	23,4	26,7	26,7	26,6	Celkem	211,2	214,1	215,2	222,5	226,3	232,7	Průměrný distribuční/přepřavní tarif (meziroční změna)	GN		-1,1%	0,9%	1,8%	1,9%	1,2%	PPD		2,5%	3,7%	3,1%	2,7%	1,3%	E.ON		1,7%	4,7%	3,3%	0,8%	0,7%	N4G		18,7%	-6,6%	14,2%	0,0%	-0,1%	Celkem		1,4%	0,5%	3,4%	1,7%	1,6%
Year	Inflace ve WACC	Index URS	Zemní práce	Komunikace	Montáže potrubí																																																																																																																				
2015	2,53%	6,74%	5,53%	4,78%	13,10%																																																																																																																				
2016	4,78%	9,85%	7,09%	7,09%	17,41%																																																																																																																				
2017	7,09%	11,01%	9,44%	9,44%	19,21%																																																																																																																				
2018	9,44%	17,16%	15,01%	11,01%	30,92%																																																																																																																				
		IV. RP		V. RP		2025																																																																																																																			
		2019	2020	2021	2022	2023																																																																																																																			
Průměrný distribuční/přepřavní tarif (Kč/MWh)	GN	182,4	180,4	182,0	185,2	188,7	195,0																																																																																																																		
	PPD	208,3	213,4	221,4	228,3	234,4	243,8																																																																																																																		
	E.ON	292,4	297,4	311,2	321,6	324,0	328,2																																																																																																																		
	N4G	21,1	25,0	23,4	26,7	26,7	26,6																																																																																																																		
	Celkem	211,2	214,1	215,2	222,5	226,3	232,7																																																																																																																		
Průměrný distribuční/přepřavní tarif (meziroční změna)	GN		-1,1%	0,9%	1,8%	1,9%	1,2%																																																																																																																		
	PPD		2,5%	3,7%	3,1%	2,7%	1,3%																																																																																																																		
	E.ON		1,7%	4,7%	3,3%	0,8%	0,7%																																																																																																																		
	N4G		18,7%	-6,6%	14,2%	0,0%	-0,1%																																																																																																																		
	Celkem		1,4%	0,5%	3,4%	1,7%	1,6%																																																																																																																		

50	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	7.1.5. Zisk	Nespecifikováno	Navrhujeme upravit Zásady tak, aby parametry vstupující do výpočtu povoleného zisku zajistily dlouhodobou investiční stabilitu (viz úvodní část těchto připomínek), kdy Zásady cenové regulace by měly být nastaveny tak, aby byla zajištěna dlouhodobě stabilní ziskovost aktiv.	<p>Jak již bylo uvedeno výše, cílem Zásad by mělo být nastavení podmínek pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Na jedné straně je na regulované společnosti vyvíjen tlak, aby adaptovaly své sítě na strukturální změny sektoru, na straně druhé však ERÚ (zejména ve variantě A výpočtu míry výnosnosti) skokově mění ziskovost společností, kdy při jejím uplatnění by došlo k radikálnímu meziročnímu poklesu zisku o 25 %.</p> <p>Z tohoto pohledu je nezbytné zdůraznit, že Úřad i v minulosti postupoval při nastavení parametrů regulace (při přípravě Zásad pro II. a III. regulační období) tak, aby byla zajištěna návaznost ziskovosti společností mezi regulačními obdobími.</p> <p>Vzhledem k výše uvedenému požadujeme úpravu vstupních parametrů vstupujících do výpočtu zisku (RAB a míra výnosnosti) tak, aby v souladu s bodem 7.1.5. Zásad stanovené ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Detailní připomínky ke způsobu výpočtu míry výnosnosti a stanovení výchozí hodnoty RAB jsou uvedené v následujících připomínkách.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Je třeba odmítnout předkládaný názor, že konkrétní hodnota RAB by měla být nastavena s ohledem na výši WACC tak, aby byla zachována absolutní úroveň ziskovosti. Zákon ukládá povinnost stanovit zisk přiměřený a tedy proměnná hodnota WACC, metodicky vázaná právě z důvodu přiměřenosti například na proměnlivou hodnotu bezrizikové míry výnosnosti, nemůže být účelově kompenzována pomocí RAB. Např. odkazovaný přepočet hodnoty RAB při počátku III. regulačního období byl prováděn v důsledku komplexní změny metodiky regulace s využitím přeceněných hodnot majetku a nešlo o kompenzaci změny hodnoty WACC, jak je předkládáno.</p> <p>Přiměřeným ziskem je pak zajištěno i stabilní investiční prostředí odpovídající reálné tržní situaci, kdy je prostřednictvím aktualizované hodnoty WACC garantována odpovídající hodnota likvidity a ostatních nákladových komponent obsažených ve WACC. Určitá skoková změna pro V. regulační období je způsobena pevně stanovenou hodnotou WACC v průběhu IV. regulačního období.</p>
51	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	7.1.5. Zisk	Nespecifikováno	Navrhujeme rozšířit Zásady o bonus k WACC v případě dosažení požadované úrovně investic (včetně jejich struktury a zaměření) provozovatelem soustav.	<p>S ohledem zejména na potřebu implementace moderních technologií (viz úvodní kapitola těchto připomínek) navrhujeme doplnit Zásady o bonus k WACC, který by provozovatele soustav motivoval k plnění dlouhodobých cílů regulátora v oblasti investic. Takový bonus je v různé podobě využíván celou řadou evropských regulátorů (např. Polsko, Finsko, Německo, Itálie, Velká Británie atd.).</p> <p>Jednou z možností je uplatnit bonus k WACC v případě, kdy provozovatel soustav dlouhodobě investuje dostatečný objem prostředků do rozvoje a obnovy sítí a současně Úřad do budoucna (v souladu se svou/národní strategií rozvoje sítí) bude požadovat, aby výše investic přesahovala velikost odpisů. Např. je možné vydefinovat, že za splnění podmínek:</p> <p>1. plánované investice pro rok „i“ přesahují plánovanou velikost odpisů pro rok „i“ (s případnou možností uplatnit korekci v zisku, pokud by skutečné hodnoty roku „i“ neodpovídaly danému kritériu) a současně,</p> <p>2. struktura investic odpovídá záměrům ERÚ v otázce rozvoje a obnovy sítí, je aplikován bonus k WACC pro daný rok „i“. Bonus na WACC lze dále např. podmínit (v případě, že by ERÚ chtěl mít jistotu, že provozovatelé soustav dlouhodobě investují do sítí nad rámec velikosti odpisů) stavem fondu obnovy a rozvoje.</p> <p>Domníváme se, že aplikací bonusu k WACC získá Úřad nástroj, kterým bude motivovat provozovatele soustav k potřebným investicím zejména do moderních technologií, jejichž rozvoj a efektivní užití jsou nezbytným předpokladem pro adaptaci soustav na novou podobu energetického trhu.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>ERÚ rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>
52	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	7.1.5. Zisk	<p>„Parametr zisk se stanoví jako součin míry výnosnosti a hodnoty regulační báze aktiv.</p> <p><i>Energetický regulační úřad je dle § 19a odst. 1 energetického zákona povinen při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupovat tak, aby stanovené ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Přiměřenost zisku je zajištěna použitím míry výnosnosti stanovené jako vážený průměr nákladů na kapitál (WACC) podle bodu 7.2.4. Zásad cenové regulace.“</i></p>	Navrhujeme upravit Zásady cenové regulace tak, aby parametry vstupující do výpočtu povoleného zisku zajistily dlouhodobou investiční stabilitu (viz úvodní část těchto připomínek), kdy Zásady cenové regulace by měly být nastaveny tak, aby byla zajištěna dlouhodobě stabilní ziskovost aktiv.	<p>Jak již bylo uvedeno výše, cílem Zásad by mělo být nastavení podmínek pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Na jedné straně je na regulované společnosti vyvíjen tlak, aby adaptovaly své sítě na strukturální změny sektoru, na straně druhé však ERÚ (zejména ve variantě A výpočtu míry výnosnosti) skokově mění ziskovost společností, kdy při jejím uplatnění by došlo k radikálnímu meziročnímu poklesu zisku o 25 %.</p> <p>Vzhledem k výše uvedenému požadujeme úpravu vstupních parametrů vstupujících do výpočtu zisku (RAB a míra výnosnosti) tak, aby v souladu s bodem 7.1.5. Zásad stanovené ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti.</p> <p>Dále navrhujeme s ohledem zejména na potřebu implementace moderních technologií (viz úvodní kapitola těchto připomínek) doplnit Zásady cenové regulace o bonus k WACC, který by provozovatele soustav motivoval k plnění dlouhodobých cílů regulátora v oblasti investic. Takový bonus je v různé podobě využíván celou řadou evropských regulátorů (např. Polsko, Finsko, Německo, Itálie, Velká Británie atd.). Jednou z možností je uplatnit bonus k WACC v případě, kdy provozovatel soustav dlouhodobě investuje dostatečný objem prostředků do rozvoje a obnovy sítí a současně ERÚ do budoucna (v souladu se svou/národní strategií rozvoje sítí) bude požadovat, aby výše investic přesahovala velikost odpisů.</p> <p>Domníváme se, že aplikací bonusu k WACC (k variantě B výpočtu WACC) získá ERÚ nástroj, kterým bude motivovat provozovatele soustav k potřebným investicím zejména do moderních technologií, jejichž rozvoj a efektivní užití jsou nezbytným předpokladem pro adaptaci soustav na novou podobu energetického trhu.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Je třeba odmítnout předkládaný názor, že konkrétní hodnota RAB by měla být nastavena s ohledem na výši WACC tak, aby byla zachována absolutní úroveň ziskovosti. Zákon ukládá povinnost stanovit zisk přiměřený a tedy proměnná hodnota WACC, metodicky vázaná právě z důvodu přiměřenosti například na proměnlivou hodnotu bezrizikové míry výnosnosti, nemůže být účelově kompenzována pomocí RAB.</p> <p>Přiměřeným ziskem je pak zajištěno i stabilní investiční prostředí odpovídající reálné tržní situaci, kdy je prostřednictvím aktualizované hodnoty WACC garantována odpovídající hodnota likvidity a ostatních nákladových komponent obsažených ve WACC. Určitá skoková změna pro V. regulační období je způsobena pevně stanovenou hodnotou WACC v průběhu IV. regulačního období.</p> <p>ERÚ rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>

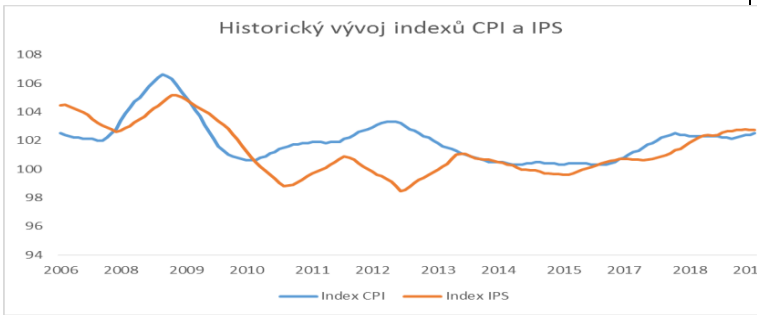
53	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	7.1.5. Zisk	<p>„Parametr zisk se stanoví jako součin míry výnosnosti a hodnoty regulační báze aktiv.</p> <p><i>Energetický regulační úřad je dle § 19a odst. 1 energetického zákona povinen při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupovat tak, aby stanovené ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Přiměřenost zisku je zajištěna použitím míry výnosnosti stanovené jako vážený průměr nákladů na kapitál (WACC) podle bodu 7.2.4. Zásad cenové regulace.“</i></p>	<p>Navrhujeme upravit Zásady cenové regulace tak, aby parametry vstupující do výpočtu povoleného zisku zajistily dlouhodobou investiční stabilitu (viz úvodní část těchto připomínek), kdy Zásady cenové regulace by měly být nastaveny tak, aby byla zajištěna dlouhodobě stabilní ziskovost aktiv.</p>	<p>Jak již bylo uvedeno výše, cílem Zásad by mělo být nastavení podmínek pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství. Na jedné straně je na regulované společnosti vyvíjen tlak, aby adaptovaly své sítě na strukturální změny sektoru, na straně druhé však ERÚ (zejména ve variantě A výpočtu míry výnosnosti) skokově mění ziskovost společností, kdy při jejím uplatnění by došlo k radikálnímu meziročnímu poklesu zisku o 25 %.</p> <p>Vzhledem k výše uvedenému požadujeme úpravu vstupních parametrů vstupujících do výpočtu zisku (RAB a míra výnosnosti) tak, aby v souladu s bodem 7.1.5. Zásad stanovené ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti.</p> <p>Dále navrhujeme s ohledem zejména na potřebu implementace moderních technologií (viz úvodní kapitola těchto připomínek) doplnit Zásady cenové regulace o bonus k WACC, který by provozovatele soustav motivoval k plnění dlouhodobých cílů regulátora v oblasti investic. Takový bonus je v různé podobě využíván celou řadou evropských regulátorů (např. Polsko, Finsko, Německo, Itálie, Velká Británie atd.). Jednou z možností je uplatnit bonus k WACC v případě, kdy provozovatel soustav dlouhodobě investuje dostatečný objem prostředků do rozvoje a obnovy sítí a současně ERÚ do budoucna (v souladu se svou/národní strategií rozvoje sítí) bude požadovat, aby výše investic přesahovala velikost odpisů.</p> <p>Domníváme se, že aplikací bonusu k WACC (k variantě B výpočtu WACC) získá ERÚ nástroj, kterým bude motivovat provozovatele soustav k potřebným investicím zejména do moderních technologií, jejichž rozvoj a efektivní užití jsou nezbytným předpokladem pro adaptaci soustav na novou podobu energetického trhu.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Je třeba odmítnout předkládaný názor, že konkrétní hodnota RAB by měla být nastavena s ohledem na výši WACC tak, aby byla zachována absolutní úroveň ziskovosti. Zákon ukládá povinnost stanovit zisk přiměřený a tedy proměnná hodnota WACC, metodicky vázaná právě z důvodu přiměřenosti například na proměnlivou hodnotu bezrizikové míry výnosnosti, nemůže být účelově kompenzována pomocí RAB.</p> <p>Přiměřeným ziskem je pak zajištěno i stabilní investiční prostředí odpovídající reálné tržní situaci, kdy je prostřednictvím aktualizované hodnoty WACC garantována odpovídající hodnota likvidity a ostatních nákladových komponent obsažených ve WACC. Určitá skoková změna pro V. regulační období je způsobena pevně stanovenou hodnotou WACC v průběhu IV. regulačního období.</p> <p>ERÚ rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>
54	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.5.1. Zisk z nedokončených rozvojových investic	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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 rozložené ve více regulovaných letech.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	<p>Odkazováno na text připomínky</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Bude zachována současná hranice pro uznávání nedokončených investic, tj. 500 mil. Kč. ERÚ souhlasí se zdůvodněním a úpravou textu ve vztahu k části hodnoty pořízené z dotace, kdy do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice ve výši, ve které nejsou zahrnuty investice pořízené z dotace. V případě, kdy budou dotace přiznány a vyplaceny až na základě realizovaných stavebních činností, a zpětně dojde k nesplnění podmínek pro přiznání statusu nedokončené investice, bude o hodnotu majetku pořízeného z dotace upravena skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic.</p> <p>Parametr zisku z nedokončených rozvojových investic byl zaveden s cílem uplatnění ve výjimečných případech u investičních akcí atypického rozsahu. ERÚ nepovažuje za nutné, aby byl parametr využíván v každém roce regulačního období, kdy doplníme, že z plánovaných investičních akcí vyplývá reálná možnost uplatnění parametru v některém roce V. regulačního období již i za současného nastavení.</p>

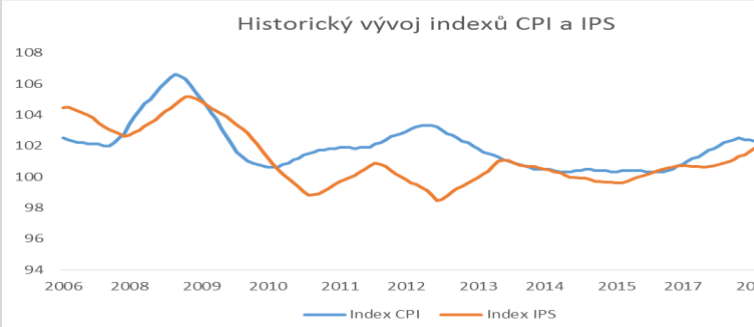
55	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.6 Faktor trhu	<p>Souhlasíme se zachováním faktoru trhu jako regulačního prvku zohledňujícího skutečnosti/náklady, které svým charakterem neodpovídají aplikaci klouzavých průměrů s profit/loss sharingem. Nicméně navrženou definici považujeme za výrazně limitující, kdy při jejím striktním výkladu mohou být do faktoru trhu zahrnuty pouze náklady charakteru například nenadálých živelných 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.</p> <p>Zároveň požadujeme základní výčet aplikace faktoru trhu rozšířit o další skutečnosti, které svoji povahou jednoznačně odpovídají tomuto nástroji. Jedná se zejména o:</p> <p>* 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,</p> <p>* pokrytí nezaplacených pohledávek obchodníků při využití institutu dodavatele poslední instance,</p> <p>* likvidace velkých celků majetku,</p> <p>* transformace společnosti a další.</p> <p>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.</p> <p>S ohledem na praktické použití tohoto instrumentu a zejména zamezení budoucích meziročních skokových změn v rámci povolených výnosů navrhuje 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.</p> <p>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.</p>	<p>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 vzniklými při likvidaci živelních událostí, likvidací velkých celků majetku, transformací společností atd.</p> <p>Faktor trhu bude kryt 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.</p> <p>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 kryt náklady faktorem trhu.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Z důvodu stanovení základny povolených nákladů a úpravy parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 existuje předpoklad významného omezení potřeby faktoru trhu. ERÚ zamítá žádost o uplatnění faktoru trhu ex-ante (na základě plánovaných hodnot), nicméně bude umožněno uznání faktoru trhu na základě skutečného vynaložení nákladů, avšak před jejich vykázáním v regulačních výkazech. Zároveň náklady uznané v rámci IV. regulačního období prostřednictvím faktoru trhu, které mají trvalý charakter, nebudou snižovat ekonomicky oprávněné náklady vstupující do základny povolených nákladů pro V. regulační období.</p> <p>Akceptovány jsou dílčí úpravy textu, které lépe specifikují uplatnění parametru.</p> <p>ERÚ se bude zabývat všemi podanými žádostmi o uznání mimořádných nákladů i bez jejich explicitní specifikace v definici faktoru trhu.</p>
56	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.1.6 Faktor trhu	<p>Návrh zásad regulace v kapitole 7.1.6 Faktor trhu postrádá možnost uznání nákladů ex-ante, navrhuje proto doplnit o tuto eventualitu.</p>	<p>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 Úřadem budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok. Žádost o uznání nákladů musí být podána s dostatečným předstihem a musí obsahovat výši, účel a podrobné zdůvodnění opodstatněnosti těchto nákladů. V případě uznání budou náklady zahrnuty do upravených povolených výnosů ve formě faktoru trhu, který bude v případě uznání nákladů ex ante korigován na základě skutečných účetně vykázanych hodnot. Rozdíl výše přiznaného faktoru trhu a skutečně vynaložených nákladů bude úročen časovou hodnotou peněz. Bude-li skutečný náklad faktoru trhu vyšší než poskytnutá hodnota faktoru trhu stanovená Úřadem v roce i-2, uzná Úřad pouze zálohově poskytnutou hodnotu faktoru trhu, pokud nebude skutečný náklad faktoru trhu opodstatněn a řádně odůvodněn. Faktor trhu může v případě operátora trhu nabývat i záporných hodnot.</p>	Eventualita zahrnovat do povolených výnosů i efekt faktoru trhu ex-ante umožní uplatnění faktoru trhu napříč regulovanými odvětvími.	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Z důvodu stanovení základny povolených nákladů a úpravy parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 existuje předpoklad významného omezení potřeby faktoru trhu. ERÚ zamítá žádost o uplatnění faktoru trhu ex-ante.</p> <p>Faktor trhu bude kryt skutečně vynaložené mimořádné náklady, které nevstoupily do povolených nákladů pro daný rok, ne náklady, které regulovaný subjekt předpokládá, že nastanou. ERÚ se bude zabývat všemi podanými žádostmi o uznání mimořádných nákladů i bez jejich explicitní specifikace v definici faktoru trhu.</p>
57	GasNet, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.1.6 Faktor trhu	<p>Návrh zásad regulace v kapitole 7.1.6 Faktor trhu postrádá možnost uznání nákladů ex-ante, navrhuje proto doplnit o tuto eventualitu.</p>	<p>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 Úřadem budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok. Žádost o uznání nákladů musí být podána s dostatečným předstihem a musí obsahovat výši, účel a podrobné zdůvodnění opodstatněnosti těchto nákladů. V případě uznání budou náklady zahrnuty do upravených povolených výnosů ve formě faktoru trhu, který bude v případě uznání nákladů ex ante korigován na základě skutečných účetně vykázanych hodnot. Rozdíl výše přiznaného faktoru trhu a skutečně vynaložených nákladů bude úročen časovou hodnotou peněz. Bude-li skutečný náklad faktoru trhu vyšší než poskytnutá hodnota faktoru trhu stanovená Úřadem v roce i-2, uzná Úřad pouze zálohově poskytnutou hodnotu faktoru trhu, pokud nebude skutečný náklad faktoru trhu opodstatněn a řádně odůvodněn. Faktor trhu může v případě operátora trhu nabývat i záporných hodnot.</p>	Možnost zahrnovat do povolených výnosů i efekt faktoru trhu ex-ante zajistí uplatnění faktoru trhu napříč regulovanými odvětvími.	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Z důvodu stanovení základny povolených nákladů a úpravy parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 existuje předpoklad významného omezení potřeby faktoru trhu. ERÚ zamítá žádost o uplatnění faktoru trhu ex-ante. Faktor trhu bude kryt skutečně vynaložené mimořádné náklady, které nevstoupily do povolených nákladů pro daný rok, ne náklady, které regulovaný subjekt předpokládá, že nastanou.</p> <p>ERÚ se bude zabývat všemi podanými žádostmi o uznání mimořádných nákladů i bez jejich explicitní specifikace v definici faktoru trhu.</p>

58	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	7.1.6 Faktor trhu	Návrh zásad regulace v kapitole 7.1.6 Faktor trhu postrádá možnost uznání nákladů ex-ante, navrhuje proto doplnit o tuto eventualitu.	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 Úřadem budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok. Žádost o uznání nákladů musí být podána s dostatečným předstihem a musí obsahovat výši, účel a podrobné zdůvodnění opodstatněnosti těchto nákladů. V případě uznání budou náklady zahrnuty do upravených povolených výnosů ve formě faktoru trhu, který bude v případě uznání nákladů ex ante korigován na základě skutečných účetně vykázaných hodnot. Rozdíl výše přiznaného faktoru trhu a skutečně vynaložených nákladů bude určen časovou hodnotou peněz. Bude-li skutečný náklad faktoru trhu vyšší než poskytnutá hodnota faktoru trhu stanovená Úřadem v roce i-2, uzná Úřad pouze zálohově poskytnutou hodnotu faktoru trhu, pokud nebude skutečný náklad faktoru trhu opodstatněn a řádně odůvodněn. Faktor trhu může v případě operátora trhu nabývat i záporných hodnot.	Eventualita zahrnovat do povolených výnosů i efekt faktoru trhu ex-ante umožní uplatnění faktoru trhu napříč regulovanými odvětvími.	<u>Neakceptováno</u> Z důvodu stanovení základny povolených nákladů a úpravy parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 existuje předpoklad významného omezení potřeby faktoru trhu. ERÚ zamítá žádost o uplatnění faktoru trhu ex-ante. Faktor trhu bude krýt skutečně vynaložené mimořádné náklady, které nevstoupily do povolených nákladů pro daný rok, ne náklady, které regulovaný subjekt předpokládá, že nastanou. ERÚ se bude zabývat všemi podanými žádostmi o uznání mimořádných nákladů i bez jejich explicitní specifikace v definici faktoru trhu.
59	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	7.2.2. Faktor efektivity	Nespecifikováno	Navrhujeme upravit Zásady tak, aby reflektovaly navrhovaný princip stanovení výše povolených nákladů aplikací profit/loss sharingu – viz předcházející připomínka č. 1.	Podle našeho názoru je důležité nahlížet na princip stanovení povolených nákladů komplexně jako na celek, kdy je uvažována vzájemná vazba mezi jednotlivými parametry vstupujícími do jejich výpočtu/stanovení. Z tohoto pohledu se domníváme, že aplikace parametricky dlouhodobě udržitelně a motivačně nastaveného tzv. klouzavého profit/loss sharingu bude systémovým řešením, které povede ke snižování nákladů, ze kterého bude benefitovat jak zákazník, tak regulovaný subjekt. Vzhledem k výše uvedenému proto navrhuje, aby faktor efektivity nebyl minimálně pro společnosti, které dlouhodobě spoří, uplatněn. Úspor u dlouhodobě spořících firem bude dosaženo prostřednictvím klouzavého profit/loss sharingu. Dále je nezbytné zdůraznit, že faktor efektivity (pokud pomineme skutečnost, že efektivnějším nástrojem optimalizace výše povolených nákladů je správně parametricky nastavený profit/loss sharing) je z principu nástroj cílící na snižování výše nákladů související s výkonem činnosti regulovaného subjektu. Toto snížení je však možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných. V neposlední řadě pak lze do budoucna důvodně předpokládat, že se bude zvětšovat rozsah činností provozovatelů soustav (viz výše flexibilita, agregace, nefrekvenční PpS, DECE apod.) a s nimi spojený nárůst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačním a legislativním rámcem stanovených povinností. Řešením této úlohy, jak již bylo výše několikrát vysvětleno, je zavedení profit/loss sharingu.	<u>Částečně akceptováno</u> Faktor efektivity je v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci k dosahování úspor prostřednictvím parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 i v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.

60	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.2. Faktor efektivita	<p>Navrhovaný způsob aplikace i navrhovanou výši faktoru efektivita považujeme za naprosto neodůvodněné. Faktor efektivita 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 efektivita je nadbytečným restriktivním zásahem.</p> <p>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 efektivita 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 efektivita aplikován pouze na ovlivnitelné náklady.</p> <p>Faktor efektivita 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 efektivita. Potenciál dalších úspor se tak výrazně snížil a aplikace faktoru efektivita společnosti zásadně poškozuje.</p> <p>Návrh ERÚ navíc počítá s aplikací faktoru efektivita v mnohem přísnější podobě oproti IV. regulačnímu období, což není obhajitelné s ohledem na dobu existence faktoru efektivita v regulačním rámci ČR a provedené úspory. Úřadem požadované snížení nákladů ve výši 5 % za období 2021 až 2025 je díky aplikaci faktoru efektivita při eskalaci nákladů na rok předcházející regulovanému roku ve skutečnosti vyšší, a to 6,29 %. Zahraniční regulátoři přitom jdou naopak cestou postupného snižování faktoru efektivita v čase, pokud společnosti plní cíle regulátora.</p> <p>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 efektivita by se jednalo o vícenásobné uplatnění.</p> <p>Hodnota faktoru efektivita navíc není podložena ani zdůvodněná, je navrhována v roční výši 1,021 %, aniž by byla uvedena jakákoli její kalkulace.</p> <p>Z výše uvedených důvodů požadujeme faktor efektivita při stanovování povolených nákladů neuplatňovat a regulované subjekty motivovat korektně nastaveným mechanismem profit/loss sharingu.</p> <p>Na závěr uvádíme, že nastavení výše faktoru efektivita bylo ze strany zástupců ERÚ prezentováno na jednání Rady ERÚ a ČSRES dne 17. července 2019, na kterém zástupci ERÚ představovali „Rámcový návrh zásad cenové regulace na období 2021–2025“.</p> <p>Návrh ERÚ pracoval se dvěma variantami uplatnění faktoru efektivita:</p> <p>* 5 % za 5 let s vahou 0,5 (poloviční vůči IV. RO), tj. 0,511 %, aplikován i na výpočet výchozí hodnoty nákladů;</p> <p>* faktor efektivita ve výši 0,2 % v případě splnění podmínky úspory skutečných nákladů o 15 % a více oproti povoleným nákladům za IV. RO (pouze roky 2016–2019).</p> <p>Uvítali bychom zdůvodnění týkající se dlouhodobého přístupu ERÚ k aplikaci faktoru efektivita.</p>	<p>Účelem faktoru efektivita 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.</p> <p>Pro V. regulační období ERÚ pokračuje v dříve nastavené metodice a faktor efektivita stanovuje ve výši 5 % na dobu 5 let, což představuje meziroční hodnotu faktoru efektivita ve výši 1,021 %. Faktor efektivita v V. regulačním období je aplikován i na výpočet základny povolených nákladů. Výpočetní vztah roční hodnoty faktoru efektivita (X) je následující: $X = 1 - 5 \cdot 0,95 = 1,021 \%$ působení faktoru efektivita nahradil moderním mechanismem profit/loss sharingu, který motivuje regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů při zachování požadované kvality a rozsahu služeb.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	<p>Odkazováno na text připomínky</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Faktor efektivita je v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci k dosahování úspor prostřednictvím parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 i v rovině minimální nezbytné míry.</p> <p>Roční hodnota faktoru efektivita je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
----	--	----------------	--------------------------------	--	--	--------------------------------------	---

61	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.2. Faktor efektivity	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 efektivity. Potenciál dalších úspor se tak výrazně snížil a aplikace faktoru efektivity společnosti zásadně poškozuje.</p> <p>Návrh ERÚ navíc počítá s aplikací faktoru efektivity v mnohem přísnější podobě oproti IV. regulačnímu období, což není obhajitelné s ohledem na dobu existence faktoru efektivity v regulačním rámci ČR a provedené úspory. Úřadem požadované snížení nákladů ve výši 5 % za období 2021 až 2025 je díky aplikaci faktoru efektivity při eskalaci nákladů na rok předcházející regulovanému roku ve skutečnosti vyšší, a to 6,29 %. Zahraniční regulátoři přitom jdou naopak cestou postupného snižování faktoru efektivity v čase, pokud společnosti plní cíle regulátora.</p> <p>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 efektivity by se jednalo o vícenásobné uplatnění.</p> <p>Hodnota faktoru efektivity navíc není podložena ani zdůvodněná, je navrhována v roční výši 1,021 %, aniž by byla uvedena jakákoli její kalkulace.</p> <p>Z výše uvedených důvodů požadujeme faktor efektivity při stanovování povolených nákladů neuplatňovat a regulované subjekty motivovat korektně nastaveným mechanismem profit/loss sharingu.</p>	<p>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.</p> <p>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: $X = 1 - 5 \sqrt{0,95} = 1,021 \%$ působení faktoru efektivity nahradil moderním mechanismem profit/loss sharingu, který motivuje regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů při zachování požadované kvality a rozsahu služeb.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Faktor efektivity je v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci k dosahování úspor prostřednictvím parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 i v rovině minimální nezbytné míry.</p> <p>Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
----	------------	-------------	--------------------------	--	---	-------------------------------	--

62	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.2. Faktor efektivity	<p>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.</p> <p>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. Aplikaci 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.</p> <p>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 efektivity. Tyto společnosti jsou plošným faktorem efektivity poškozovány a jeho aplikaci lze klasifikovat jako nerovný přístup. Potenciál dalších úspor se pro tyto společnosti výrazně snížil a aplikace faktoru efektivity je zásadně poškozuje.</p> <p>Návrh ERÚ navíc počítá s aplikací faktoru efektivity v mnohem přísnější podobě oproti IV. regulačnímu období, což není obhajitelné s ohledem na dobu existence faktoru efektivity v regulačním rámci ČR a provedené úspory. Úřadem požadované snížení nákladů ve výši 5 % za období 2021 až 2025 je díky aplikaci faktoru efektivity při eskalaci nákladů na rok předcházející regulovanému roku ve skutečnosti vyšší, a to 6,29 %. Zahraniční regulátoři přitom jdou naopak cestou postupného snižování faktoru efektivity v čase, pokud společnosti plní cíle regulátora. Nad rámec toho zpřísnění přístupu k použití faktoru efektivity postrádá jakékoliv vysvětlení či zdůvodnění.</p> <p>Další skuteností, 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, což lze snadno doložit. V případě aplikace faktoru efektivity by se jednalo o vícenásobné uplatnění.</p> <p>Hodnota faktoru efektivity navíc není podložena ani zdůvodněná, je navrhována v roční výši 1,021 %, aniž by byla uvedena jakákoli její kalkulace nebo konkrétně zjištěná a prokázaná neefektivnost.</p> <p>Aplikace faktoru efektivity při výpočtu základny povolených nákladů je nesmyslná, protože se jedná o hodnoty, které již jsou nebo mohou být zkontrolovány a výpočet je konstruován, pomocí mocniny faktoru efektivity, což vlastně znamená, že případná neefektivita v minulosti se do povolených nákladů na regulovaný rok projevuje podstatně větší měrou. Taktéž aplikace faktoru efektivity při výpočtu hodnoty profit/lost sharingu je zcela nesmyslná a za určitých podmínek působí opačně, než se pravděpodobně zamýšlelo.</p> <p>Z výše uvedených důvodů požadujeme faktor efektivity při stanovování povolených nákladů neuplatňovat a regulované subjekty motivovat korektně nastaveným mechanismem profit/loss sharingu, který ve svém důsledku ocení všichni účastníci trhu, především koncoví zákazníci.</p>	<p>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.</p> <p>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: $X = 1 - 5 \sqrt[5]{0,95} = 1,021 \%$ působení faktoru efektivity nahradil moderním mechanismem profit/loss sharingu, který motivuje regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů při zachování požadované kvality a rozsahu služeb.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Faktor efektivity je v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci k dosahování úspor prostřednictvím parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 i v rovině minimální nezbytné míry.</p> <p>Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>																																												
63	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.2. Faktor efektivity	<p>Faktor efektivity je již obsažen v Indexu podnikatelských služeb a v kombinaci s navrženým klouzavým průměrem a profit sharingem je již nadbytečný. Z výše uvedených důvodů je jeho aplikace i na historická data chybná a nesystémová, navrhuje proto výše uvedený text vypustit.</p>	<p>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.</p> <p>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: $X = 1 - \sqrt[5]{0,955} = 1,021 \%$.</p>	<p>Tržní efektivita je již obsažena v navrženém Indexu Podnikatelských Služeb (IPS), který je kalkulován jako sub index zveřejňovaného indexu cen tržních služeb. Jak již název naznačuje, je daný ukazatel tvořen na plně konkurenčním trhu a v tržním prostředí lze v dlouhém období doložit, že se kalkulovaný IPS dlouhodobě pohybuje pod hodnotou běžné inflace. Z výše uvedeného lze dovodit, že tržní efektivita je již aplikována pouhou meziroční aplikací IPS na posun povolených nákladů mezi roky. Ponecháním faktoru efektivity ve výpočtu povolených nákladů tak dochází k jeho duplikaci.</p> <div><p>Historický vývoj indexů CPI a IPS</p><table><tr><th>Year</th><th>Index CPI</th><th>Index IPS</th></tr><tr><td>2006</td><td>102.5</td><td>104.5</td></tr><tr><td>2007</td><td>102.0</td><td>102.5</td></tr><tr><td>2008</td><td>102.5</td><td>103.5</td></tr><tr><td>2009</td><td>106.5</td><td>105.5</td></tr><tr><td>2010</td><td>101.5</td><td>101.5</td></tr><tr><td>2011</td><td>101.5</td><td>99.5</td></tr><tr><td>2012</td><td>103.0</td><td>101.0</td></tr><tr><td>2013</td><td>101.5</td><td>99.5</td></tr><tr><td>2014</td><td>101.5</td><td>101.5</td></tr><tr><td>2015</td><td>100.5</td><td>100.5</td></tr><tr><td>2016</td><td>100.5</td><td>100.5</td></tr><tr><td>2017</td><td>101.5</td><td>101.5</td></tr><tr><td>2018</td><td>102.5</td><td>102.5</td></tr><tr><td>2019</td><td>102.5</td><td>102.5</td></tr></table></div> <p>Faktor efektivity je v návrhu zásad regulace aplikován i na historické hodnoty skutečných nákladů. Tento postup nepovažujeme za systémový. Postupná kumulace může způsobit neadekvátní snižování nákladů, vedoucí k ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu. V kombinaci s navrhovaným systémem profit sharing nevede k motivaci k úsporám, jedná se pouze o restriktivní opatření.</p> <p>Navrhovaná výše faktoru efektivity nebyla dosud objektivně vysvětlena ani podložena odbornou studií, což vede k domněnce, že byla stanovena arbitrárním způsobem. Jakékoliv subjektivní stanovení takto důležitého parametru regulace postrádá oporu v legislativě, nevyskytuje se ani v zahraniční praxi a v konečném důsledku může vést k neopodstatněné vysoké restrikci povolených nákladů.</p>	Year	Index CPI	Index IPS	2006	102.5	104.5	2007	102.0	102.5	2008	102.5	103.5	2009	106.5	105.5	2010	101.5	101.5	2011	101.5	99.5	2012	103.0	101.0	2013	101.5	99.5	2014	101.5	101.5	2015	100.5	100.5	2016	100.5	100.5	2017	101.5	101.5	2018	102.5	102.5	2019	102.5	102.5
Year	Index CPI	Index IPS																																																	
2006	102.5	104.5																																																	
2007	102.0	102.5																																																	
2008	102.5	103.5																																																	
2009	106.5	105.5																																																	
2010	101.5	101.5																																																	
2011	101.5	99.5																																																	
2012	103.0	101.0																																																	
2013	101.5	99.5																																																	
2014	101.5	101.5																																																	
2015	100.5	100.5																																																	
2016	100.5	100.5																																																	
2017	101.5	101.5																																																	
2018	102.5	102.5																																																	
2019	102.5	102.5																																																	

64	GasNet, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.2.2. Faktor efektivity	<p>Faktor efektivity je již obsažen v Indexu podnikatelských služeb a v kombinaci s navrženým klouzavým průměrem a profit sharingem je již nadbytečný. Z výše uvedených důvodů je jeho aplikace i na historická data chybná a nesystémová, navrhuje proto výše uvedený text vypustit.</p>	<p>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.</p> <p>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: $X=1-\sqrt[5]{0,955}=1,021\%.$</p>	<p>Tržní efektivita je již obsažena v navrženém Indexu Podnikatelských Služeb (IPS), který je kalkulován jako sub index zveřejňovaného indexu cen tržních služeb. Jak již název naznačuje, je daný ukazatel tvořen na plně konkurenčním trhu a v tržním prostředí a skutečně lze v dlouhém období doložit, že se kalkulovaný IPS dlouhodobě pohybuje pod hodnotou běžné inflace. Z výše uvedeného lze dovodit, že tržní efektivita je již aplikována pouhou meziroční aplikací IPS na posun povolených nákladů mezi roky. Ponecháním faktoru efektivity ve výpočtu povolených nákladů tak dochází k jeho duplikaci.</p> <p>Faktor efektivity je v návrhu zásad regulace aplikován i na historické hodnoty skutečných nákladů – tento postup nepovažujeme za systémový. Postupná kumulace může způsobit neadekvátní snižování nákladů, vedoucí k ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu. V kombinaci s navrhovaným systémem profit sharing nevede k motivaci k úsporám, jedná se pouze o restriktivní opatření.</p> <p>Navrhovaná výše faktoru efektivity nebyla dosud objektivně vysvětlena ani podložena odbornou studií, což vede k domněnce, že byla stanovena arbitrárním způsobem. Jakékoliv subjektivní stanovení takto důležitého parametru regulace postrádá oporu v legislativě, nevyskytuje se ani v zahraniční praxi a v konečném důsledku může vést k neopodstatněně vysoké restrikci povolených nákladů.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>																																																
65	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	7.2.2. Faktor efektivity	<p>Faktor efektivity je již obsažen v Indexu podnikatelských služeb a v kombinaci s navrženým klouzavým průměrem a profit sharingem je již nadbytečný. Z výše uvedených důvodů je jeho aplikace i na historická data chybná a nesystémová, navrhuje proto výše uvedený text vypustit.</p>	<p>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.</p> <p>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: $X=1-\sqrt[5]{0,955}=1,021\%.$</p>	<p>Tržní efektivita je již obsažena v navrženém Indexu Podnikatelských Služeb (IPS), který je kalkulován jako sub index zveřejňovaného indexu cen tržních služeb. Jak již název naznačuje, je daný ukazatel tvořen na plně konkurenčním trhu a v tržním prostředí a skutečně lze v dlouhém období doložit, že se kalkulovaný IPS dlouhodobě pohybuje pod hodnotou běžné inflace. Z výše uvedeného lze dovodit, že tržní efektivita je již aplikována pouhou meziroční aplikací IPS na posun povolených nákladů mezi roky. Ponecháním faktoru efektivity ve výpočtu povolených nákladů tak dochází k jeho duplikaci</p> <div><p>Historický vývoj indexů CPI a IPS</p><table><tr><th>Year</th><th>Index CPI</th><th>Index IPS</th></tr><tr><td>2006</td><td>102.5</td><td>104.5</td></tr><tr><td>2007</td><td>102.0</td><td>103.5</td></tr><tr><td>2008</td><td>102.5</td><td>103.0</td></tr><tr><td>2009</td><td>106.5</td><td>105.5</td></tr><tr><td>2010</td><td>101.5</td><td>104.5</td></tr><tr><td>2011</td><td>102.0</td><td>100.0</td></tr><tr><td>2012</td><td>103.5</td><td>101.0</td></tr><tr><td>2013</td><td>101.5</td><td>100.5</td></tr><tr><td>2014</td><td>101.0</td><td>100.5</td></tr><tr><td>2015</td><td>101.0</td><td>100.0</td></tr><tr><td>2016</td><td>101.0</td><td>100.5</td></tr><tr><td>2017</td><td>101.5</td><td>100.5</td></tr><tr><td>2018</td><td>102.0</td><td>100.5</td></tr><tr><td>2019</td><td>102.5</td><td>101.0</td></tr><tr><td>20</td><td>102.5</td><td>101.5</td></tr></table></div> <p>Faktor efektivity je v návrhu zásad regulace aplikován i na historické hodnoty skutečných nákladů – tento postup nepovažujeme za systémový. Postupná kumulace může způsobit neadekvátní snižování nákladů, vedoucí k ohrožení bezpečného a spolehlivého provozu. V kombinaci s navrhovaným systémem profit sharing nevede k motivaci k úsporám, jedná se pouze o restriktivní opatření.</p> <p>Navrhovaná výše faktoru efektivity nebyla dosud objektivně vysvětlena ani podložena odbornou studií, což vede k domněnce, že byla stanovena arbitrárním způsobem. Jakékoliv subjektivní stanovení takto důležitého parametru regulace postrádá oporu v legislativě, nevyskytuje se ani v zahraniční praxi a v konečném důsledku může vést k neopodstatněně vysoké restrikci povolených nákladů.</p>	Year	Index CPI	Index IPS	2006	102.5	104.5	2007	102.0	103.5	2008	102.5	103.0	2009	106.5	105.5	2010	101.5	104.5	2011	102.0	100.0	2012	103.5	101.0	2013	101.5	100.5	2014	101.0	100.5	2015	101.0	100.0	2016	101.0	100.5	2017	101.5	100.5	2018	102.0	100.5	2019	102.5	101.0	20	102.5	101.5	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.</p>
Year	Index CPI	Index IPS																																																					
2006	102.5	104.5																																																					
2007	102.0	103.5																																																					
2008	102.5	103.0																																																					
2009	106.5	105.5																																																					
2010	101.5	104.5																																																					
2011	102.0	100.0																																																					
2012	103.5	101.0																																																					
2013	101.5	100.5																																																					
2014	101.0	100.5																																																					
2015	101.0	100.0																																																					
2016	101.0	100.5																																																					
2017	101.5	100.5																																																					
2018	102.0	100.5																																																					
2019	102.5	101.0																																																					
20	102.5	101.5																																																					

66	ČSRES PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4. Míra výnosnosti	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Zvýšení míry výnosnosti pro zajištění motivace k investicím</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>ERÚ se rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>
67	ČEZ Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4. Míra výnosnosti	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Zvýšení míry výnosnosti pro zajištění motivace k investicím</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>ERÚ se rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>

68	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A	<p>Jsme přesvědčeni, že metodika stanovení WACC dle varianty A nenaplnňuje Úřadem deklarované základní principy regulace a poškozuje 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).</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Navíc k výše uvedenému, tato metodika vykazuje zásadní nedostatky, nekonzistentnosti a nelogičnosti, které jsou uvedeny v dílčích připomínkách níže.</p> <p>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.</p>	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.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.
69	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A	<p>Jsme přesvědčeni, že metodika stanovení WACC dle varianty A nenaplnňuje Úřadem deklarované základní principy regulace a poškozuje 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).</p> <p>Hodnoty za takto krátké období se mohou používat pro ocenění podniků, nikoliv pro stanovení přiměřené regulované míry výnosnosti pro investičně náročné odvětví s dlouhou dobou životnosti aktiv 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.</p> <p>Použitím metodiky dle varianty A tak, jak je navržena, také dochází k významnému poklesu regulované míry výnosnosti, a to v případě elektroenergetiky z nominální hodnoty před zdaněním 7,951 % (v případě plynárenství 7,940 %) použité 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 nejen v oblasti elektroenergetiky.</p> <p>Navíc k výše uvedenému, tato metodika vykazuje zásadní nedostatky, nekonzistentnosti a nelogičnosti, které jsou uvedeny v dílčích připomínkách níže.</p> <p>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.</p>	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.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.

70	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>* investičně velmi náročné odvětví (investice v řádech mld. Kč/rok);</p> <p>* odvětví pracující s majetkem s dlouhodobou životností a velmi dlouhou dobou návratnosti (v průměru více jak 30 let);</p> <p>* pro odvětví je také charakteristická velmi nízká likvidita aktiv.</p> <p>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 měr použitých ve II., III. a IV. regulačním období.</p>	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.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.
71	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>* investičně velmi náročné odvětví (investice v řádech mld. Kč/rok);</p> <p>* odvětví pracující s majetkem s dlouhodobou životností a velmi dlouhou dobou návratnosti (v průměru více jak 30 let);</p> <p>* pro odvětví je také charakteristická velmi nízká likvidita aktiv.</p> <p>Je potřeba uvést, že i použitím metodiky dle varianty B, dochází k významnému poklesu regulované míry výnosnosti, a to v elektroenergetice z nominální hodnoty před zdaněním 7,951 %, v plynárenství 7,940 %, (použité pro IV. RO) na hodnoty 6,540 % a 6,430 % (návrh ERÚ dle varianty B pro V. RO), což představuje poklesy mezi regulačními obdobími o 18 a 19%. Další skutečností je, že obě navrhané hodnoty se také nachází pod dlouhodobým průměrem regulovaných měr použitých ve II., III. a IV. regulačním období a jsou znatelně nižší, než hodnoty těchto parametrů pro podobná odvětví jako jsou telekomunikace nebo vodárenství. S ohledem na výše uvedené a 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 a sítí a jejich trvale udržitelné fungování, navrhuje 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, které mají charakter kritické infrastruktury, a to vše doplněné rozvojem digitalizace a požadavky na kyberbezpečnost.</p> <p>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, požadavků a povinností. 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.</p>	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.	Odkazováno na text připomínky	Částečně akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ. ERÚ se dále rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.

72	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A	<p>Variant A je nesystémovým a teoreticky nesprávným postupem pro stanovení WACC a její odůvodnění je nesrozumitelné a nedostatečné.</p>	<p>Navrhujeme použít metodologicky správnější a podloženější postup pro stanovení WACC podle Varianty B, která bude odrážet naše připomínky uvedené v následující části odůvodnění připomínek</p>	<p>Ve zprávě o regulaci III. regulačního období ERÚ v části určené nové metodice určení míry výnosnosti uvedl, že:„<i>Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů</i>“.</p> <p>V Zásadách regulace pro IV. regulační období, pak ERÚ uvedl:</p> <p>„<i>Ve srovnání se zavedeným způsobem ročního přehodnocování WACC v závislosti na vývoji parametrů bezrizikové míry výnosnosti, nákladů na cizí kapitál a národní hodnoty tržní rizikové přírážky byl přístup k ročnímu způsobu stanovování hodnoty WACC přehodnocen.</i></p> <p><i>ERÚ stanovil hodnoty parametru WACC jako pevné pro celé regulační období, s výjimkou případů, kdy dojde ke změně sazby daně z příjmu právnických osob, s ohledem na relevantní specifické podmínky a ukazatele pro elektroenergetiku a plynárenství</i>“.</p> <p>V tomto kontextu nejsou srozumitelná tvrzení ERÚ uvedené v Návrhu Zásad V.RO (str.32) podporující zavedení varianty A, tedy že:</p> <p>„<i>Pro IV. regulační období ERÚ přistoupil k použití odlišného způsobu stanovení míry výnosnosti než v předchozím III. regulačním období z důvodu dopadů finanční krize, která ovlivňovala většinu ukazatelů použitých při stanovení hodnoty WACC</i>“ nebo že: „<i>Na základě vývoje ekonomických ukazatelů dospěl ERÚ k závěru, že důvody pro specifické nastavení parametrů pro výpočet WACC již pominuly a jejich další použití by mohlo v budoucnu potenciálně vést ke vzniku nerovnováhy na trhu mezi držiteli licence a spotřebiteli, resp. ke zneužívání takto investičně nastaveného motivačního prostředí</i>“.</p> <p>Domníváme se, že je tomu naopak, než argumentuje ERÚ – právě WACC pro III.RO byl nastaven specifickým způsobem (vůči předcházejícím regulačním obdobím) s přihlédnutím k možným následkům finanční krize a obtížně předvídatelnému vývoji nákladů kapitálu, včetně inflace – a tedy mohlo docházet k ročnímu přehodnocování jeho rozhodujících vstupních parametrů jako např. bezrizikové sazby, zatímco nastavení WACC pro IV.RO bylo následně znovu přehodnoceno směrem k dosažení jeho vyšší stability/fixace v čase, poté co krátkodobější následky finanční krize odeznívaly.</p> <p>Nerozumíme formulaci ERÚ o možném zneužívání investičně nastaveného motivačního prostředí v budoucnu (ve smyslu, pokud by pro V.RO nebyla použita varianta A odvozená podle III.RO nicméně tentokrát s fixací WACC na celé období), a to i ve světle toho, že WACC v průběhu III.RO meziročně klesal, tedy vůči hypotetické fixní variantě WACCu byl tehdy výsledek proinvestičně významně horší. Nevěříme, že je záměrem ERÚ činit WACC spekulativním nástrojem a jeho nastavením úmyslně zhoršovat podmínky pro investory v V.RO a odrazovat je od investic.</p> <p>Velmi nesystémová a unikátní v negativním smyslu slova, tedy je navrhovaná kombinace fixního WACC na regulační období (2021–2025) založená na dvanáctiměsíčním průměru parametru bezrizikové sazby (květen 2018 – duben 2019). To samé i pro náklady cizího kapitálu. Tento postup by zcela odporoval záměrům dlouhodobější stability a předvídatelnosti WACC a pro investory by měl náhodnou povahu jakési „sázky na dobrý rok na finančních trzích“. Uvedený postup tedy nepřispívá ani k vyšší stabilitě ani k vyšší důvěře investorů, na čemž má ERÚ zájem, když na str. 32 Zásad k fixaci WACC pro celé regulační období uvádí: „<i>Důvodem je zajištění vyšší stability a omezení nepředvídaných vlivů, které by mohly narušit důvěru v nastavené investiční prostředí</i>.“ Naopak, takový postup pro stanovení bezrizikové sazby či nákladů cizího kapitálu by měl charakter tam uvedeného nepředvídaného (nepředvídatelného) vlivu a vytvořil by zcela nežádoucí precedents i do budoucna.</p> <p>V neposlední řadě, pokud ERÚ uvádí, že v případě varianty A se rozhodl: „<i>Na základě vývoje ekonomických ukazatelů ...</i>“, pak v návrhu Zásad zcela chybí jakékoliv jejich určení a uvedení důkazů pro volbu těchto ekonomických ukazatelů, včetně odůvodnění postupu na nich založeného a rovněž popis jejich vztahu k jednotlivým parametrům WACC.</p>	<p>Akceptováno</p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	-----------------	-------------	---------------------------------------	--	---	---	---

73	GasNet, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A	<p>Varianta A představuje nesystémový a teoreticky nesprávný postup pro stanovení WACC, jehož odůvodnění je nesrozumitelné a nedostatečné.</p>	<p>Navrhujeme použít metodologicky správnějšího a podloženějšího postupu pro stanovení WACC podle Varianty B</p>	<p>Ve zprávě o regulaci III. regulačního období Úřad v části věnované nové metodice určení míry výnosnosti uvedl, že:</p> <p><i>„Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů.“</i></p> <p>V zásadách regulace pro IV. regulační období, pak Úřad uvedl:</p> <p><i>„Ve srovnání se zavedeným způsobem ročního přehodnocování WACC v závislosti na vývoji parametrů bezrizikové míry výnosnosti, nákladů na cizí kapitál a národní hodnoty tržní rizikové přírážky byl přístup k ročnímu způsobu stanovování hodnoty WACC přehodnocen.“</i></p> <p><i>ERÚ stanovil hodnoty parametru WACC jako pevné pro celé regulační období, s výjimkou případů, kdy dojde ke změně sazby daně z příjmu právnických osob, s ohledem na relevantní specifické podmínky a ukazatele pro elektroenergetiku a plynárenství.“</i></p> <p>V tomto kontextu nejsou srozumitelná tvrzení Úřadu uvedená v návrhu zásad regulace (str. 32) podporující zavedení varianty A, tedy že:</p> <p><i>„Pro IV. regulační období ERÚ přistoupil k použití odlišného způsobu stanovení míry výnosnosti než v předchozím III. regulačním období z důvodu dopadů finanční krize, která ovlivňovala většinu ukazatelů použitých při stanovení hodnoty WACC“</i> nebo že: <i>„Na základě vývoje ekonomických ukazatelů dospěl ERÚ k závěru, že důvody pro specifické nastavení parametrů pro výpočet WACC již pominuly a jejich další použití by mohlo v budoucnu potenciálně vést ke vzniku nerovnováhy na trhu mezi držiteli licence a spotřebiteli, resp. ke zneužívání takto investičně nastaveného motivačního prostředí.“</i></p> <p>Domníváme se, že je tomu opačně, než argumentuje Úřad – právě WACC pro III. regulační období byl nastaven specifickým způsobem (vůči předcházejícím regulačním obdobím) s přihlédnutím k možným následkům finanční krize a obtížně předvídatelnému vývoji nákladů kapitálu, včetně inflace – a mohlo tedy docházet k ročnímu přehodnocování jeho rozhodujících vstupních parametrů jako např. bezrizikové sazby, zatímco nastavení WACC pro IV. regulační období bylo následně znovu přehodnoceno směrem k dosažení jeho vyšší stability/fixace v čase, poté co krátkodobější následky finanční krize odeznívaly.</p> <p>Nerozumíme formulaci Úřadu o možném zneužívání investičně nastaveného motivačního prostředí v budoucnu (ve smyslu, pokud by pro V. regulační období nebyla použita varianta A odvozená podle III. regulačního období nicméně tentokrát s fixací WACC na celé období), a to i ve světle toho, že WACC v průběhu III. regulačního období meziročně klesal, tedy vůči hypotetické fixní variantě WACC byl tehdy výsledek proinvestičně významně horší. Nevěříme, že je záměrem Úřadu činit WACC spekulativním nástrojem a jeho nastavením úmyslně zhoršovat podmínky pro investory v V. regulačním období a odrazovat je od investic.</p> <p>Velmi nesystémová a unikátní v negativním smyslu slova tedy je navrhovaná kombinace fixního WACC na regulační období (2021–2025) založená na dvanáctiměsíčním průměru parametru bezrizikové sazby (květen 2018 – duben 2019). Tento postup by zcela odporoval záměrům dlouhodobější stability a předvídatelnosti WACC a pro investory by měl náhodnou povahu jakési „sázky na dobrý rok na finančních trzích“.</p> <p>V neposlední řadě, pokud Úřad uvádí, že v případě varianty A se rozhodl: <i>„Na základě vývoje ekonomických ukazatelů ...“</i>, pak v návrhu zásad regulace zcela chybí jakékoliv jejich určení a uvedení důkazů pro volbu těchto ekonomických ukazatelů, včetně odůvodnění postupu na nich založeného a rovněž jejich vztahu k jednotlivým parametrům WACC.</p>	<p>Akceptováno</p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	----------------	-------------	---------------------------------------	--	--	---	---

74	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A	<p>Varianta A představuje nesystémový a teoreticky nesprávný postup pro stanovení WACC, jehož odůvodnění je nesrozumitelné a nedostatečné.</p>	<p>Navrhujeme použít metodologicky správnějšího a podloženějšího postupu pro stanovení WACC podle Varianty B, který bude odrážet naše připomínky, uvedené v následující části odůvodnění.</p>	<p>Ve zprávě o regulaci III. regulačního období Úřad v části věnované nové metodice určení míry výnosnosti uvedl, že:</p> <p>„Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů.“</p> <p>V zásadách regulace pro IV. regulační období, pak Úřad uvedl:</p> <p>„Ve srovnání se zavedeným způsobem ročního přehodnocování WACC v závislosti na vývoji parametrů bezrizikové míry výnosnosti, nákladů na cizí kapitál a národní hodnoty tržní rizikové přírážky byl přístup k ročnímu způsobu stanovování hodnoty WACC přehodnocen.</p> <p>ERÚ stanovil hodnoty parametru WACC jako pevné pro celé regulační období, s výjimkou případů, kdy dojde ke změně sazby daně z příjmu právnických osob, s ohledem na relevantní specifické podmínky a ukazatele pro elektroenergetiku a plynárenství.“</p> <p>V tomto kontextu nejsou srozumitelná tvrzení Úřadu uvedená v návrhu zásad regulace (str.32) podporující zavedení varianty A, tedy že:</p> <p>„Pro IV. regulační období ERÚ přistoupil k použití odlišného způsobu stanovení míry výnosnosti než v předchozím III. regulačním období z důvodu dopadů finanční krize, která ovlivňovala většinu ukazatelů použitých při stanovení hodnoty WACC“ nebo že: „Na základě vývoje ekonomických ukazatelů dospěl ERÚ k závěru, že důvody pro specifické nastavení parametrů pro výpočet WACC již pominuly a jejich další použití by mohlo v budoucnu potenciálně vést ke vzniku nerovnováhy na trhu mezi držiteli licence a spotřebiteli, resp. ke zneužívání takto investičně nastaveného motivačního prostředí.“</p> <p>Domníváme se, že je tomu opačně, než argumentuje Úřad – právě WACC pro III. RO byl nastaven specifickým způsobem (vůči předcházejícím regulačním obdobím) s přihlédnutím k možným následkům finanční krize a obtížné předvídatelnému vývoji nákladů kapitálu, včetně inflace – a mohlo tedy docházet k ročnímu přehodnocování jeho rozhodujících vstupních parametrů jako např. bezrizikové sazby, zatímco nastavení WACC pro IV. regulační období bylo následně znovu přehodnoceno směrem k dosažení jeho vyšší stability/fixace v čase, poté co krátkodobější následky finanční krize odeznívaly.</p> <p>Nerozumíme formulaci Úřadu o možném zneužívání investičně nastaveného motivačního prostředí v budoucnu (ve smyslu, pokud by pro V. regulační období nebyla použita varianta A odvozená podle III. RO nicméně tentokrát s fixací WACC na celé období), a to i ve světle toho, že WACC v průběhu III. RO meziročně klesal, tedy vůči hypotetické fixní variantě WACC byl tehdy výsledek proinvestičně významně horší. Nevěříme, že je záměrem Úřadu činit WACC spekulativním nástrojem a jeho nastavením úmyslně zhoršovat podmínky pro investory v V. regulačním období a odrazovat je od investic.</p> <p>Velmi nesystémová a unikátní v negativním smyslu slova tedy je navrhovaná kombinace fixního WACC na regulační období (2021–2025) založená na dvanáctiměsíčním průměru parametru bezrizikové sazby (květen 2018 – duben 2019). Tento postup by zcela odporoval záměrům dlouhodobější stability</p> <p>a předvídatelnosti WACC a pro investory by měl náhodnou povahu jakési „sázky na dobrý rok na finančních trzích“.</p> <p>V neposlední řadě, pokud Úřad uvádí, že v případě varianty A se rozhodl: „Na základě vývoje ekonomických ukazatelů …“, pak v návrhu zásad regulace zcela chybí jakékoliv jejich určení a uvedení důkazů pro volbu těchto ekonomických ukazatelů, včetně odůvodnění postupu na nich založeného a rovněž jejich vztahu k jednotlivým parametrům WACC.</p>	<p>Akceptováno</p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	------------------------	-------------	---------------------------------------	--	---	--	---


75	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4.1. Míra výnosnosti – varianta A	<p>Varianta A představuje nesystémový a teoreticky nesprávný postup pro stanovení WACC, jehož odůvodnění je nesrozumitelné a nedostatečné.</p>	<p>Navrhujeme použít metodologicky správnějšího a podloženějšího postupu pro stanovení WACC podle Varianty B, který bude odrážet naše připomínky, uvedené v následující části odůvodnění</p>	<p>Ve zprávě o regulaci III. regulačního období Úřad v části věnované nové metodice určení míry výnosnosti uvedl, že:</p> <p><i>„Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů.“</i></p> <p>V zásadách regulace pro IV. regulační období, pak Úřad uvedl:</p> <p><i>„Ve srovnání se zavedeným způsobem ročního přehodnocování WACC v závislosti na vývoji parametrů bezrizikové míry výnosnosti, nákladů na cizí kapitál a národní hodnoty tržní rizikové přírážky byl přístup k ročnímu způsobu stanovování hodnoty WACC přehodnocen.</i></p> <p><i>ERÚ stanovil hodnoty parametru WACC jako pevné pro celé regulační období, s výjimkou případů, kdy dojde ke změně sazby daně z příjmu právnických osob, s ohledem na relevantní specifické podmínky a ukazatele pro elektroenergetiku a plynárenství. “</i></p> <p>V tomto kontextu nejsou srozumitelná tvrzení Úřadu uvedená v návrhu zásad regulace (str. 32) podporující zavedení varianty A, tedy že:</p> <p><i>„Pro IV. regulační období ERÚ přistoupil k použití odlišného způsobu stanovení míry výnosnosti než v předchozím III. regulačním období z důvodu dopadů finanční krize, která ovlivňovala většinu ukazatelů použitých při stanovení hodnoty WACC“</i> nebo že: <i>„Na základě vývoje ekonomických ukazatelů dospěl ERÚ k závěru, že důvody pro specifické nastavení parametrů pro výpočet WACC již pominuly a jejich další použití by mohlo v budoucnu potenciálně vést ke vzniku nerovnováhy na trhu mezi držiteli licence a spotřebiteli, resp. ke zneužívání takto investičně nastaveného motivačního prostředí.“</i></p> <p>Domníváme se, že je tomu opačně, než argumentuje Úřad – právě WACC pro III. RO byl nastaven specifickým způsobem (vůči předcházejícím regulačním obdobím) s přihlédnutím k možným následkům finanční krize a obtížně předvídatelnému vývoji nákladů kapitálu, včetně inflace – a mohlo tedy docházet k ročnímu přehodnocování jeho rozhodujících vstupních parametrů jako např. bezrizikové sazby, zatímco nastavení WACC pro IV. regulační období bylo následně znovu přehodnoceno směrem k dosažení jeho vyšší stability/fixace v čase, poté co krátkodobější následky finanční krize odeznívaly.</p> <p>Nerozumíme formulaci Úřadu o možném zneužívání investičně nastaveného motivačního prostředí v budoucnu (ve smyslu, pokud by pro V. regulační období nebyla použita varianta A odvozená podle III. RO nicméně tentokrát s fixací WACC na celé období), a to i ve světle toho, že WACC v průběhu III. RO meziročně klesal, tedy vůči hypotetické fixní variantě WACC byl tehdy výsledek proinvestičně významně horší. Nevěříme, že je záměrem Úřadu činit WACC spekulativním nástrojem a jeho nastavením úmyslně zhoršovat podmínky pro investory v V. regulačním období a odrazovat je od investic.</p> <p>Velmi nesystémová a unikátní v negativním smyslu slova tedy je navrhovaná kombinace fixního WACC na regulační období (2021–2025) založená na dvanáctiměsíčním průměru parametru bezrizikové sazby (květen 2018 – duben 2019). Tento postup by zcela odporoval záměrům dlouhodobější stability a předvídatelnosti WACC a pro investory by měl náhodnou povahu jakési „sázky na dobrý rok na finančních trzích“.</p> <p>V neposlední řadě, pokud Úřad uvádí, že v případě varianty A se rozhodl: <i>„Na základě vývoje ekonomických ukazatelů ...“</i>, pak v návrhu zásad regulace zcela chybí jakékoliv jejich určení a uvedení důkazů pro volbu těchto ekonomických ukazatelů, včetně odůvodnění postupu na nich založeného a rovněž jejich vztahu k jednotlivým parametrům WACC.</p>	<p>Akceptováno</p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	--	----------------	---	--	--	---	---

76	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B	Variant A představuje metodicky správnější postup stanovení WACC než varianta B, ačkoliv se domníváme, že je nezbytné ji dále dopracovat a zpřesnit.	správnějšího a podloženějšího postupu pro stanovení WACC podle Varianty B, který bude odrážet naše připomínky, uvedené v následující části odůvodnění	<p>Měla-li by být použita tato varianta, pak by měla zajistit dodržení některých pravidel obecnějšího charakteru a zároveň reflektovat další konkrétní připomínky, na které již regulované subjekty několikrát ve svých dopisech upozorňovaly jak BDO, tak Úřad. Tyto připomínky nebyly dosud řádně vypořádány.</p> <ul style="list-style-type: none">• Průměr versus medián – navrhuje použití aritmetického průměru u všech parametrů pro historické referenční období (aplikace mediánu je adekvátní v rámci peer group z pohledu prostorové dimenze), neboť:<ul style="list-style-type: none">- Medián není přímo ovlivněn velikostí všech hodnot dané proměnné, tj. není funkcí všech hodnot proměnné – to jednoznačně vyplývá z definice mediánu a konstrukce jeho výpočtu.- Analyzované země v rámci naší analýzy z roku 2018 zahrnující Francii, Německo, Nizozemí, Rakousko, Velkou Británii, Itálii, Slovensko, Polsko, Maďarsko a Austrálii bez výjimky využívaly pro časovou řadu / referenční období prostý aritmetický průměr.- V regulaci se jedná o reflektování situace (tržní výnosnosti) za předešlé období (10 let) a tato se aplikuje na další regulační období – jedná se tedy o pomyslný klouzavý průměr (intervalový nebo kontinuální).- Navrhujeme jako očekávání použít hodnotu, která v sobě na jednu stranu zohledňuje veškeré turbulence referenčního období (včetně extrémnějších hodnot), na druhou stranu efekt těchto extrémních hodnot je průměrováním minimalizován. V případě mediánu se o tuto reflexi připravujeme – akcentuje právě funkci minimalizace extrémů na úkor reflektování reality všech let období.- Použití prostého aritmetického průměru jako nevyčýleného odhadu očekávané střední hodnoty doporučuje i prof. Damodaran.• Databázové zdroje – navrhuje, aby WACC, resp. všechny jeho dílčí parametry, byly kalkulovány s využitím jednoho zdroje a jednotné filosofie datového exportu.<ul style="list-style-type: none">- Konkrétně se týká použití databáze Bloomberg – dle našeho názoru jde o aplikaci „nejlepší praxe“ po stránce finanční i regulační, případné námitky týkající se možné chybovosti či cenové nedostupnosti systému pro běžné uživatele nepovažujeme za rozhodující kritéria pro odmítání takového postupu (systém Bloomberg je všeobecně považován za vysoce důvěryhodný a odolný vůči chybám).- Všechny parametry (s výjimkou tržní rizikové premie – tam alternativně můžeme zvažovat i delší referenční období) by měly být modelovány na bázi shodného referenčního období, stejného algoritmu generických výnosností, shodnou zvolenou frekvencí dat apod. <p>Abychom se mohli komplexně vyjádřit k nastavení této varianty pro V. regulační období a zajistit možnost přiměřené míry replikovatelnosti výsledků navrhovaného postupu, považujeme za nezbytné, aby popis zvolené metodologie WACC obsahoval i příslušné detaily použitých datových vstupů/řad, či byl natolik konkretizován, že budeme schopni adresná data, např. ze systému Bloomberg sami extrahovat.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Pro konečnou podobu dokumentu Zásad byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	--	----------------	---	--	---	---	--

77	GasNet, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B	<p>Varianta B představuje metodicky správnější postup stanovení WACC než varianta A, ačkoliv se domníváme, že je nezbytné ji dále dopracovat a zpřesnit.</p>	<p>Navrhujeme použít metodologicky správnějšího a podloženějšího postupu pro stanovení WACC podle Varianty B</p>	<p>Měla-li by být použita tato varianta, pak by měla zajistit dodržení některých pravidel obecnějšího charakteru a zároveň reflektovat další konkrétní připomínky, na které již regulované subjekty několikrát ve svých dopisech upozorňovaly jak zpracovatele metodiky WACC – společnost BDO, tak Úřad. Tyto připomínky nebyly dosud řádně vypořádány.</p> <ul style="list-style-type: none">• Průměr versus medián – navrhujeme použití aritmetického průměru u všech parametrů pro historické referenční období (aplikace mediánu je adekvátní v rámci peer group z pohledu prostorové dimenze), neboť:<ul style="list-style-type: none">- Medián není přímo ovlivněn velikostí všech hodnot dané proměnné, tj. není funkcí všech hodnot proměnné – to jednoznačně vyplývá z definice mediánu a konstrukce jeho výpočtu.- Aritmetický průměr v sobě na jednu stranu zohledňuje veškeré turbulence referenčního období (včetně extrémnějších hodnot), na druhou stranu efekt těchto extrémních hodnot je průměrováním minimalizován; v případě mediánu se o tuto reflexi připravujeme – akcentuje právě funkci minimalizace extrémů na úkor reflektování reality všech let období.- Použití mediánu na rozdíl od aritmetického průměru, ovlivňuje výsledek v závislosti na zvoleném pořadí početních operací. Například pokud je hledaný parametr C dán rozdílem veličin A a B, výsledek bude rozdílný, pokud bude zvolena metoda výpočtu $\text{median}(C) = \text{median}(A) - \text{median}(B)$ nebo metoda $\text{median}(C) = \text{median}(A - B)$.- Země v rámci naší analýzy z roku 2018 zahrnující Francii, Německo, Nizozemí, Rakousko, Velkou Británii, Itálii, Slovensko, Polsko, Maďarsko a Austrálii bez výjimky využívaly pro časovou řadu / referenční období prostý aritmetický průměr. Použití prostého aritmetického průměru jako nevychýleného odhadu očekávané střední hodnoty doporučuje i prof. Damodaran.• Databázové zdroje – navrhujeme, aby WACC, resp. všechny jeho dílčí parametry, byly kalkulovány s využitím jednoho zdroje a jednotné filosofie datového exportu:<ul style="list-style-type: none">- Dle našeho názoru jde v případě databáze Bloomberg o aplikaci „nejlepší praxe“ po stránce finanční i regulační, případné námitky týkající se možné chybovosti či cenové nedostupnosti systému pro běžné uživatele nepovažujeme za rozhodující kritéria pro odmítání takového postupu (systém Bloomberg je všeobecně považován za vysoce důvěryhodný a odolný vůči chybám).- Všechny parametry (s výjimkou tržní rizikové premie – zde lze alternativně zvažovat i delší referenční období) by měly být modelovány na bázi shodného referenčního období, stejného algoritmu generických výnosností, shodnou zvolenou frekvencí dat apod.• Bezriziková výnosová míra - navrhujeme, aby při výpočtu bezrizikové míry byl vzat do úvahy vliv monetárního uvolňování, který uměle понížil hodnoty výnosu státních dluhopisů.<ul style="list-style-type: none">- BDO odhadl bezrizikovou míru výnosnosti na základě dat z časového období 2009—2019. V průběhu tohoto období došlo k výjimečné situaci na evropských finančních trzích, kdy se centrální banky za pomoci finančních nástrojů snažily vyrovnat dopady finanční krize a celkového poklesu světové ekonomiky. Politika tzv. kvantitativního uvolňování („quantitative easing“) měla negativní dopad na výnosy státních dluhopisů a snížila podstatně jejich hodnotu během období 2015-2017.- BDO však tento naprosto ojedinělý vliv ve svých výpočtech nezohlednil a dospěl tak k hodnotě bezrizikové míry 2,04 %, která neodpovídá současnému stavu české ekonomiky.- Z tohoto důvodu je nutná úprava tohoto parametru směrem nahoru. Dle našich propočetů odhadujeme nutný nárůst hodnoty bezrizikové míry o 0,26 – 0,46 procentních bodů. K podobným výsledkům dochází například studie Altavilla et al. (2015), která hodnotí dopad monetárního uvolňování pro celou eurozónu. <div><p>Vývoj úrokové sazby ČNB se zahrnutím vlivu QE v 2015-2017</p></div> <ul style="list-style-type: none">• Výpočet nezadlužené bety zvlášť pro elektroenergetiku a zvlášť pro plynárenský sektor nemá oporu ani v regulační praxi, ani na základě statistického ověření dat použitých BDO.<ul style="list-style-type: none">- Přehled beta parametrů používaných v Evropě, který zpracoval CEER v roce 2017, ukazuje na výjimečnost přístupu společností BDO. Z 15 zkoumaných zemí byly průměrné hodnoty pro plynárenství a elektroenergetiku téměř identické. Pokud existovaly rozdíly, jednalo se hlavně o země, kde byly parametry pro jednotlivé sektory nastaveny v rozdílných letech. Průměrný rozdíl celého vzorku sledovaných zemí mezi nezadluženou betou pro plynárenství a pro elektroenergetiku činil 0,004 (dle BDO činí 0,02), v případě aplikace mediánu byl rozdíl dokonce nulový. <p>Provedli jsme zároveň statistické ověření hypotézy, že oba soubory vybraných společností (jak pro plynárenství, tak i pro elektroenergetiku) použitých společností BDO nejsou statisticky významně odlišné. Toto bylo potvrzeno s 97,7% pravděpodobností, což znamená, že oba soubory by měly mít jak shodné rozdělení, tak i shodný medián. Z toho vyplývá, že generovaná nezadlužená beta pro oba soubory by měla být shodná. Toto je zároveň potvrzeno i tím, že polovina společností použitá pro výpočet bety je obsažena jak v souboru pro plyn, tak i pro elektřinu</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	----------------	-------------	---------------------------------------	--	--	--	--

78	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B	Variananta B představuje metodicky správnější postup stanovení WACC než varianta A, ačkoliv se domníváme, že je nezbytné ji dále dopracovat a zpřesnit.	Navrhujeme použít metodologicky správnějšího a podloženějšího postupu pro stanovení WACC podle Varianty B, který bude odrážet naše připomínky, uvedené v následující části odůvodnění.	<p>Měla-li by být použita tato varianta, pak by měla zajistit dodržení některých pravidel obecnějšího charakteru a zároveň reflektovat další konkrétní připomínky, na které již regulované subjekty několikrát ve svých dopisech upozorňovaly jak BDO, tak Úřad. Tyto připomínky nebyly dosud řádně vypořádány</p> <ul style="list-style-type: none">• Průměr versus medián – navrhujeme použití aritmetického průměru u všech parametrů pro historické referenční období (aplikace mediánu je adekvátní v rámci peer group z pohledu prostorové dimenze), neboť: <ul style="list-style-type: none">- Medián není přímo ovlivněn velikostí všech hodnot dané proměnné, tj. není funkcí všech hodnot proměnné – to jednoznačně vyplývá z definice mediánu a konstrukce jeho výpočtu.- Analyzované země v rámci naší analýzy z roku 2018 zahrnující Francii, Německo, Nizozemí, Rakousko, Velkou Británii, Itálii, Slovensko, Polsko, Maďarsko a Austrálii bez výjimky využívaly pro časovou řadu / referenční období prostý aritmetický průměr.- V regulaci se jedná o reflektování situace (tržní výnosnosti) za předešlé období (10 let) a tato se aplikuje na další regulační období – jedná se tedy o pomyslný klouzavý průměr (intervalový nebo kontinuální).- Navrhujeme jako očekávání použít hodnotu, která v sobě na jednu stranu zohledňuje veškeré turbulence referenčního období (včetně extrémnějších hodnot), na druhou stranu efekt těchto extrémních hodnot je průměrováním minimalizován. V případě mediánu se o tuto reflexi připravujeme – akcentuje právě funkci minimalizace extrémů na úkor reflektování reality všech let období- Použití prostého aritmetického průměru jako nevychýleného odhadu očekávané střední hodnoty doporučuje i prof. Damodaran.• Databázové zdroje – navrhujeme, aby WACC, resp. všechny jeho dílčí parametry, byly kalkulovány s využitím jednoho zdroje a jednotné filosofie datového exportu.- Konkrétně se týká použití databáze Bloomberg – dle našeho názoru jde o aplikaci „nejlepší praxe“ po stránce finanční i regulační, případné námitky týkající se možné chybovosti či cenové nedostupnosti systému pro běžné uživatele nepovažujeme za rozhodující kritéria pro odmítání takového postupu (systém Bloomberg je všeobecně považován za vysoce důvěryhodný a odolný vůči chybám).- Všechny parametry (s výjimkou tržní rizikové prémie – tam alternativně můžeme zvažovat i delší referenční období) by měly být modelovány na bázi shodného referenčního období, stejného algoritmu generických výnosností, shodnou zvolenou frekvencí dat apod. Abychom se mohli komplexně vyjádřit k nastavení této varianty pro V. regulační období a zajistit možnost přiměřené míry replikovatelnosti výsledků navrhovaného postupu, považujeme za nezbytné, aby popis zvolené metodologie WACC obsahoval i příslušné detaily použitých datových vstupů/řad, či byl natolik konkretizován, že budeme schopni adresná data, např. ze systému Bloomberg sami extrahovat.	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	------------------------	-------------	--	---	--	---	---

79	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.2.4.2. Míra výnosnosti – varianta B	Variant A je metodicky správnějším postupem stanovení WACC než varianta B, ačkoliv se domníváme, že je třeba ji dále dopracovat a zpřesnit.	Navrhujeme použít metodologicky správnějšího a podloženějšího postupu pro stanovení WACC podle Varianty B, který bude odrážet naše připomínky, uvedené v následující části odůvodnění.	<p>Měla-li by být použita tato varianta, jež vychází z expertní studie, kterou si ERÚ nechal zpracovat od společnosti BDO Advisory s.r.o. (BDO), pak by mělo být zajištěno dodržení některých pravidel obecnějšího charakteru, a zároveň reflektovány další konkrétní připomínky, na které již regulované subjekty několikrát ve svých podnětech upozorňovaly jak BDO, tak ERÚ. Tyto připomínky nebyly prozatím vzaty do úvahy, zejména:</p> <ul style="list-style-type: none">• Průměr versus medián – navrhujeme použití aritmetického průměru u všech parametrů pro historické referenční období (aplikace mediánu je adekvátní v rámci peer group z pohledu prostorové dimenze), neboť:<ul style="list-style-type: none">✓ Medián není přímo ovlivněn velikostí všech hodnot dané proměnné, tj. není funkcí všech hodnot proměnné – to jednoznačně vyplývá z definice mediánu a konstrukce jeho výpočtu.✓ V rámci naší analýzy z roku 2018 jsme analyzovali země zahrnující Francii, Německo, Nizozemí, Rakousko, Velkou Británii, Itálii, Slovensko, Polsko, Maďarsko a Austrálii, které bez výjimky využívaly pro časovou řadu / referenční období prostý aritmetický průměr.✓ V regulaci se jedná o reflektování situace (tržní výnosnosti) za předešlé období (10 let) a tato se aplikuje na další regulační období – jedná se tedy o pomyslný klouzavý průměr (intervalový nebo kontinuální).✓ Navrhujeme jako očekávání použít hodnotu, která v sobě na jednu stranu zohledňuje veškeré turbulence referenčního období (včetně extrémnějších hodnot), na druhou stranu efekt těchto extrémních hodnot je průměrováním minimalizován. V případě mediánu se o tuto reflexi připravujeme – akcentuje právě funkci minimalizace extrémů na úkor reflektování reality všech let období.✓ Použití prostého aritmetického průměru jako nevychýleného odhadu očekávané střední hodnoty doporučuje i prof. Damodaran.• Databázové zdroje – navrhujeme, aby WACC, resp. všechny jeho dílčí parametry, byly kalkulovány s využitím jednoho zdroje a jednotné filosofie datového exportu.<ul style="list-style-type: none">✓ Konkrétně se týká použití databáze Bloomberg – dle našeho názoru jde o aplikaci „nejlepší praxe“ po stránce finanční i regulační, případné námitky týkající se možné chybovosti či cenové nedostupnosti systému pro běžné uživatele nepovažujeme za rozhodující kritéria pro odmítání takového postupu (systém Bloomberg je všeobecně považován za vysoce důvěryhodný a odolný vůči chybám).✓ Všechny parametry (s výjimkou tržní rizikové premie – tam alternativně můžeme zvažovat i delší referenční období) by měly být modelovány na bázi shodného referenčního období, stejného algoritmu generických výnosností, shodnou zvolenou frekvencí dat apod. <p>Abychom se mohli komplexně vyjádřit k nastavení této varianty pro V. regulační období a zajistit možnost přiměřené míry replikovatelnosti výsledků navrhovaného postupu, považujeme za nezbytné, aby popis zvolené metodologie WACC uvedený v Zásadách obsahoval i příslušné detaily použitých datových vstupů/řad, či byl natolik konkretizován, že budeme schopni adresná data, např. ze systému Bloomberg sami extrahovat a ověřit.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p>
----	-----------------	-------------	--	---	--	---	---

80	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.2.4.3.Snížení míry výnosnosti při zadlužení	<p>Návrh na umělé a skokové snižování míry výnosnosti při vyšší úrovni zadluženosti je vzhledem k předložené metodologii stanovení regulované míry výnosnosti WACC (viz celý kontext kapitoly 7.2.4.) nekoncepční a teoreticky nesprávný.</p> <p>Zarážející je bohužel i skutečnost, že vzhledem k možným zásadním finančním dopadům takového návrhu, není s ním spojena žádná analýza ani odůvodnění, které by blíže objasnilo motivy ERÚ vedoucí k jeho zařazení do Zásad</p>	<p>Navrhujeme vypustit snížení regulované míry výnosnosti (WACC) při vyšším zadlužení ze Zásad.</p>	<p><i>i. ERÚ nemá zákonnou oporu pro zavedení WACC malusů</i></p> <p>V této souvislosti připomínáme znění §5, odst.(6) energetického zákona, které se týká finančních předpokladů držitelů licencí: „Finančními předpoklady se rozumí schopnost žadatele finančně zabezpečit provozování činnosti, na kterou je vyžadována licence, a schopnost zabezpečit závazky nejméně na období 5 let. Finanční předpoklady žadatel nespĺňuje, pokud v průběhu uplynulých 3 let soud zrušil konkurs vedený na majetek žadatele proto, že bylo splněno rozvrhové usnesení, nebo soud zamítl insolvenční návrh proto, že majetek dlužníka nebude postačovat k úhradě nákladů insolvenčního řízení, nebo rozhodl o zrušení konkursu proto, že majetek dlužníka je zcela nepostačující. Žadatel o licenci není finančně způsobilý, jestliže má evidovány nedoplatky na daních, clech a poplatcích, pojistném na sociálním zabezpečení, příspěvku na státní politiku zaměstnanosti nebo pojistném na všeobecné zdravotní pojištění a na pokutách.“ Pokud by limit míry zadlužení žadatele licence byl v zákoně explicitně určen jako předpoklad licence provozování přepravy plynu, či dopad skutečného zadlužení by vedl k porušení zákonných požadavků na finanční předpoklady držitele licence, pak by legitimní postup ERÚ byl podle §10, odst.2, písm. a) a nikoliv ve formě uplatňování malusu na WACC.</p> <p><i>ii. Malusy na WACC ve světle kritiky předchozích návrhů ERÚ na jejich zavedení</i></p> <p>Uvedeným návrhem se ERÚ vrátil do roku 2017 (ještě před prodloužením IV. regulačního období), kdy vznikaly tzv. Teze cenové regulace pro V. regulační období a kdy byl nesystémový charakter malusů na WACC podroben významné kritice, na kterou ERÚ doposud nereagoval, viz např.:dopis NET4GAS ze dne 28.8.2017 spolu s kritickým komentářem od společnosti Deloitte Advisory, s.r.o. k návrhu základního rámce regulace na V.RO (představeného Ing. V.Outratou v lednu 2017), který obsahoval návrh na zavedení malusů k WACC v závislosti na míře zadluženosti (dopis níže přiložen),</p> <div><p>2017_08_28_N4G_E RU_WACC_malusy.p</p></div> <p><u>Z hlavních závěrů Deloitte Advisory, s.r.o. k tehdejšímu návrhu ERÚ na malus vázaný na výši zadlužení:</u></p> <p>V navrhované podobě doporučujeme vyřadit problematiku míry zadlužení (snižování WACC) ze zásad regulace pro V. regulační období – navrhovaná podoba představuje restriktivní systémovou změnu s možnými prvky diskriminace. Návrh se jeví jako nedomyšlený bez vzetí v úvahu dalších souvislostí – a to jak např. možnou optimalizaci dluhu v rámci holdingu, tak skokové snižování WACC.Řízení individuální kapitálové struktury by mělo být ponecháno v autonomii jednotlivých regulovaných subjektů. Navrhovaná penalizace regulovaných subjektů za překročení míry zadlužení, použité pro výpočet WACC, nese znaky diskriminace těch subjektů, které plní své zákonné povinnosti s péčí řádného hospodáře mimo jiné tak, že optimalizují svoji kapitálovou strukturu.</p> <p><i>iii. Malusy v kontextu zadání metodologie WACC pro BDO Advisory s.r.o.</i></p> <p>Domnívali jsme se, že cílem veřejného výběrového řízení na „Poradenskė a konzultační služby v oblasti stanovení hodnoty míry výnosnosti – vážených průměrných nákladů na kapitál (WACC)“ vyhlášeného v listopadu 2018, ve kterém si ERÚ vybral odborného poradce – společnost BDO Advisory s.r.o., mělo být stanovení objektivizované výnosové míry WACC pro V. regulační období, a to transparentním postupem, který by nebyl zatížen žádnými subjektivními a neodůvodněnými přístupy a úpravami, které by, mimo jiné, mohly vytvořit nerovné postavení mezi investory.</p> <p>Zástupci BDO Advisory s.r.o. v průběhu pracovních schůzek k problematice WACC uváděli, že problematika malusů k WACC nebude součástí jejich odborného stanoviska a otevřeně vyjádřili i svůj skeptický názor na použití malusu vázaného na zadluženost. K problematice zadluženosti ve spojitosti s parametrem beta uvedli výslovně toto: „<i>Sřávající metodika i navrhované odbornė stanovisko parametr beta upravují na zadlužená beta (relevered beta) podle typického sektorového zadlužení, na úrovni zadlužení rovně zadlužení zvolené peer group. Regulovanému subjektu s vyšším podílem dluhového financování je přisouzena shodná úroveň parametru zadlužená beta, jako ostatním regulovaným subjektům. Tím regulační vzorec ve svém důsledku vede ke konstantní hodnotě regulovaného WACC, zatímco vysoce zadlužený subjekt by měl, ceteris paribus, skutečné náklady na kapitál vyšší. Tím jsou vysoce zadlužené regulované subjekty motivovány k snižování dluhového financování.</i>“ Toto vyjádření rovněž podporuje závěry výše zmíněného kritického komentáře od Deloitte Advisory s.r.o., a tudíž opět svědčí o nesystémovosti návrhu WACC malusů ze strany ERÚ.</p> <p><i>iv. Malusy a zahraniční praxe</i></p> <p>Koncepce navrhovaných WACC malusů ze strany ERÚ spočívající v umělém snížení regulované míry výnosnosti WACC nemá žádnou teoretickou oporu z finančně ekonomického hlediska. Proto tedy, pokud je nám známo, není takový postup aplikován ani v žádné z evropských zemí, což lze doložit odkazy na různé zdroje, studie či zprávy – namátkou lze uvést:</p> <ul style="list-style-type: none">- Studii ECA (Economic Consulting Associates) pro ACER nazvané „Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenues of gas transmission system operators (TSOs)“ ze září 2018,- Dokument CEER k veřejné konzultaci „Regulatory Challenges for a Sustainable Gas Sector“ ze dne 22.3.2019,- Zprávu CEER „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks“ ze dne 18.1.2019, předloženou v rámci každoročních zpráv CEER „Report on Investment Conditions in European Countries“,- Zprávu IRG (Independent Regulator Group) „Regulatory Accounting, Principles of Implementation and Best Practice for WACC calculation“ z února 2007 a další. <p>Naproti tomu, lze v regulační praxi mnoha zemí nalézt řadu příkladů použití různých premii či bonusů motivujících společnosti k dosažení určitých cílů.</p> <p><i>Závěr k tématu malusů na zadluženost ve WACC</i></p> <p>Navrhujeme opustit paušalizované a nepodložené postupy na uplatňování malusů či bonusů k sektorově stanoveně regulované výnosové míře WACC. Zcela zásadním nedostatkem návrhů ERÚ na malusy je přehlížení skutečnosti, že regulované subjekty se nachází v odlišných fázích investičního cyklu, a tudíž s rozdílnou potřebou a rozdílnou možností využívat dluhové financování a optimalizovat strukturu kapitálu.Dále ERÚ svým návrhem opomíjí okolnost, že společnost jako je NET4GAS, s.r.o. nejenže jako držitel licence splňuje podmínky finanční způsobilosti definované energetickým zákonem (§5, odst.6), ale zároveň podléhá ratingovému hodnocení od renomovaných agentur, které disponují potřebným know-how pro hodnocení finančního zdraví společnosti. ERÚ však vytváří jakýsi vlastní „pseudo-rating“ společností na jehož základě chce přidělovat WACC malus, přičemž jeho použitím by aktivně přispívalo ke zhoršení výsledků jak v oblasti finanční způsobilosti držitele licence, tak i oficiálního ratingu, což je zcela paradoxní ve světle jeho povinnosti dbát na ochranu oprávněných zájmů držitelů licencí, jejichž činnost podléhá regulaci (§17, odst.4, energetického zákona).</p> <p>Předložený návrh malusů (snížení WACC při vyšší zadluženosti) popírá hlavní principy regulace, jako jsou její stabilita a dlouhodobá udržitelnost; předvídatelnost; vyváženost regulace z pohledu působení na jednotlivé účastníky trhu; objektivnost a transparentnost - tedy principy, které si sám ERÚ stanovil pro IV.RO, a které deklaroval i vůči BDO Advisory s.r.o. při tvorbě návrhu metodiky WACC pro V. regulační období. Navíc předložené návrhy malusů ze strany ERÚ nenacházejí žádnou obdobu v zahraničních regulačních rámcích.</p>	<p><u>Akceptováno</u></p>
----	-----------------	-------------	---	---	---	---	----------------------------------

81	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.4.3.Sní žení míry výnosnosti při zadlužení	<p>Považujeme za přiměřené a ze strany Úřadu za oprávněné stanovit WACC na základě definice sektorové míry teoretické (doporučené) zadluženosti, přičemž řízení individuální kapitálové struktury by mělo být plně ponecháno v autonomii jednotlivých regulovaných subjektů. Je třeba mít na paměti, že každý regulovaný subjekt se nachází v jiné fázi investičního cyklu, a tudíž s rozdílnou potřebou dluhového financování i s rozdílnou možností využívat dluhové financování či možnou optimalizaci dluhu v rámci holdingu. Navrhujeme proto vypustit snížení míry výnosnosti při zadlužení ze zásad regulace.</p>	<p>Základní hodnota WACC bude v případě, že dojde k zadlužení držitele licence více než na 70 % (cizí kapitál/celkový kapitál), snižována v závislosti na konkrétní míře zadlužení, kterou indikuje následující tabulka č. 17. Míra zadlužení více než 70 % více než 80 % více než 90 %.</p>	<p>Navržený mechanismus je nesystémový. Úřad aplikuje model CAPM pro stanovení WACC s použitím zvolené sektorové míry zadluženosti (na základě peer group), čímž naznačuje optimální kapitálovou strukturu regulovaných firem dosahující nejnižších průměrných nákladů kapitálu hrazených zákazníky v regulovaných cenách. Bohužel ale již nezohledňuje fakt, že s růstem zadlužení nad optimální mez rostou i náklady vlastního kapitálu, neboť nároky věřitelů jsou uspokjovány přednostně před vlastníky. Model CAPM reflektuje tuto skutečnost prostřednictvím výpočtu parametru zadlužená beta, přičemž platí, že s rostoucím zadlužením firmy požadují věřitelé i vyšší výnos, neboť jejich případné vyšší pohledávky jsou kryty nižší hodnotou vlastního kapitálu (aktiv financovaných kapitálem vlastníka).</p> <p>Pokud tedy Úřad uvádí, že: „<i>Základní hodnota WACC bude v případě, že dojde k zadlužení držitele licence více než na 70 % (cizí kapitál/celkový kapitál), snižována v závislosti na konkrétní míře zadlužení ...</i>“, pak vytváří vlastní, ničím však neověřenou a nepodloženou teorii o vývoji nákladů kapitálu regulovaných firem.</p> <p>Navrhovaná podoba snižování WACC představuje restriktivní systémovou změnu s možnými prvky diskriminace. Návrh se jeví jako nedomyšlený bez vzetí v úvahu dalších souvislostí – a to jak např. možnou optimalizaci dluhu v rámci holdingu, tak skokové snižování WACC.</p> <p>Jak bylo zmíněno výše, koncepce navrhovaných WACC malusů ze strany Úřadu spočívající v umělém snížení regulované míry výnosnosti WACC nemá žádnou teoretickou oporu z finančně ekonomického hlediska. Proto tedy, pokud je nám známo, není takový postup aplikován ani v žádné z evropských zemí.</p> <p>Nejenže Úřad prostřednictvím malusů k WACC přebírá odpovědnost managementů společností a předurčuje jejich optimální finanční strukturu, ale v neposlední řadě opomijí i okolnost, že některé regulované společnosti přímo podléhají ratingovému hodnocení od renomovaných agentur, které disponují potřebným know-how pro hodnocení finančního zdraví společností. Úřad však arbitrárně vytváří jakýsi vlastní „rating“ společností, na jehož základě přiděluje malus na WACC, přičemž použitím takového malusu by aktivně přispěl ke zhoršování výsledků oficiálního ratingu, což je zcela paradoxní ve světle jeho povinnosti dbát na ochranu oprávněných zájmů držitelů licenci, jejichž činnost podléhá regulaci (srov. § 17 odst. 4 energetického zákona).</p>	<p>Akceptováno</p>
82	GasNet, s.r.o.	VKP 1. kolo	7.2.4.3.Sní žení míry výnosnosti při zadlužení	<p>Považujeme za přiměřené a ze strany Úřadu za oprávněné stanovit WACC na základě definice sektorové míry teoretické (doporučené) zadluženosti, avšak řízení individuální kapitálové struktury by mělo být plně ponecháno v autonomii jednotlivých regulovaných subjektů a nemělo by být předmětem regulace ze strany ERÚ. Je třeba mít na paměti, že každý regulovaný subjekt se nachází v jiné fázi investičního cyklu, a tudíž s rozdílnou potřebou dluhového financování i s rozdílnou možností využívat dluhové financování či možnou optimalizaci dluhu v rámci holdingu. Navrhujeme proto vypustit snížení míry výnosnosti při zadlužení ze zásad regulace.</p>	<p>Základní hodnota WACC bude v případě, že dojde k zadlužení držitele licence více než na 70 % (cizí kapitál/celkový kapitál), snižována v závislosti na konkrétní míře zadlužení, kterou indikuje následující tabulka č. 17. Míra zadlužení více než 70 % více než 80 % více než 90 %.</p>	<p>Navržený mechanismus je nesystémový. Úřad aplikuje model CAPM pro stanovení WACC s použitím zvolené sektorové míry zadluženosti (na základě peer group), čímž naznačuje optimální kapitálovou strukturu regulovaných firem dosahující nejnižších průměrných nákladů kapitálu hrazených zákazníky v regulovaných cenách. Bohužel ale již nezohledňuje fakt, že s růstem zadlužení nad optimální mez rostou i náklady vlastního kapitálu, neboť nároky věřitelů jsou uspokojovány přednostně před vlastníky. Model CAPM reflektuje tuto skutečnost prostřednictvím výpočtu parametru zadlužená beta, přičemž platí, že s rostoucím zadlužením firmy požadují věřitelé i vyšší výnos, neboť jejich případné vyšší pohledávky jsou kryty nižší hodnotou vlastního kapitálu (aktiv financovaných kapitálem vlastníka).</p> <p>Pokud tedy Úřad uvádí, že: „<i>Základní hodnota WACC bude v případě, že dojde k zadlužení držitele licence více než na 70 % (cizí kapitál/celkový kapitál), snižována v závislosti na konkrétní míře zadlužení ...</i>“, pak vytváří vlastní, ničím však neověřenou a nepodloženou teorii o vývoji nákladů kapitálu regulovaných firem.</p> <p>Navrhovaná podoba snižování WACC představuje restriktivní systémovou změnu s možnými prvky diskriminace.</p> <p>Jak bylo zmíněno výše, koncepce navrhovaných WACC malusů ze strany Úřadu spočívající v umělém snížení regulované míry výnosnosti WACC nemá žádnou teoretickou oporu z finančně ekonomického hlediska. Proto tedy, pokud je nám známo, není takový postup aplikován ani v žádné z evropských zemí.</p> <p>Nejenže Úřad prostřednictvím malusů k WACC přebírá odpovědnost managementů společností a předurčuje jejich optimální finanční strukturu, ale v neposlední řadě opomijí i okolnost, že některé regulované společnosti přímo podléhají ratingovému hodnocení od renomovaných agentur, které disponují potřebným know-how pro hodnocení finančního zdraví společností. Úřad však arbitrárně vytváří jakýsi vlastní „rating“ společností, na jehož základě přiděluje malus na WACC, přičemž použitím takového malusu by aktivně přispěl ke zhoršování výsledků oficiálního ratingu, což je zcela paradoxní ve světle jeho povinnosti dbát na ochranu oprávněných zájmů držitelů licenci, jejichž činnost podléhá regulaci (srov. § 17 odst. 4 energetického zákona).</p>	<p>Akceptováno</p>

83	Český plynárenský svaz	VKP 1. kolo	7.2.4.3.Snížení míry výnosnosti při zadlužení	<p>Považujeme za přiměřené a ze strany Úřadu za oprávněné stanovit WACC na základě definice sektorové míry teoretické (doporučené) zadluženosti, přičemž řízení individuální kapitálové struktury by mělo být plně ponecháno v autonomii jednotlivých regulovaných subjektů. Je třeba mít na paměti, že každý regulovaný subjekt se nachází v jiné fázi investičního cyklu, a tudíž s rozdílnou potřebou dluhového financování i s rozdílnou možností využívat dluhové financování či možnou optimalizaci dluhu v rámci holdingu. Navrhujeme proto vypustit .</p>	<p>Základní hodnota WACC bude v případě, že dojde k zadlužení držitele licence více než na 70 % (eizi kapitál/celkový kapitál), snižována v závislosti na konkrétní míře zadlužení, kterou indikuje následující tabulka č. 17. Míra zadlužení více než 70 % více než 80 % více než 90 %.</p>	<p>Navržený mechanismus je nesystémový. Úřad aplikuje model CAPM pro stanovení WACC s použitím zvolené sektorové míry zadluženosti (na základě peer group), čímž naznačuje optimální kapitálovou strukturu regulovaných firem dosahující nejnižších průměrných nákladů kapitálu hrazených zákazníky v regulovaných cenách. Bohužel ale již nezohledňuje fakt, že s růstem zadlužení nad optimální mez rostou i náklady vlastního kapitálu, neboť nároky věřitelů jsou uspokojovány přednostně před vlastníky. Model CAPM reflektuje tuto skutečnost prostřednictvím výpočtu parametru zadlužená beta, přičemž platí, že s rostoucím zadlužením firmy požadují věřitelé i vyšší výnos, neboť jejich případné vyšší pohledávky jsou kryty nižší hodnotou vlastního kapitálu (aktiv financovaných kapitálem vlastníka).</p> <p>Pokud tedy Úřad uvádí, že: „Základní hodnota WACC bude v případě, že dojde k zadlužení držitele licence více než na 70 % (eizi kapitál/celkový kapitál), snižována v závislosti na konkrétní míře zadlužení ...“, pak vytváří vlastní, ničím však neověřenou a nepodloženou teorii o vývoji nákladů kapitálu regulovaných firem.</p> <p>Navrhovaná podoba snižování WACC představuje restriktivní systémovou změnu s možnými prvky diskriminace. Návrh se jeví jako nedomyšlený bez vzetí v úvahu dalších souvislostí – a to jak např. možnou optimalizaci dluhu v rámci holdingu, tak skokové snižování WACC. Jak bylo zmíněno výše, koncepce navrhovaných WACC malusů ze strany Úřadu spočívající v umělé snižení regulované míry výnosnosti WACC nemá žádnou teoretickou oporu z finančně ekonomického hlediska. Proto tedy, pokud je nám známo, není takový postup aplikován ani v žádné z evropských zemí.</p> <p>Nejenže Úřad prostřednictvím malusů k WACC přebírá odpovědnost managementů společností a předurčuje jejich optimální finanční strukturu, ale v neposlední řadě opomíjí i okolnost, že některé regulované společnosti přímo podléhají ratingovému hodnocení od renomovaných agentur, které disponují potřebným know-how pro hodnocení finančního zdraví společností. Úřad však arbitrárně vytváří jakýsi vlastní „rating“ společností, na jehož základě přiděluje malus na WACC, přičemž použitím takového malusu by aktivně přispěl ke zhoršování výsledků oficiálního ratingu, což je zcela paradoxní ve světle jeho povinnosti dbát na ochranu oprávněných zájmů držitelů licencí, jejichž činnost podléhá regulaci (srov. § 17 odst. 4 energetického zákona).</p>	Akceptováno
84	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb	<p>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, pomoci 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).</p> <p>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.</p>	<p>Navrhujeme doplnit novou kapitolu 7.2.5. popisující přístup k doplňkovým službám. Uvítali bychom diskuzi nad níže uvedeným návrhem.</p> <p>7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb</p> <p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	Částečně akceptováno <p>V případě výnosů z doplňkových služeb se ERÚ rozhodlo, že doplňkové služby musí být jednotlivě posuzovány a odsouhlaseny regulátorem z hlediska synergií s regulovanými činnostmi. Ke každé službě, která bude poskytována, musí být zajištěna důkladná evidence a vedení těchto služeb v účetnictví. Pro objektivní nastavení výnosů z doplňkových služeb do regulace je nutné detailně analyzovat konkrétní službu.</p> <p>Paušální limit bez jakékoliv kontroly ze strany ERÚ a dalších podmínek nepovažuje ERÚ za vhodný.</p>
85	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb	<p>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 účastníci trhu, především koncoví zákazníci, poptávají/vyžadují od regulovaných subjektů i další služby, pomoci nichž mohou provozovatelé soustav optimalizovat svoje činnosti (využití synergií), zlepšovat využití 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 apod.), doplňkový pronájem (např. plošiny, náhradní zdroje, mobilní transformátory) 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).</p> <p>Vzhledem k tomu, že veškeré výnosy z neregulovaných služeb jsou nyní odečítány z povolených nákladů, postrádá aktuální regulační rámec jakoukoliv motivaci takovéto služby nabízet a poskytovat; regulované subjekty totiž automaticky přijdou o veškeré výnosy včetně zisku. A ještě k tomu si zvyšují podnikatelské riziko a svou odpovědnost. Naopak při správně nastaveném motivačním rámci v regulaci (sdílení výnosů mezi regulované subjekty a zákazníky) může dojít k rozvoji těchto služeb, kdy na jedné straně regulované subjekty získají za realizaci neregulovaných služeb dodatečný benefit, ale současně dojde i ke snížení ceny za přenos a distribuci elektřiny pro odběratele, což by měl ERÚ bezesporu podporovat.</p>	<p>Navrhujeme doplnit novou kapitolu 7.2.5. popisující přístup k doplňkovým službám. Uvítali bychom diskuzi nad níže uvedeným návrhem.</p> <p>7.2.5. Výnosy z doplňkových služeb</p> <p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	Částečně akceptováno <p>V případě výnosů z doplňkových služeb se ERÚ rozhodlo, že doplňkové služby musí být jednotlivě posuzovány a odsouhlaseny regulátorem z hlediska synergií s regulovanými činnostmi. Ke každé službě, která bude poskytována, musí být zajištěna důkladná evidence a vedení těchto služeb v účetnictví. Pro objektivní nastavení výnosů z doplňkových služeb do regulace je nutné detailně analyzovat konkrétní službu.</p> <p>Paušální limit bez jakékoliv kontroly ze strany ERÚ a dalších podmínek nepovažuje ERÚ za vhodný.</p>

86	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	8.1.1 Cena za rezervovanou kapacitu přenosové sítě	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.	<i>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.</i> Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno
87	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	8.1.1.1. Saldo nákladů a výnosů souvisejících s přetížením	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 poradit 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).	<i>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.</i> <i>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.</i> <i>Saldo výnosů a nákladů z přetížení již nebude nadále také saldováno s náklady a výnosy z ITC mechanismu (infrastruktura).</i> <i>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.</i> Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Částečně akceptováno V rámci úpravy dokumentu Zásad bude specifikováno omezení využití výnosů z aukcí včetně infrastrukturní části ITC pro odpisy a náklady na redispečink do výše 25 %. Zbýlý objem bude využit provozovatelem soustavy na investice do přenosové soustavy.
88	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	8.1.1.2. Fond rozvoje soustavy	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, navrhuje posunout termín vyúčtování použití 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 popsaný ve vzorci nemusí reflektovat finální znění připravované evropské metodiky. Z tohoto důvodu považujeme za vhodné nyní definovat vyúčtování na obecné úrovni a začlenit V2pei-2 přímo do výpočtu V1pepi-2. Zároveň navrhuje saldo ITC (infrastruktura) nadále saldovat s výnosy z aukcí, viz. připomínka k bodu 8.1.1.	<i>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:</i> <i>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 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 = V1pepi-2</i> <i>Pokud je V1pepi-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</i> <i>Do fondu rozvoje soustavy bude přidělena hodnota V2pei-2 určená následujícím způsobem:</i> <i>V1pepi-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 = V2pei-2</i> Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Částečně akceptováno V rámci úpravy dokumentu Zásad bude specifikováno omezení využití výnosů z aukcí včetně infrastrukturní části ITC pro odpisy a náklady na redispečink do výše 25 %. Zbýlý objem bude využit provozovatelem soustavy na investice do přenosové soustavy. Konečný termín vyúčtování výnosů z přetížení bude respektovat potřeby obou stran a daná omezení.
89	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	8.1.1.3. Investiční faktor provozovatele přenosové soustavy	Investiční faktor (IF) provozovatele přenosové soustavy je ze strany ratingové agentury chápán jako stabilizační prvek v regulaci limitující zadlužení ČEPS, a.s. v souvislosti s 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.	<i>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.</i>	Odkazováno na text připomínky	Neakceptováno Investiční faktor provozovatele přenosové soustavy je nástroj garantující provozovateli přenosové soustavy přístup k financování obnovy a rozvoje soustavy v případě dosažení stanovené úrovně zadlužení. Jedná se však o nástroj, který by měl být využíván v době, kdy provozovatel soustavy nemá přístup k odpovídajícímu financování obnovy a rozvoje z důvodu velkého zadlužení, a proto ERÚ nevidí důvod, proč v takovéto situaci zároveň umožňovat výplatu dividend a nepoužívat dostupné prostředky pro obnovu a rozvoj soustavy.

90	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	8.1.2. Cena za použití sítí pŕenosov� soustavy	<p>ČEPS, a.s. nakupuje elektřinu na ztráty v souladu s ř 24 odst. 3 písm. b) z�k�na č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně n�kt�r�ch z�kon� (energetick� zákon) s cílem minimalizovat celkov� náklady pro účastníky trhu. ERÚ je informován o specifických podmínkách provozovatele pŕenosov� soustavy v oblasti ztrát, kdy se zejména v oblasti pred�kce množství a tvaru diagramu z důvodu pŕeshranic�n�ch toků a topologie soustavy z�sadn� odlišuje od provozovatel� distribuc�n�ch soustav, jejichž ztráty v podstatě odpovídají průběhu zatížení soustavy. Tento specifick� stav znamená, že více než 50 % množství elektřiny na ztráty musí být obstaráváno na krátkodobých trzích (denn� a vnitrodenní nákup).</p> <p>Ve IV. regulačním období uplatňování zásob obstarávání elektřiny na ztráty vlastními prostředky provozovatele pŕenosov� soustavy (včetně odpovědnosti za odchylku) zalo�en� na několika �asov� rozd�len�ch tendrech dlouhodobých p�smov�ch produktů a dokupu na krátkodobých trzích se vyvinul s cílem minimalizace celkových nákladů. V minulosti pou�ivan� zásob kompletního zajištění (diagramu) ztrát prostřednictvím obchodníka, ke kterému se ER� pro V. regulační období vrací, se neosvědčil z důvodu praktick� nemožnosti predikovat dlouhodob� diagram ztrát v pŕenosov� soustavě (volatilita 50 – 360 MW nezn�visle na zatížení, ročnímu období i denn� době, obt�zn� pred�kce i v D-I). Pŕidan� hodnota obchodníka je tedy v�razn� omezen�, protože bude nadále vycházet z odhadů ČEPS, a.s. V sou�asn� době ČEPS, a.s. jako subjekt zúčtování zahrnuje také více zdrojů odchylek (ztráty, zahranič) se synergickými efekty, kter� snižují celkov� náklady na pŕenosov� a syst�mov� služby.</p> <p>Navr�en� koncept motivace provozovatele pŕenosov� soustavy zalo�en� na porovnání s referenční cenou stanovenou ER� musime z mnoha praktických důvodů odmítnout. V první řadě se jedná o samotnou obt�znou predikci diagramu ztrát, a tedy i optimalizaci nákupů v porovnání s distribucí, kdy není mo�n� efektivní predikovat množství a cenu elektřiny poŕ�zen� na kr�tkodob�m trhu (spotu). Dále se jedná i o řadu dal�ch technicko-legislativních omezen� v pŕ�pad� nákupu vlastními prostředky. V sou�asn� době ER� neumožňuje provozovateli pŕenosov� soustavy pou�ivat stejn� obchodní prostředky pro obstarávání ztrát jako obchodník; tedy prodej pŕebyte�n� elektřiny, možnost nakupovat a prodávat produkty libovoln� v průběhu roku, zajišťovat se na del��i období než následující rok či vyu�ivat dal��i nástroje zajištění, napŕ. finančního charakteru (opce, deriváty, apod.). Nezbytnou podmínkou pro zaveden� motiv�n�ho faktoru je tedy srovnání podmínek pro obstarávání ztrát s obchodníky s elektřinou (včetně ocenění odchylky a zbytkového diagramu a dále pokryt� obchodů na burze včetně marže), aby bylo možné že strany provozovatele pŕenosov� soustavy postupovat dle metodiky popsan� v návrhu.</p> <p>V pŕ�pad� variantního zajišťování elektřiny na ztráty prostřednictvím obchodníka považujeme návrh za obt�zn� provediteln� a v�razn� rizikov� pro ČEPS, a.s. Jedná se nejen o samotn� riziko vyu�iv�n� 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 navr�en� koncept pŕedpokl�d� uzavŕ�t smlouvu o dodávce t�m�ŕ 2 roky pŕed jejím plněním, aniž by bylo možné jak�mkoliv z�sobem indikovat výslednou cenu stanovenou ER�, kter� bude n�sledn� podléhat pln� korekci. Jinými slovy to znamená, že navr�en� koncept pŕen���i ve�ker� riziko na provozovatele pŕenosov� soustavy, kdy není mo�n� praktickými kroky reagovat na vývoj na trhu a je nutn� akceptovat výslednou realizační cenu obchodníka. Na druh� straně je velice rizikov� (technick� i finan�n� riziko) nechávat rozhodnutí o samotn� volbě zajištění elektřiny vlastními prostředky/prostřednictvím obchodníka až do doby stanoven� referenční ceny ER� bez jakéhokoliv pŕedchoz�ho zajišťování objemu i ceny elektřiny na ztráty.</p> <p>V neposlední řadě si dovoluujeme upozorn�t 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 (�esk�ch) odchylek vstupovat margin�ln� cena z jednotlivých evropských platf�rem pro výměnu regulační energie a po roce 2024 pravd�podobn� dojde k pŕechodu na tzv. single price v rámci harmonizace systému zúčtování. Zároveň se obchodní/z��tov�c� interval zkrátí z 1 hodiny na 15 minut. Tyto změny nejsou v pŕedstaven� metodice (konkr�tn� kap. 9.3.) nikterak zohledněny a metodika nepŕedpokl�d� žádnou aktualizaci v budoucnosti.</p> <p>Z výše uvedených důvodů požadujeme nadále korekci na celkov� nálady včetně minimálního uznatelného zisku jako ve IV. regulačním období a neuplat�ňovat kapitolu 9.3. na provozovatele pŕenosov� soustavy. ČEPS, a.s. uvítá dal��i diskuze s cílem najít vhodn� řešení, kter� bude umožňovat minimalizaci nákladů na ztráty a zároveň motivovat provozovatele pŕenosov� soustavy. Nicméně s ohledem na v��e uveden� a o�ek�van� z�sadn� změny v oblasti trhu se silovou elektřinou a zúčtování odchylek v průběhu V. regulačního období není podle naše názoru v sou�asn� době vhodn� měnit aktu�ln� fungující model pokryt� nákladů na ztráty.</p>	<p><i>Pŕi regulaci ceny za pou�it� s�t� pŕenosov� soustavy postupuje Energetick� regulační �ř�d podle bodu 17.2.1. Zásad cenové regulace. Cena za pou�it� s�t� je stanovena vyd�len�m proměnných nákladů na ztráty odebran�m množstvím elektřiny z pŕenosov� soustavy ostatními účastníky trhu s elektřinou.</i></p> <p><i>Prom�nn� náklady na ztráty jsou ur�ceny cenou silové elektřiny pro krytí ztrát v pŕenosov� soustavě a pl�novan�m množstvím ztrát v pŕenosov� soustavě. Do proměnných nákladů na ztráty vstupuje i korekční faktor za pou�it� s�t�. Cena za pou�it� s�t� nadále podl��a korekci na celkov� náklady a výnosy jako v průběhu IV. regulačního období.</i></p> <p><i>Cena silové elektřiny pro krytí ztrát v pŕenosov� soustavě je stanovována �ř�dem v souladu s metodikou uvedenou v kapitole 9.3.</i></p> <p><i>Cena za pou�it� s�t� podl��a korekci a do korekčního faktoru je oproti pŕedchoz�mu regulačnímu období zahrnuto i saldo výnosů a nákladů (kompenzace a pŕ�spěvku) na ztráty ze zúčtování ITC mechanismu), a to včetně provozních nákladů souvisejících se zúčtováním ITC mechanismu), kter� 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 v�����ch skute�n� dosahovaných cen silové elektřiny v rámci IV. regulačního období pro V. regulační období upravena. Dále je dodržena stávající motiva�n� praxe za�len�n�m garantovaného zisku 5 mil. Kč za minimalizaci ceny na krytí ztrát, kter� rovněž kryje náklady na organizování výběrových řízení na nákup elektřiny.</i></p> <p><i>V pŕ�pad�, že bude provozovatel pŕenosov� soustavy zajišťovat nákup silové elektřiny vlastn� činností jako v průběhu IV. regulačního období a dojde k pŕekro�en� ceny silové elektřiny na krytí ztrát stanoven� Energetick�m regulačním �ř�dem skutečnou cenou silové elektřiny na krytí ztrát včetně zahrnut� nákladů na odchylku a ostatních pŕ�dru�en�ch nákladů, bude v rámci korekčního faktoru za pou�it� s�t� uznáno pouze 90 % nákladů způsobených pŕekro�en�m ceny silové elektřiny a 10 % zvýšených nákladů uhradí provozovatel pŕenosov� soustavy. Pokud provozovatel pŕenosov� soustavy zajistí nákup silové elektřiny na krytí ztrát včetně zahrnut� nákladů na odchylky a ostatní pŕ�dru�en� náklady za cenu nižší, než je cena stanoven� Energetick�m regulačním �ř�dem, vstoupí do korekčního faktoru za pou�it� s�t� zisk provozovatel pŕenosov� soustavy stanoven� jako 10 % rozdl� mezi náklady vypočtenými na základě ceny silové elektřiny na krytí ztrát stanoven� Energetick�m regulačním �ř�dem a skutečnými náklady na krytí ztrát včetně zahrnut� nákladů na odchylku a ostatní pŕ�dru�en� náklady související s nákupem ceny silové elektřiny.</i></p> <p><i>V pŕ�pad�, že provozovatel pŕenosov� soustavy pŕenese svou odpovědnost za odchylku ztrát v pŕenosov� soustavě na obchodníka s elektřinou, bude výpočet korekčního faktoru probíhat na základě nákladů vycházejících z ceny silové elektřiny stanoven� Energetick�m regulačním �ř�dem. V pŕ�pad� zajištění elektřiny na krytí ztrát za cenu nižší než je cena stanoven� Energetick�m regulačním �ř�dem, zisků provozovatel pŕenosov� soustavy 100 % z takto uspoŕen�ch nákladů formou zisku. V pŕ�pad� zajištění elektřiny na krytí ztrát za cenu v���� než je cena stanoven� Energetick�m regulačním �ř�dem, uhradí provozovatel pŕenosov� soustavy 100 % z vícenákladů vycházejících z v���� ceny silové elektřiny na krytí ztrát.</i></p> <p>Námi navrhovan� úpravy je nutn� zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text pŕipom�nky	<p>��ste�n� akceptováno</p> <p>ER� akceptuje argumentaci ohledně obt�zn� pred�kce diagramu ztrát v pŕijateln� pŕesnosti, kter� ve vztahu k volatilitě špiček ztrát 50-360 MW pŕedstavuje pŕ� nákupu elektřiny na krytí ztrát v pŕedstihu v�znamn� riziko pro zajišťující subjekt. Z toho důvodu bude princip pou�ivan� ve IV. regulačním období ��ste�n� zachován i pro V. regulační období. Metodika pro V. regulační období tak bude pŕedpokl�dat nákup ročního pásma dle minima plánovaného diagramu ztrát v roce i a dokup zbylého objemu diagramu na denním trhu s elektřinou. Pro ocenění dlouhodobých produktů bude brán v potaz skute�n� j�� realizované náklad na nákup elektřiny v ročních pásmech a pred�kce nákladů na dosud nenakoupen� množství ztrát. Cena za pou�it� s�t� bude dále zahrnovat náklady na odchylky a bude nadále podrobena korekci dle skutečných nákladů na nákup elektřiny na krytí ztrát a skutečných nákladů na odchylku ztrát.</p> <p>Pŕipom�nka v části zachování praxe začlenění garantovaného ročního zisku 5 mil. Kč byla ��ste�n� akceptována. První polovina zisku ve v��� 2,5 mil. Kč bude obdobn� jako ve IV. regulačním období fixní a bude zahrnuta v oznamovaných parametrech. Pŕizn�n� druhé poloviny zisku ve v��� 2,5 mil. Kč bude podmíněno splněním motiv�n�ho faktoru. Pŕ�padn� motiva�n� složka zisku bude pŕizn�na v rámci korekčního faktoru.</p>
----	------------	-------------	--	--	--	-------------------------------	--

91	ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	8.1.3. Cena za systémové služby	<p>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 cilit. Domníváme se, že navržený princip vycházející z nejnižších nákladů SVR za poslední 3 roky tuto podmínky nesplňuje. V prostředí volatilních cen elektřiny a legislativně upravených poměrů délek kontraktů na SVR nelze každoročně (donekonečna) realizovat úspory. Z tohoto důvodu navrhujeme 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.</p> <p>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.</p> <p>Dovolujeme si připomenout, že správně nastavená motivační regulace, vytváření konkurenčního trhu s podpůrnými službami spolu s aktivním zaváděním nových platformem ze 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.</p>	<p><i>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 aritmetický 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 vztahená k celému objemu záloh, tj. bez ohledu na skutečnost, zda nákup podpůrných služeb pocházel z dlouhodobých kontraktů nebo byl realizován prostřednictvím denního trhu.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Při předpokladu stále významnějšího podílu zajištění nákupu záloh na denním trhu nelze vyloučit významné ovlivnění ceny v některém roce z důvodu neočekávané tržní situace, přírodní situace, odstávek velkých zdrojů apod. ERÚ akceptuje připomínku v rovině aplikace průměru tří let, nicméně upravuje parametr motivační složky na hodnotu 40 %.</p> <p>V případě motivace u GCC se domníváme, že regulovaný subjekt již byl k účasti na projektu dostatečně motivován v minulosti a další motivace v V. regulačním období není z důvodů budoucího začlenění do IN potřeba.</p>
92	SVSE	VKP 1. kolo	8.1.3. Cena za systémové služby a odstavci 17.2.2. Postup stanovení ceny za systémové služby	<p>Navrhujeme změnu alokace systémových služeb. Jako alokační veličinu místo „plánovaného množství elektřiny odebrané zákazníky, výrobci elektřiny a provozovateli přenosové nebo distribučních soustav ...“, použít součet sjednaných rezervovaných příkonů v předávacích místech pro napětíové hladiny velmi vysokého napětí a vysokého napětí v Kč/MW/měsíc a jmenovitých proudových hodnot hlavního jističe před elektroměrem v předávacím místě pro napětíovou hladinu nízkého napětí v Kč/A/měsíc .</p>	<p>Ve smyslu výše uvedeného návrhu změnit formulaci v odstavci 8.1.3. a v odstavci 17.2.2 nahradit a definovat veličinu v čitateli vzorce.</p>	<p>Změna alokace přesněji vystihuje charakter systémových služeb, které jsou fixní nákladovou položkou a jako taková by měla být rozúčtována na příkonovou alokační hodnotu. Variabilní část systémových služeb je kryta výnosy ze zpoplatnění odchylek.</p> <p>Změna alokace odstraní nerovnost v placení systémových služeb, kdy část spotřebitelů elektřiny platí SyS i za spotřebu vlastní výroby (provozovatelé LDS) a ostatní odběratelé tuto povinnost nemají.</p> <p>Změna alokace na MW a A zpřesní výpočet sazeb, neboť součet RP a jističů je přesnější hodnota než odhad plánované roční spotřeby elektřiny.</p> <p>Změna alokace SyS na RP a hodnotu jističe zvýší motivaci na optimalizaci těchto kapacit a tím zvýší efektivitu využívání elektrické sítě.</p> <p>Změna alokace SyS byla plánována v novém tarifním systému a jsou proto k dispozici propočty dopadů na jednotlivé spotřebitele,</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Případné změně alokace nákladů na systémové služby na jinou technickou jednotku musí předcházet důkladná analýza řešící všechny aspekty budoucího vývoje v oblasti systémových služeb, jako jsou nákup podpůrných služeb výkonové rovnováhy na denním trhu, evropské platformy pro výměnu regulační energie, změna zúčtovací periody pro vyhodnocení odchylky, změna systému zúčtovacích cen a podobně v souvislosti s dopady na účastníky trhu tak, aby po realizaci uvedených změn nemuselo docházet k dalším změnám v oblasti systémových služeb. Bez znalosti detailních dopadů uvedených změn nelze v současné době provést změnu alokace nákladů na systémové služby na jinou technickou jednotku. Pokud však bude vyhodnoceno, že je změna alokace nutná již v průběhu V. regulačního období, může k takové změně dojít bez nutnosti vydávání upravených Zásad cenové regulace na V. regulační období.</p>
93	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	8.1.3. Cena za systémové služby a odstavci 17.2.2. Postup stanovení ceny za systémové služby	<p>Navrhujeme změnu alokace (rozpočtové základny) pro úhradu systémových služeb. Jako alokační veličinu místo „plánovaného množství elektřiny odebrané zákazníky, výrobci elektřiny a provozovateli přenosové nebo distribučních soustav ...“, použít „součet sjednaných rezervovaných příkonů v předávacích místech pro napětíové hladiny velmi vysokého napětí a vysokého napětí v Kč/MW/měsíc a jmenovitých proudových hodnot hlavního jističe před elektroměrem v předávacím místě pro napětíovou hladinu nízkého napětí v Kč/A/měsíc“.</p>	<p>Ve smyslu uvedeného v připomínce změnit formulaci v odstavci 8.1.3. a v odstavci 17.2.2</p>	<p>Změna alokace přesněji vystihuje charakter systémových služeb, které jsou fixní nákladovou položkou a jako taková by měla být rozúčtována na příkonovou (fixní) alokační hodnotu. Variabilní část související se systémovými službami (náklady na regulační energii) je kryta výnosy ze zpoplatnění odchylek.</p> <p>Změna alokace odstraní nerovnost v placení systémových služeb, kdy část spotřebitelů elektřiny platí systémové služby i za spotřebu vlastní výroby (provozovatelé LDS) a ostatní spotřebitelé elektřiny tuto povinnost nemají. Změna alokace na MW a A také zpřesní výpočet sazeb, neboť součet rezervovaných příkonů a jističů je přesnější hodnota než odhad plánované roční spotřeby elektřiny. Změna alokace systémových služeb na rezervovaný příkon a hodnotu jističe též zvýší motivaci k optimalizaci těchto příkonů a tím zvýší efektivitu využívání elektrické sítě.</p> <p>Co se týká dostupnosti podkladů pro případné nezbytné související analýzy, tak změna alokace systémových služeb byla plánována v novém tarifním systému a jsou proto již k dispozici propočty dopadů na jednotlivé spotřebitele elektřiny.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Případné změně alokace nákladů na systémové služby na jinou technickou jednotku musí předcházet důkladná analýza řešící všechny aspekty budoucího vývoje v oblasti systémových služeb, jako jsou nákup podpůrných služeb výkonové rovnováhy na denním trhu, evropské platformy pro výměnu regulační energie, změna zúčtovací periody pro vyhodnocení odchylky, změna systému zúčtovacích cen a podobně v souvislosti s dopady na účastníky trhu tak, aby po realizaci uvedených změn nemuselo docházet k dalším změnám v oblastí systémových služeb. Bez znalosti detailních dopadů uvedených změn nelze v současné době provést změnu alokace nákladů na systémové služby na jinou technickou jednotku. Pokud však bude vyhodnoceno, že je změna alokace nutná již v průběhu V. regulačního období, může k takové změně dojít bez nutnosti vydávání upravených Zásad cenové regulace na V. regulační období.</p>

94	Spolek pro ochranu spotřebitelů energie a komunitní energie, z.s.	VKP 1. kolo	bod 8.1.3	<p>Pro provozovatele přenosové soustavy: přizpůsobení technických a obchodních podmínek nákupu podpůrných služeb tak, aby odpovídaly právním předpisům vycházejícím ze Zimního energetického balíčku EU a jeho zásadám, právům spotřebitele i měnícím se potřebám energetické soustavy.</p>	<p>Při činnostech spojených s nákupem podpůrných služeb je provozovatel přenosové soustavy povinen přiměřeným způsobem respektovat právo zákazníka na poskytování podpůrných služeb v souladu § 28 odst. (1) písm. f) zákona č. 458/2000 Sb. o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a v souladu se zásadami vycházejícími ze Zimního energetického balíčku EU. Při stanovení podmínek pro poskytování a nákup podpůrných služeb by měl provozovatel přenosové soustavy zohlednit možnosti skutečně dostupného regulačního potenciálu soustavy, tedy i regulačního potenciálu na straně zákazníků a spotřebitelů</p>	<p>(1) Technické: očekávaná změna bilančních poměrů soustavy po uzavření některých elektráren v roce 2022. Nelze spoléhat na dodávku flexibility na zdrojích, zejména pokud některé z nich budou uzavřeny a některé z nich se mohou uplatnit na vznikajícím evropském trhu s regulační energií pro dodávku takové energie pro potřeby provozovatelů přenosových soustav mimo území ČR (např. mohou „vyvážet“ energii namísto uzavřených německých jaderných zdrojů).</p> <p>(2) Tarifní politika provozovatele přenosové soustavy i provozovatelů distribučních soustav musí být navržena tak, aby nebránila novým způsobům řízení soustavy a aby motivovala provozovatele soustav k takovým řešením.</p> <p>(3) Nová evropská legislativa definuje práva nových energetických komunit vycházející ze Zimního energetického balíčku EU a současně také povinnost České republiky tuto novou legislativu implementovat do právního prostředí ČR. Nadcházející regulační období se časově přerývá s „účinností“ této nové legislativy. Pokud by nebyla tarifní politika ERÚ otevřeně těmto zásadám a provozovatelé soustav je vhodným způsobem neuplatnili, mohl by České republice hrozit infringement, podobně jako například v oblasti energetických úspor.</p> <p>(4) Možnosti technického a podnikatelského rozvoje provozovatelů a jejich soustav a dodávek energie se postupně mění na dodávky energetických služeb. Provozovatel přenosové i distribuční soustavy musí být oprávněn i v rámci regulovaného odvětví především technickou část takových služeb zajišťovat. V případě, že by mu to nebylo umožněno, zbavuje jej to „konkurenceschopnosti“ například vůči stavebním developerům a novým „lokálním“ (občanským) soustavám.</p> <p>(5) Česká energetická soustava má výrazný regulační potenciál z minulosti v systému HDO a v současnosti také v řídicích systémech průmyslu (Průmysl 4.0) a nových budov. V současnosti je problematické pro tento potenciál se vhodným způsobem podílet na regulaci soustavy. Například v Evropě je limitem nabízených podpůrných služeb 1MW.</p>	<p><u>Vysvětleno</u></p> <p>Zásady cenové regulace stanoví postupy regulace cen související služby v elektroenergetice, nikoliv technické a obchodní podmínky nákupu podpůrných služeb výkonové rovnováhy, které jsou specifikované v Kodexu přenosové soustavy, případně vycházejí z metodik na základě implementace rámcového pokynu o obchodním zajišťování výkonové rovnováhy.</p>
95	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu	<p>Požadujeme doplnit do prvního odstavce kapitoly 9.1.1. text, ze kterého bude zřejmé, že rezervovanou kapacitu je možné již v průběhu V. regulačního období nahradit naměřeným maximem anebo rezervovaným příkonem v důsledku změny tarifní struktury.</p>	<p>Při regulaci ceny za rezervovanou kapacitu distribuční soustavy postupuje Energetický regulační úřad podle bodu 17.2.3. Zásad cenové regulace. Základní postup výpočtu jednotkové ceny za rezervovanou kapacitu, kdy jsou upravené povolené výnosy za distribuci elektřiny vydělené celkovou průměrnou rezervovanou kapacitou připojených účastníků trhu s elektřinou včetně rezervované kapacity transformace, zůstává pro V. regulační období zachován. V případě změny tarifní struktury může být celková průměrná rezervovaná kapacita připojených účastníků trhu s elektřinou nahrazena v průběhu V. regulačního období celkovým průměrným rezervovaným příkonem, celkovým průměrným maximálním měsíčním naměřeným výkonem připojených účastníků trhu s elektřinou, nebo jejich kombinací.</p>	<p>Odkazováno na text připomínky</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Textace navrhovaného znění byla upravena tak, aby byla v souladu textem uvedeným v kapitole 9 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.</p>

96	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.1. Cena za rezervovan ou kapacitu	<p>V textu druhého odstavce kapitoly 9.1.1. je uvedeno, že korigování ostatních výnosů a nákladů provozovatele distribuční soustavy bude nově zařazeno do korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny. To však neodpovídá postupu stanovení cen zajištění distribuce elektřiny, který je uveden v kapitole 17.2.3., a postupu stanovení korekčních faktorů v případě distribuce elektřiny, který je uveden v kapitole 17.2.6. v písm. C) body (5), (6) a (7).</p> <p>Text druhého odstavce kapitoly 9.1.1. je také nejednoznačný a není z něho úplně zřejmé, jak bude ERÚ přistupovat k jednotlivým položkám ostatních výnosů. Proto požadujeme v textu kapitoly 9.1.1. Zásad cenové regulace jednoznačně rozdělit ostatní výnosy do příslušných kategorií – korigování 100 % skutečné hodnoty výnosů a částečné korigování skutečné hodnoty výnosů.</p> <p>V textu kapitoly 9.1.1. nejsou také vůbec zmíněny výnosy z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů. Úprava těchto výnosů je zmíněna až v kapitole 17.2.6. v písm. C) v bodu (6), kde je uvedeno, že ERÚ bude zpětně odečítat z povolených výnosů 80 % výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových hladinách. S touto úpravou, resp. s tímto zpřísněním podmínek oproti podmínkám nastaveným pro IV. regulační období, zásadně nesouhlasíme. Důvodem je, že je nutné zachovat dostatečnou motivaci provozovatelů distribučních soustav k monitoringu a odhalování neoprávněných odběrů, které mají významný dopad na skutečné hodnoty ztrát i cenu za zajištění distribuce elektřiny. Z tohoto důvodu navrhujeme odečítat tyto výnosy z povolených výnosů pouze ve výši 50 %.</p> <p>Dále je v kapitole 9.1.1. uvedeno, že korekci budou podléhat i příjmy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu. Přístup je specifikován až v kapitole 17.2.6. v písm. C) v bodu (6), kde je stanoveno, že z povolených výnosů bude odečítáno 80 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu. S tímto postupem nesouhlasíme, protože se jedná o nevyvážený přístup. Riziko ztráty při prodeji majetku nese provozovatel soustavy a případná ztráta není v regulaci pokryta, naopak v případě dosažení zisku je regulovanému subjektu odejmuto 80 % zisku a zbylých 20 % slouží de facto k pokrytí daně. V neposlední řadě lze vznést argument, že se zákazníci na generování výše uvedené kladné hodnoty nijak finančně nepodíleli. Výsledkem takto nastaveného přístupu může být, že regulované subjekty raději nebudou majetek prodávat a formálně ho ponechají v majetku (v RABu) společnosti.</p> <p>Dále požadujeme upravit text týkající se nákladů na nefrekvenční podpůrné služby tak, aby bylo možné náklady na nefrekvenční podpůrné služby zohlednit v cenách jak ex-ante (plán s následnou korekcí na skutečnost), tak ex-post. Za účelem výpočtu ceny za rezervovanou kapacitu (případně jiných cen při změně tarifní struktury) požadujeme doplnit položku plánovaná hodnota nákladů na nefrekvenční podpůrné služby. Tím bude také zajištěna provázanost s návrhem vyhlášky, kterou se mění vyhláška č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, konkrétně s výkazem 12-HV-N. Plánované hodnoty nákladů na nefrekvenční podpůrné služby budou aktivovány v případě, že překročí limitní hodnotu stanovenou Energetickým regulačním úřadem. Náklady na podpůrné služby jsou regulovaným subjektem placeny předem a nemohou se promítnout do cen s dvouletým zpožděním, zvlášť pokud překročí významnou hranici. Ex-ante přístup může zároveň v případě významné změny nákladů přispět ke zmírnění meziroční volatility cen distribuce.</p> <p>Ve druhém odstavci kapitoly 9.1.1. jsou také zmíněny příjmy z připojení. Měrný podíl žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu byl stanoven v roce 2006 vyhláškou č. 51/2006 Sb., o připojení k elektrizační soustavě, od té doby nebyla hodnota nastavených podílů za připojení příkonu/výkonu změněna. Domníváme se, že je již nutné analyzovat, zda jsou naplňovány předpoklady, za kterých byly tyto částky stanoveny, a zda dostatečně plní svou roli v systému celkových plateb.</p> <p>Na závěr upozorňujeme, že změna přístupu ke stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny bude vyžadovat i významné úpravy regulačních výkazů, resp. vyhlášky o výkaznictví a souvisejícího výkladového stanoviska ERÚ k regulačním výkazům.</p>	Navrhujeme zohlednění výše uvedených úprav v textu kapitoly 9.1.1. a v textu kapitoly 17.2.6. v písm. C) v bodech (5), (6) a (7).	Odkazováno na text připomínky	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Do návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období byly zpracovány úpravy, které specifikovaly odečítání 100 % skutečných výnosů z upravených povolených výnosů, kromě níže uvedených výjimek.</p> <p>Z důvodu zachování motivace pro odhalování neoprávněných odběrů byl zachován podíl odečítání výnosů z titulu náhrady škody v případně neoprávněných odběrů z upravených povolených výnosů ve výši 60 %.</p> <p>Další změna týkající se úpravy zahrnutí ostatních výnosů provozovatelů soustav do UPV v návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období spočívá v rozšíření seznamu ostatních výnosů PDS. Nově jsou v regulaci zohledněny náklady a výnosy z prodeje majetku a materiálu. Konkrétně je pak v rámci úpravy dokumentu Zásad nově odebíráno 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu vykázaných v regulačním výkaznictví, dle příslušné vyhlášky, v roce i-2.</p> <p>Dle názoru ERÚ je nutné zachovat jednotný přístup k nákladům na nefrekvenční podpůrné služby, jako k ostatním výnosům, proto nebude docházet k úhradě nákladů na nefrekvenční podpůrné služby na základě plánovaných hodnot a budou tyto náklady, stejně jako ostatní výnosy, zahrnuty do upravených povolených výnosů na základě skutečně dosažených hodnot.</p> <p>Otázka měrného podílu žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu je záležitostí případné změny vyhlášky č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.</p>
----	---	----------------	--	--	---	-------------------------------	--

97	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu	<p>V textu druhého odstavce kapitoly 9.1.1. je uvedeno, že korigování ostatních výnosů a nákladů provozovatele distribuční soustavy bude nově zařazeno do korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny. To však neodpovídá postupu stanovení cen zajištění distribuce elektřiny, který je uveden v kapitole 17.2.3. a postupu stanovení korekčních faktorů v případě distribuce elektřiny, který je uveden v kapitole 17.2.6., písm. C), body (5), (6) a (7).</p> <p>Text druhého odstavce kapitoly 9.1.1. je také nejednoznačný a není z něho úplně zřejmé, jak bude ERÚ přistupovat k jednotlivým položkám ostatních výnosů. Proto požadujeme v textu kapitoly 9.1.1. Zásad cenové regulace jednoznačně rozdělit ostatní výnosy do příslušných kategorií – korigování 100 % skutečné hodnoty výnosů a částečné korigování skutečné hodnoty výnosů.</p> <p>V textu kapitoly 9.1.1. nejsou také vůbec zmíněny výnosy z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů. Úprava těchto výnosů je uvedena až v kapitole 17.2.6., v písm. C), v bodu (6), kde je uvedeno, že ERÚ bude zpětně odečítat z povolených výnosů 80 % výnosů z titulu náhrady škody v případě neoprávněných odběrů na jednotlivých napěťových hladinách. S touto úpravou, resp. s tímto zpřísněním podmínek oproti podmínkám nastaveným pro IV. RO, zásadně nesouhlasíme. Důvodem je, že je třeba zachovat dostatečnou motivaci provozovatelů distribučních soustav k monitoringu a odhalování neoprávněných odběrů, které mají významný dopad na skutečné hodnoty ztrát i cenu za zajištění distribuce elektřiny. Z tohoto důvodu navrhuje odečítat tyto výnosy z povolených výnosů pouze ve výši 50 %.</p> <p>Dále je v kapitole 9.1.1. uvedeno, že budou korekci podléhat i příjmy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu. Bližší přístup je uveden až v kapitole 17.2.6., v písm. C), v bodu (6), kde je stanoveno, že z povolených výnosů bude odečítáno 80 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu. S tímto postupem nesouhlasíme, protože se jedná o nevyvážený přístup. Riziko ztráty spojené s prodejem majetku nese provozovatel soustavy a případná ztráta není v regulaci pokryta, naopak v případě dosažení zisku je regulovanému subjektu odejmuto 80 % zisku a zbylých 20 % slouží de facto k pokrytí daně. V neposlední řadě lze vznést argument, že se koncoví zákazníci na generování výše uvedené kladné hodnoty nijak finančně nepodíleli. Výsledkem takto nastaveného přístupu může být, že regulované subjekty raději nebudou majetek prodávat a formálně ho ponechají v majetku (v RABu) společnosti. Dále požadujeme upravit text týkající se nákladů na nefrekvenční podpůrné služby tak, aby bylo možné náklady na nefrekvenční podpůrné služby zohlednit v cenách jak ex-ante (plán s následnou korekcí na skutečnost), tak ex-post. Za účelem výpočtu ceny za rezervovanou kapacitu (případně jiných cen při změně tarifní struktury) požadujeme doplnit položku plánovaná hodnota nákladů na nefrekvenční podpůrné služby. Tím bude také zajištěna provázanost s návrhem vyhlášky, kterou se mění vyhláška č. 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví, konkrétně s výkazem 12-HV-N. Plánované hodnoty nákladů na nefrekvenční podpůrné služby budou aktivovány v případě, že překročí ERÚ stanovenou limitní hodnotu. Náklady na podpůrné služby jsou regulovaným subjektem placeny předem a nemohou se promítnout do cen s dvouletým zpožděním, zvlášť pokud překročí významnou hranici. Ex-ante přístup může zároveň v případě významné změny nákladů přispět ke zmírnění meziroční volatility cen distribuce.</p> <p>Ve druhém odstavci kapitoly 9.1.1. jsou také zmíněny příjmy z připojení. Měrný podíl žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu byl stanoven vyhláškou č. 51/2006 Sb., od té doby nebyla hodnota nastavených podílů za připojení příkonu/výkonu změněna. Domníváme se, že je třeba analyzovat, zda jsou naplňovány předpoklady, za kterých byly tyto částky stanoveny, a zda dostatečně plní svou roli v systému celkových plateb.</p> <p>Na závěr upozorňujeme, že změna přístupu ke stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny bude vyžadovat i významné úpravy regulačních výkazů, resp. vyhlášky o výkaznictví a souvisejícího výkladového stanoviska ERÚ k regulačním výkazům.</p>	Zohlednění výše uvedených úprav v textu kapitoly 9.1.1. a v textu kapitoly 17.2.6., v písm. C), v bodech (5), (6) a (7).	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Do návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období byly zapracovány takové úpravy, kdy jsou upravené povolené výnosy ponižovány u výnosů z neoprávněných odběrů o 40% (motivační důvody).</p> <p>Další změna týkající se úpravy zahrnutí ostatních výnosů provozovatelů soustav do UPV v návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období spočívá v rozšíření seznamu ostatních výnosů PDS. Nově jsou v regulaci zohledněny náklady a výnosy z prodeje majetku a materiálu. Konkrétně je pak v rámci úpravy dokumentu Zásad nově odebíráno 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu vykázaných v regulačním výkaznictví, dle příslušné vyhlášky, v roce i-2.</p> <p>Dále si ERÚ není vědom změny v přístupu regulovaných subjektů k zajišťování podpůrných služeb proti IV. regulačnímu období. Proto ERÚ neakceptuje argument, že tyto náklady nelze promítat způsobem jako dosud.</p> <p>Otázka měrného podílu žadatele o připojení na oprávněných nákladech spojených s připojením a zajištěním požadovaného příkonu a výkonu je záležitostí případné konzultace u vyhlášky o připojení.</p>
98	E.ON Energie, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.1.: Cena za rezervovanou kapacitu		Navrhujeme zrušení ceny za rezervovanou kapacitu a její náhradu platbou za naměřený příkon.		<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>ERÚ nevylučuje částečné úpravy tarifní struktury v rámci V. regulačního období, nicméně takové změny musí být řádně odůvodněné a provedené se znalostí předpokládaných dopadů na účastníky trhu s elektřinou. Textace znění Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující byla upravena tak, aby umožňovala takové změny tarifní struktury v rámci V. regulačního období případně provést.</p>
99	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.1.2 Prvky v rámci motivační regulace kvality	Z textu Zásad cenové regulace není zcela zřejmé, jak bude ERÚ zohledňovat kategorii 213 při stanovování faktoru kvality.	Z důvodu transparentnosti a předvídatelnosti požadujeme do Zásad cenové regulace doplnit konkrétní mechanismus odpočtu kategorie 213 z faktoru kvality včetně jeho popisu.	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Mechanismus odpočtu přerušení zahrnutých v kategorii 213 je dle názoru ERÚ dostatečně popsán již v 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. Další detaily budou doplněny do související vyhlášky č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice.</p>

100	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.1.2. část 3 Základní principy nastavení motivační regulace kvality	Prodloužením stávající regulační periody o 2 roky došlo i k přenesení požadavku na zpřisňování parametru SAIDIq pro roky 2019 a 2020, přičemž tyto analýzy pro nastavení IV. regulační periody to nepředpokládaly. U parametru SAIDI tak během let 2019 a 2020 došlo k požadovanému snížení o dalších 10%, přičemž se předpokládalo, že V. regulační perioda začne již od roku 2019 a uvažovalo se v ní s nižším tempem zpřisňování cílových hodnot SAIDIq. Z důvodu nespravedlivého požadavku na snížení SAIDIq o 10% během let 2019-2020 požadujeme respektování této skutečnosti a navrhuje ne navazovat střed neutrálního pásma na střed vyhlášený pro rok 2020, ale na hodnotu o 8% vyšší, která by odpovídala rozdílu mezi nastaveným (5%) a předpokládaným (1%) snižováním cílových hodnot pro SAIDIq během let 2019 - 2020. Připomínka se týká pouze parametru SAIDIq, kdy 5% roční zpřisňování cílové hodnoty je neúměrné technicko - ekonomických možnostem provozovatele DS a nebylo pro takovou délku skutečného trvání zpřisňování 5%/rok žádnou analýzou podloženo.	„Střed neutrálního pásma pro SAIDIq bude navázán na hodnotu středu neutrálního pásma již vyhlášenou pro rok 2020 zvýšenou o 8% (tj. pro rok 2021 bude střed neutrálního pásma odvozen od úrovně 108% hodnoty středu pro rok 2020 s příslušným zpřisněním a dále bude pokračováno ve zpřisňování geometrickou řadou). Střed neutrálního pásma pro SAIFIq bude navázán na střed neutrálního pásma již vyhlášeného pro rok 2020 (tj. pro rok 2021 bude odvozen od hodnoty středu pro rok 2020 s příslušným zpřisněním a dále bude pokračováno ve zpřisňování geometrickou řadou).“	Odkazováno na text připomínky	
101	Teplárenské sdružení ČR	VKP 1. kolo	9.1.1.3 Ma nagement jalové energie	Kapitolu 9.1.1.3 je třeba dopracovat tak, aby vytvářela potřebné vodítko pro regulované subjekty (provozovatele distribučních soustav) a pro potenciální poskytovatele podpůrných služeb v oblasti managementu jalové energie.	Dopracovat kapitolu 9.1.1.3 ve smyslu odůvodnění připomínky tak, aby byl stanoven měřitelný cíl (cíle), kterého chce ERÚ v rámci regulačního období v oblasti managementu jalové energie dosáhnout. Dále uvést přístup k managementu jalové energie a regulační nástroje, které ERÚ hodlá k plnění cíle využít. Dále by mělo být uvedeno, jak budou odpovídající potřebné nefrekvenční služby principiálně zajišťovány a oceňovány. Také by mělo být uvedeno, jak se bude v regulaci provozovatelů regionálních distribučních soustav pracovat se saldem nákladů na zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb a výnosů z poplatků za nedodržení účinníku.	Souhlasíme s tezí, že probíhající změny v elektroenergetice týkající se nových technologií připojených do elektrizační soustavy zvyšují nároky na udržení kvality napětí a řízen změny toků jalové energie a proto 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. Nicméně právě proto očekáváme na úrovni Zásad cenové regulace daleko konkrétnější rozvedení záměrů ERÚ v předmetné oblasti. V současné podobě je kapitola jen obecnou proklamací, která nenapluje účel zpracování Zásad cenové regulace. ERÚ by měl v první řadě stanovit měřitelný cíl (cíle), kterého chce v rámci regulačního období v oblasti managementu jalové energie dosáhnout. Dále by měl být uveden přístup k managementu jalové energie a regulační nástroje, které ERÚ hodlá k plnění cíle využít. Dále by mělo být uvedeno, jak budou odpovídající potřebné nefrekvenční služby principiálně zajišťovány a oceňovány. Také by mělo být uvedeno, jak se bude v regulaci provozovatelů regionálních distribučních soustav pracovat se saldem nákladů na zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb a výnosů z poplatků za nedodržení účinníku atd. Nemůžeme se proto spokojit s konstatováním: „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.“, které se týká jen jedné strany „rovnice“ a je zcela vágní. V současné podobě ani není možné kapitolu podrobně připomínkovat, protože fakticky žádný konkrétní návrh, jak bude ERÚ postupovat, neobsahuje.	<u>Částečně akceptováno</u> Dojde k rozšíření textu kapitoly 9.1.1.3., ve kterém budou zmíněny základní principy a nástroje managementu Q pro V. regulační období. Základní rámec spočívá v <ul style="list-style-type: none">• uplatnění smluvních principů obstarávání jalových výkonů mezi účastníky trhu• nastavení tarifů s motivačním charakterem• reflektování zahraničních zkušeností• náklady managementu jaloviny jsou obecně ekonomicky oprávněnými náklady provozovatele příslušné soustavy. Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezi jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) se stanou součástí korekce povolených výnosů. Součástí rozšíření textace je rovněž předpokládaný rozsah jalových výkonů v soustavách a základní harmonogram pro V. regulační období. Dle názoru ERÚ však nepatří některé připomínkované oblasti do Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující, ale svým charakterem náleží např. do Kodexů přenosové soustavy a distribučních soustav, proto budou specifické detaily řešeny v rámci jiných dokumentů. Detailnímu rozpracování veškerých nově zavedených opatření pak bude dále věnován samostatný veřejný konzultační proces.
102	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.2. Cena za použití sítí distribuční soustavy	Z textu, který se týká návrhu výše povolených ztrát včetně navazujícího korekčního faktoru za použití sítí a s tím souvisejícího korekčního faktoru za distribuci nejsme schopni analyzovat konkrétní výpočet a prostředky (data, jejich sběr a použití) potřebné k tomuto konkrétnímu výpočtu, stejně tak jako dopad na regulovaný subjekt. Stejně tak nám není zcela jasný cíl, který tímto návrhem ERÚ sleduje.	Důkladně objasnění záměrů ERÚ a možných postupů v této oblasti, k čemuž je nutná diskuze s regulovanými subjekty a následné doladění textu.	Odkazováno na text připomínky	<u>Vysvětleno</u> Přesný způsob výpočtu bude navrhnut v závislosti na výstupech jednání mezi ERÚ a provozovateli soustav s respektováním textu uvedeného v návrhu Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující. V rámci V. regulačního období mohou být opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů. Při případných úpravách zasahujících do IV. regulačního období budou zachovány všechny principy a postupy pro regulaci cen stanovené a platné pro IV. regulačního období.

103	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.2. Cena za použití sítě distribuční soustavy	<p>Z textu, který se týká návrhu výše povolených ztrát včetně navazujícího korekčního faktoru za použití sítě a s tím souvisejícího korekčního faktoru za distribuci nejsme schopni analyzovat konkrétní výpočet a prostředky (data, jejich sběr a použití) potřebné k tomuto konkrétnímu výpočtu, stejně tak jako dopad na regulovaný subjekt. Stejně tak nám není jasný cíl, který tímto návrhem ERÚ sleduje.</p> <p>Stanovení korekčního faktoru s využitím dodatečně zjišťovaného množství elektřiny vyfakturované za rok i-3 je podle našeho názoru zcela zbytečné, protože proti množství vykázaného v regulačních výkazech v roce i-2 za rok i-3 nepředstavuje žádné významné zpřesnění a znamená jen zvýšení pracnosti a nákladů. Je totiž nutné si uvědomit, že pro určení obou množství se budou využívat typové diagramy dodávky, jejichž přesnost ovlivní i přesnost zjišťovaných množství v obou případech. Jinými slovy: nahradíme přijatelně nepřesnou hodnotu jinou hodnotou, o níž s jistotou nevíme, zda je přesnější. Při správném postupu vykazování nevyfakturované dodávky a ztrát se případná nepřesnost za delší období stává naprosto nevýznamnou. Zavádět tento způsob úpravy ztrát zcela postrádá smysl v souvislosti s očekávaným nasazením AMM, jehož důsledkem bude, že objem nevyfakturované (nezměřené) elektřiny se ve vykazovaném roce výrazně zmenší, hrubým odhadem o 2/3, což umožní podstatně přesnější stanovení ztrát.</p>	Důkladné objasnění záměrů ERÚ a možných postupů v této oblasti, k čemuž je nutná diskuze s regulovanými subjekty a následné doladění textu.	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Vysvětleno</u></p> <p>Přesný způsob výpočtu bude navrhnut v závislosti na výstupech jednání mezi ERÚ a provozovateli soustav s respektováním textu uvedeného v 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.</p> <p>Navržený postup úpravy výpočtu korekčního faktoru přinese jeho zpřesnění, i když budou nadále používány k rozdělení odebraného množství elektřiny mezi jednotlivé roky typové diagramy dodávek. Typové diagramy dodávek se používají i při fakturaci zákazníkům a proto nedojde k žádnému zkresení oproti fakturovaným hodnotám.</p> <p>V rámci V. regulačního období mohou být opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů. Při případných úpravách zasahujících do IV. regulačního období budou zachovány všechny principy a postupy pro regulaci cen stanovené a platné pro IV. regulačního období.</p>
104	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	9.1.3. Harmonogram oznamován i parametrů regulačních o vzorce provozovateli distribuční soustavy	<p>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 připomínku k faktoru efektivity, zde naopak tento parametr přebývá.</p>	<p>9.1.3.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období</p> <p>Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:</p> <p>1. výchozí hodnotu regulační báze aktiv,</p> <p>2. základní hodnotu míry výnosnosti regulační báze aktiv pro regulační období,</p> <p>3. roční hodnotu faktoru efektivity</p> <p>4. hodnoty požadované úrovně ukazatelů kvality pro jednotlivé roky regulačního období,</p> <p>5. poměrné číslo vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy,</p> <p>6. poměrné číslo vyjadřující limitní hodnotu ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,</p> <p>7. poměrné číslo vyjadřující hodnotu horní a dolní hranice neutrálního pásma,</p> <p>8. koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napětíové úrovně.</p>	Odkazováno na text připomínky	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>ERÚ souhlasí s návrhem doplnit seznam o položku "výchozí hodnotu regulační báze aktiv". Faktor efektivity nicméně zůstává zachován a to s ohledem na vypořádání u příslušného bodu připomínek.</p>
105	E.ON Energie, a.s.	VKP 1. kolo	9.3.: Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v soustavách	<p>V části 9.3. je v jednotlivých podkapitolách popsána metodika stanovení výpočtu ceny silové elektřiny sloužící pro krytí ztrát v distribuční soustavě včetně popisu způsobu výpočtu jednotlivých složek této ceny a včetně způsobu výpočtu vícenákladů vztahených k problematice ztrát. V samotném závěru podkapitoly 9.3.5 je pak přehledová tabulka, která stanovuje fixní hodnoty vícenákladů pro jednotlivé distribuční oblasti.</p> <p>Naše společnost nerozporuje principy stanovení ceny silové elektřiny na pořízení silové elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě ani princip kalkulace vícenákladů související s nákupem elektřiny pro krytí ztrát. Nicméně součástí výpočtu vícenákladů jsou i administrativní náklady spojené s pořízením elektřiny pro ztráty v distribuční síti, které jsou stanoveny jako průměr skutečně vykázaných nákladů za období 2014 – 2018. V této souvislosti upozorňujeme, že během trvání V. regulačního období může docházet k významnějším výkyvům oprávněných administrativních nákladů oproti stanovenému období 2014 – 2018 a navrhujeme možnost aktualizace kalkulace administrativních nákladů na krytí ztrát v průběhu regulačního období používáním klouzavého referenčního období nebo alespoň jejich aktualizací v případě jejich významných změn.</p>		<p>V. regulačního období může docházet k významnějším výkyvům oprávněných administrativních nákladů oproti stanovenému období 2014 – 2018 a navrhujeme možnost aktualizace kalkulace administrativních nákladů na krytí ztrát v průběhu regulačního období používáním klouzavého referenčního období nebo alespoň jejich aktualizací v případě jejich významných změn.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Výchozí báze administrativních nákladů spojených s pořízením elektřiny pro krytí ztrát vychází z hodnot administrativních nákladů za roky 2014 až 2018, což je dle názoru ERÚ dostatečně vypovídající období pro stanovení jednotkových administrativních nákladů spojeného s pořízením elektřiny pro krytí ztrát na V. regulační období.</p>

106	Spolek pro ochranu spotřebitelů energie a komunitní energie, z.s.	VKP 1. kolo	bod 9.4	<p>Pro provozovatele distribuční soustavy: otevřenost tarifního systému pro nové individuální a dynamické tarify (služby nabízené provozovatelem distribuční soustavy nabízené jejím uživatelům), tak, aby odpovídaly právním předpisům vycházejícím ze Zimního energetického balíčku EU a jeho zásadám, právům a potřebám spotřebitele i měnícím se potřebám energetické soustavy.</p>	<p>Kromě tarifů obecně platných na území ČR je provozovatel distribuční soustavy oprávněn se souhlasem ERÚ navrhnout a užívat tarify lokální, a to i časově proměnné, určené zejména pro řízení úzkých míst soustavy a poskytování služeb vyplývajících z technických požadavků soustavy i právních požadavků Zimního energetického balíčku EU. Jde zejména o:</p> <p>a) Dané místo soustavy, například vedení či rozvodnu</p> <p>b) Daný čas, například polední špičku výroby slunečních elektráren</p> <p>c) Daný způsob řízení soustavy, například dobíjení akumulátorů silniční elektromobility nebo dodávku tepla z obnovitelných zdrojů energie, zajištění vyšší průchodnosti a stability soustavy takovým způsobem a vyšší možnost použití obnovitelných zdrojů energie i ostatních decentrálních zdrojů energie.</p> <p>Přitom je nutno dodržet zásadu transparentnosti a nediskriminativnosti takových tarifů. Konkrétní tarify odsouhlasí ERÚ podle návrhu distributora na základě zájmu všech uživatelů distribuční soustavy.</p>	<p>(1) Technické: očekávaná změna bilančních poměrů soustavy po uzavření některých elektráren v roce 2022. Nelze spoléhat na dodávku flexibility na zdrojích, zejména pokud některé z nich budou uzavřeny a některé z nich se mohou uplatnit na vznikajícím evropském trhu s regulační energií pro dodávku takové energie pro potřeby provozovatelů přenosových soustav mimo území ČR (např. mohou „vyvážet“ energii namísto uzavřených německých jaderných zdrojů).</p> <p>(2) Tarifní politika provozovatele přenosové soustavy i provozovatelů distribučních soustav musí být navržena tak, aby nebránila novým způsobům řízení soustavy a aby motivovala provozovatele soustav k takovým řešením.</p> <p>(3) Nová evropská legislativa definuje práva nových energetických komunit vycházející ze Zimního energetického balíčku EU a současně také povinnost České republiky tuto novou legislativu implementovat do právního prostředí ČR. Nadcházející regulační období se časově přerývá s „účinností“ této nové legislativy. Pokud by nebyla tarifní politika ERÚ otevřeně těmto zásadám a provozovatelé soustav je vhodným způsobem neuplatnili, mohl by České republice hrozit infringement, podobně jako například v oblasti energetických úspor.</p> <p>(4) Možnosti technického a podnikatelského rozvoje provozovatelů a jejich soustav a dodávek energie se postupně mění na dodávky energetických služeb. Provozovatel přenosové i distribuční soustavy musí být oprávněn i v rámci regulovaného odvětví především technickou část takových služeb zajišťovat. V případě, že by mu to nebylo umožněno, zbavuje jej to „konkurenceschopnosti“ například vůči stavebním developerům a novým „lokálním“ (občanským) soustavám.</p> <p>(5) Česká energetická soustava má výrazný regulační potenciál z minulosti v systému HDO a v současnosti také v řídicích systémech průmyslu (Průmysl 4.0) a nových budov. V současnosti je problematické pro tento potenciál se vhodným způsobem podílet na regulaci soustavy. Například v Evropě je limitem nabízených podpůrných služeb 1MW.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Bude řešeno v rámci budoucích úprav tarifního systému. Kapitulu „9.4. Změna tarifního systému“ není vhodné specifikovat detailněji v rámci dokumentu Zásad bez zpracování důkladných analýz.</p>
-----	---	-------------	---------	--	--	--	--

107	E.ON Energie, a.s.	VKP 1. kolo	Část 10: Zvláštní část pro činnost povinně vykupující ho	<p>V části 10 návrhu Zásad dochází ke změně ve metodiky výpočtu vícenákladů na odchylky pro povinně vykupujícího obchodníka tak, že by tyto vícenáklady byly nově vypočítány jako rozdíl vícenákladů stanovených na základě vícenákladů subjektu zúčtování dle dat od operátora trhu s elektřinou a vícenákladů subjektu zúčtování stanovených na základě odchylek subjektu zúčtování po odečtení agregace odchylek za činnost povinně vykupujícího obchodníka a za činnost krytí ztrát v distribuční soustavě. Z této textace nově vyplývá nutnost tvorby a vykazování predikce D-1 i pro segment technických ztrát.</p> <p>K e zmíněné části 10 máme následující připomínky:</p> <ol style="list-style-type: none"><p>Z návrhu Zásad není zřejmé, zda tuto D-1 predikci má poskytovat distributor, který elektrickou energii pro krytí ztrát poptává, nebo povinně vykupující obchodník.</p><p>Na základě aktuálních informací uvádíme, že provozovatel distribuční soustavy predikce hodinového diagramu technických ztrát neprovádí a podle všeho k této činnosti nemá k dispozici ani příslušné nástroje a systémy a zřejmě ani personální kapacity.</p><p>Naše společnost jako povinně vykupující obchodník hodinovou predikci D-1 diagramu technických ztrát od distributora nedostává a ani sám dosud neprovádí. Tento segment v rámci predikci agregujeme s jinými segmenty a predikujeme pouze celkovou hodnotu pro D-1 a následně pracujeme i s jejím vývojem a zpřesněním ve dni D. Požadované oddělení predikce na technické ztráty by se v naší společnosti promítlo ve formě úprav predikčního IT systému a částečným navýšením personálních kapacit na obsluhu dodatečných aktivit. Tato skutečnost by pravděpodobně znamenala navýšení administrativních nákladů vyvolaných činnostmi souvisejícími s nákupem technických ztrát.</p><p>V novému principu kalkulace vícenákladů na odchylky povinného výkupu vidíme několik problémů:</p><ol style="list-style-type: none">Nový způsob kalkulace vícenákladů povinného výkupu by byl odvozen od velikost odchylky, která dnes vzniká činností obchodníka na denním a vnitrodenním trhu, nicméně výpočet vícenákladů by byl počítán pouze podle cen denního trhu. Zde uvádíme, že ceny vnitrodenního trhu jsou znatelně odlišné od cen denního trhu a často se blíží samotným nákladům na odchylku. Navrhovaná úprava výpočtu vícenákladů povinného výkupu by dle našeho názoru vedla k demotivaci obchodníka optimalizovat odchylky povinného výkupu na vnitrodenním trhu a tím následně k nárůstu nákladů za službu zajištění povinného výkupu. Dále by nevyrovnávání odchylek povinného výkupu na vnitrodenním trhu zřejmě zvýšilo i objem odchylek celé elektrizační soustavy a nárůstu zúčtovacích cen za odchylky, jelikož zúčtovací ceny za odchylky korelují s velikostí systémové odchylky. Vedlejším dopadem by mohla být nižší likvidita vnitrodenního trhu.Vzhledem k tomu, že nově navrhovaný způsob kalkulace vícenákladů povinného výkupu je počítán za použití výše odchylky technických ztrát, a přitom konstrukce výpočtu nákladů na odchylky technických ztrát je stanovena jiným principem, dochází zde k logickému nesouladu, který ve výsledku může vést k nepokrytí nákladů segmentů technických ztrát nebo povinného výkupu.<p>Z popsanych důvodů jsme proti navrženému způsobu výpočtu vícenákladů na odchylky za činnost povinně vykupujícího a navrhujeme buď setrvání u stávající praxe nebo ji aproximovat fixní položkou vztaženou k MWh energie povinného výkupu.</p><p>Návrh Zásad pracuje s termínem „povolené výnosy“ povinně vykupujícího obchodníka, které by měly obsahovat i odměnu (zisk) povinně vykupujícího obchodníka z titulu obchodního zajištění segmentu povinného výkupu. Dle našeho názoru by v metodice měla být výslovně přiznána položka odměna povinně vykupujícího obchodníka.</p>	<p>Z popsanych důvodů jsme proti navrženému způsobu výpočtu vícenákladů na odchylky za činnost povinně vykupujícího a navrhujeme buď setrvání u stávající praxe nebo ji aproximovat fixní položkou vztaženou k MWh energie povinného výkupu.</p> <p>Dle našeho názoru by v metodice měla být výslovně přiznána položka odměna povinně vykupujícího obchodníka.</p>	<p>Diagram plánu ztrát v sítích držitele licence ze dne d-1 je dlouhodobě nezbytný k přesnějšimu výpočtu a stanovení vícenákladů na odchylky ztrát a odchylky činnosti pro povinně vykupujícího. Z povahy činnosti ERÚ, kdy diagram d-1 slouží především k odchylkám ztrát a činnosti povinně vykupujícího se diagram ztrát d-1 zamýšlí směřovat k normativu ztrát u OTE. Vzhledem k celkovému objemu nákladů, které tvoří odchylka ztrát a odchylka povinně vykupujícího subjektu je proto ospravedlnitelné navýšení nákladů spojené s predikcí diagramu d-1. Diagram plánu ztrát ze dne d-1 je dostupnou a vhodnou metodou prokázání existence oprávněných nákladů spojených s odchylkou subjektu zúčtování. V případě odchylky ztrát je diagram d-1 nástrojem, jak průběžně ověřovat stanovenou hodnotu odchylek ztrát, tedy zda fixně stanovená hodnota odpovídá skutečnosti. Vyhodnocení odchylky souhrnně za celý dotčený subjekt zúčtování odpovídá i dalším obdrženým připomínkám v rámci konzultačního procesu, kdy další obchodníci argumentují tím, že odchylky ztrát a povinného výkupu jsou řešeny agregovaně v rámci celého portfolia obchodníka. S tím je spojena i problematika úpravy obchodníkovi pozice v rámci vnitrodenního trhu s elektřinou, pro minimalizaci odchylky za celý subjekt zúčtování. Minimalizace odchylky za celý subjekt zúčtování je i nadále v zájmu onoho subjektu, jelikož tím minimalizuje své celkové náklady na odchylku. Operace na vnitrodenním trhu provádí obchodník na své riziko, protože to je on, kdo disponuje potřebnými informacemi a know-how, jak pomocí takové operace minimalizovat celkové náklady</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ souhlasí s návrhem nekombinovat činnosti povinně vykupujícího a dodavatele elektřiny na krytí ztrát v distribučních soustavách v oblasti vícenákladů na odchylku. Nově bude problematika řešena limitem vícenákladů na odchylky, který vznikne na základě průměru dvou nejlepších let za dobu činnosti povinně vykupujících obchodníků a symetrickým profit/loss sharingem pro fotovoltaické elektrárny a ostatní zdroje kromě větrných elektráren. Pro větrné elektrárny bude zachována metodika výpočtu vícenákladů na odchylku ze IV. regulačního období z důvodu nedostatečného množství dat pro stanovení limitu vícenákladů pro V. regulační období. Současně bude zaveden prvek, který by umožnil odlišný způsob stanovení maximální hodnoty vícenákladů za odchylku povinného výkupu pro fotovoltaické elektrárny, pokud se celkové náklady na odchylku v systému zúčtování odchylek výrazně vychýlí z historických hodnot, nad kterými byl stanoven maximální limit vícenákladů.</p>
-----	--------------------	-------------	--	--	--	---	---

108	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	10.1.2. Cena za činnost povinně vykupujícího	Tento návrh Zásad oproti současné praxi způsob výpočtu kalkulace vícenákladů mění a z textace vyplývá, že aby vícenáklady na odchylky povinně vykupujícího mohly být spočítány, předpokládá se tvorba predikce hodinových profilů technických ztrát na následující den. V současné době naše společnost smluvně předává záležitosti související s nákupem energie technických ztrát na obchodníka a ani námi pověřený obchodník nakupující elektřinu na pokrytí technických ztrát, hodinovou predikci diagramu technických ztrát na následující den nepřipravuje a nepřipravoval ani v minulosti. Tuto skutečnost konstatuje i část 9.3.5. návrhu Zásad. Pověřený obchodník jako dodavatel naší společnosti vytváří predikci a její následná zpřesnění pouze pro celkové portfolio se zahrnutím všech informací a vlivů ohledně spotřeby, technických ztrát, výroby a výkupu elektřiny z obnovitelných zdrojů vcelku. V případě, že bude mít naše společnost povinnost hodinovou predikci diagramu technických ztrát připravovat, bude možné D-1 predikci vytvářet za vynaložení nových nákladů na zajištění dodatečných personálních kapacit a na podporu této predikce příslušnými IT systémy včetně jejich vývoje a rozvoje. Tato skutečnost bude znamenat navýšení nákladů na zajištění pořízení energie na krytí technických ztrát a bude nutné poskytnout dostatečný čas se na novou situaci připravit. Pokud smluvně přeneseme povinnost hodinové predikce na pověřeného obchodníka, je reálné očekávat, že i tomuto subjektu vzniknou dodatečné personální a systémové náklady na zajištění této predikce. V současné době je v odborných skupinách připravována implementace úpravy zúčtovací periody ze 60 na 15 minut, která by měla proběhnout během platnosti V. regulačního období. V současné době nejsou známy konečné technické detaily celého procesu včetně způsobu vyhodnocování odchylek nicméně z logiky celého procesu vyplývá reálný přechod ze 60 na 15 minut i v oblasti predikci, a to včetně dodatečných nákladů at' na adaptaci této změny nebo i plynoucích ze změny bilanční periody a jejího zpoplatnění. Tyto dodatečné náklady na tento přechod by měly být dle našeho názoru zohledněny v souvislosti s úvahami při zavedení predikci diagramů technických ztrát na následující den.	Požadujeme objasnění záměrů ERÚ a možných postupů v této oblasti i do budoucnosti, k čemuž je nutná diskuze s regulovanými subjekty a následné doladění textu.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Souhlasíme s návrhem nezavádět D-1 diagram i pro segment technických ztrát. Nově bude problematika řešena limitem vícenákladů na odchylky, který vznikne na základě průměru dvou nejlepších let za dobu činnosti povinně vykupujících obchodníků a symetrickým profit sharingem.
109	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	10.1.2. Cena za činnost povinně vykupujícího	Nespecifikováno	Požadujeme rozšířit upravené povolené výnosy i o náklady, které vznikly povinně vykupujícímu v důsledku uplatnění práv příjemců podpory a plnění povinností plátců ceny, jejichž prostřednictvím jsou hrazeny vícenáklady na podporu podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 nebo podle zákona č. 180/2005 Sb. a zákona č. 458/2000 Sb., a které nebyly povinně vykupujícímu uhrazeny jiným způsobem. Zásady by v tomto bodě zněly: „Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů, nákladů, které vznikly povinně vykupujícímu v důsledku uplatnění práv příjemců podpory a plnění povinností plátců ceny, jejichž prostřednictvím jsou hrazeny vícenáklady na podporu podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 nebo podle zákona č. 180/2005 Sb. a zákona č. 458/2000 Sb., a které nebyly povinně vykupujícímu uhrazeny jiným způsobem, a korekčního faktoru. “	V posledních letech nastala při výkupu elektřiny z OZE řada sporů mezi jednotlivými subjekty na trhu s elektřinou. Uvedené spory představují riziko škod a nákladů v řádu jednotek mld. Kč. Na straně některých výrobců došlo ke změně nároku na podporu (z hlediska výše) nebo dokonce úplnému zániku takového nároku na základě kontrolních šetření a navazujících soudních rozhodnutí (např. trestná činnost při udělení licence). Operátor trhu požaduje po povinně vykupujících vrácení podpory v minulosti vyplacené výrobcům, a to na základě tvrzení Operátora trhu o bezdůvodném obohacení povinně vykupujících. Tento postup je však mylný, neboť povinně vykupující není ani příjemcem podpory, ani poskytovatelem podpory (příjemcem podpory je výrobce, poskytovatelem Česká republika). Jestliže byla veřejná podpora poskytnuta neoprávněně, musí ji podle evropského práva poskytovatel podpory vymáhat po příjemci a nikoliv po prostředníkovi, který pouze fakticky podporu „distribuuje“, což se však přes dlouhodobou snahu Skupiny ČEZ o nalezení systémového řešení neděje. Důsledkem je, že povinně vykupující musí vést regresní žalobu proti výrobcí, a tedy jsou zdvojovány náklady spojené se soudními řízeními, navíc s nejistým výsledkem, co se zpětné úhrady podpory ze strany příjemce podpory týká. Existuje významné riziko, že v návaznosti na rozhodnutí soudů vzniknou další uvízlé náklady resp. škoda, které bude muset hradit povinně vykupující (a to přestože postupoval přesně v souladu se zákonem a nemohl v minulosti nijak ovlivnit, že byla mylně (ne)vyplácena podpora), kdy např. na základě rozhodnutí soudů dojde k situaci, že: • Příjemce neoprávněně podpory bude povinen škodu vrátit povinně vykupujícímu, avšak nebude toho již ekonomicky schopen (např. bude již v insolvenční). • Povinně vykupující neuspěje u soudu s náhradou škody ve vztahu k výrobcí, přestože škoda vykupujícímu vznikne ze sporu s OTE. Vzhledem k výše uvedenému požadujeme zohlednit tyto možné škody resp. náklady v modelu regulace, neboť se zcela jistě jedná o oprávněné náklady, které povinně vykupující nemohl ovlivnit. Jednou z možností je rozšířit vzorec výpočtu ceny za činnost povinně vykupujícího obchodníka o Faktor trhu, ve kterém by byly tyto ztráty resp. příjmy zohledněny. Tento postup je pak zcela v souladu s ustanovením § 12 odst. 7 zákona č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie, který definuje, že: „Při stanovení výkupních cen, ročních zelených bonusů na elektřinu a postupu pro stanovení hodinového zeleného bonusu na elektřinu a ceny za činnost povinně vykupujícího postupuje Úřad podle zákona o cenách.“	Částečně akceptováno Není možné automaticky akceptovat požadavky na uznání nákladů souvisejících s uplatněním práv příjemců podpory, nicméně ERÚ vnímá obecnou potřebu pro vytvoření nástroje pro případné uznání mimořádných nákladů i u povinně vykupujících tak, jak je tomu u jiných regulovaných subjektů. Pro V. regulační období bude v rámci upravených povolených výnosů vytvořen parametr faktor trhu, kde bude možné mimořádné náklady v případě jejich uznání ze strany ERÚ reflektovat.

110	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	10.1.2. Cena za činnost povinně vykupující ho	Nespecifikováno	<p>Požadujeme doplnit do výčtu povolených výnosů i položku „přiměřený zisk“, která je obsažena v rámci vzorce upravených povolených výnosů i u ostatních regulovaných subjektů. Zásady by v tomto bodě zněly (v návrhu přitom není promítnuta připomínka č. 7 viz výše, tj. tento návrh je předkládán nezávisle na jiných připomínkách):</p> <p>„Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů, přiměřeného zisku a korekčního faktoru.“</p>	<p>V ceně za činnost povinně vykupujícího je nesystémově vypuštěna položka přiměřeného zisku. Zákon č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie definuje v § 12 odst. 7, že „Při stanovení výkupních cen, ročních zelených bonusů na elektřinu a postupu pro stanovení hodinového zeleného bonusu na elektřinu a ceny za činnost povinně vykupujícího postupuje Úřad podle zákona o cenách.“ Zákon č. 526/1990 Sb. o cenách předpokládá zahrnutí přiměřeného zisku do výpočtu stanovení regulované ceny, např. v § 2 odst. 6 stanovuje, že: „(6) Obvyklou cenou pro účely tohoto zákona se rozumí cena shodného nebo z hlediska užití porovnatelného nebo vzájemně zastupitelného zboží volně sjednáváná mezi prodávajícími a kupujícími, kteří jsou na sobě navzájem ekonomicky, kapitálově nebo personálně nezávislí na daném trhu, který není ohrožen účinky omezení hospodářské soutěže. Nelze-li zjistit cenu obvyklou na trhu, určí se cena pro posouzení, zda nedochází ke zneužití výhodnějšího hospodářského postavení, kalkulačním propočtem ekonomicky oprávněných nákladů a přiměřeného zisku.“ Přiměřený zisk je pak definován v tomto zákoně v § 2 odst. 7 písm. b) následujícím způsobem: „b) za přiměřený zisk se považuje zisk spojený s výrobou a prodejem daného zboží odpovídající obvyklému zisku dlouhodobě dosahovanému při srovnatelných ekonomických činnostech, který zajišťuje přiměřenou návratnost použitého kapitálu v přiměřeném časovém období.“ Ustanovení § 19a odst. 6 energetického zákona ukládá ERÚ aby: „Při regulaci cen za činnosti operátora trhu a ostatních cen postupuje Energetický regulační úřad tak, aby stanovené ceny byly alespoň nákladové.“ Přiměřený zisk je pak pro účely stanovení ceny za regulovanou činnost uvažován pro všechny ostatní činnosti v Zásadách stanovených, a to včetně Operátora trhu. Požadavek na výkon činnosti bez dosahování přiměřeného zisku je pak proti samotnému smyslu/principu cenové regulace. Vzhledem k relativní složitosti stanovení přiměřeného zisku za činnost povinně vykupujícího navrhuje uplatnit obdobný model jako v případě kapitoly 9.3. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v soustavách. Zde je marže stanovena na konstantní hodnotě 17 Kč/MWh, což navazuje na metodiku použitou ve IV. RO.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Podle § 13 odst. 3 zákona č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů, ve znění pozdějších předpisů, stanoví způsob výpočtu ceny za činnost povinně vykupujícího prováděcí právní předpis. Tímto předpisem je vyhláška č. 194/2015 Sb., o způsobu regulace cen a postupech pro regulaci cen v elektroenergetice a teplárenství, v platném znění, která v § 2 stanoví, že se při regulaci ceny za činnosti povinně vykupujícího postupuje tak, aby stanovené ceny byly alespoň nákladové.</p> <p>V kombinaci s § 12 odst. 7 zákona o podporovaných zdrojích energie, lze částečně souhlasit s tím, že by v ceně za činnosti povinně vykupujícího měla být možnost dosahovat určitého zisku, nicméně tento zisk musí odpovídat zisku obchodníků vykonávajících obdobnou činnost s respektováním specifík povinně vykupujících. Proto bude možnost dosažení zisku/ztráty povinně vykupujícího navázána na splnění cílů v oblasti snižování vícenákladů na odchylku, které budou mít pozitivní efekt na celý systém. Z toho důvodu ERÚ pro V. regulační období stanovil pro určení zisku/ztráty povinně vykupujícího formu profit/loss sharingu vycházejícího ze stanovení limitu vícenákladů na odchylky ze dvou nejlepších let za dobu činnosti povinně vykupujících obchodníků a symetricky nastaveného profit/loss sharingu pro fotovoltaické elektrárny a ostatní zdroje kromě větrných elektráren. Pro větrné elektrárny bude zachována metodika výpočtu vícenákladů na odchylku ze IV. regulačního období z důvodu nedostatečného množství dat pro stanovení limitu vícenákladů pro V. regulační období. Současně bude zaveden prvek, který by umožnil odlišný způsob stanovení maximální hodnoty vícenákladů za odchylku pro fotovoltaické elektrárny, pokud se celkové náklady na odchylku v systému zúčtování odchylek výrazně vychýlí z historických hodnot, nad kterými byl stanoven maximální limit vícenákladů.</p>
-----	---	----------------	--	-----------------	--	--	--

111	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	10.1.2. Cena za činnost povinně vykupujícího	Nespecifikováno	<p>Požadujeme úpravu principu určení vícenákladů na odchylku jednou ze dvou níže uvedených variant:</p> <p>1. Varianta I. zachování stávajícího přístupu:</p> <p>Zachovat stav platný v současném IV. RO.</p> <p>2. Varianta II. model a la nákup na ztráty – fixní cena:</p> <p>Na základě průměrných výsledků minulých let stanovit pro celé regulační období fixní cenu vícenákladů predikce povinného výkupu vztažené k jednotce vykoupeného množství elektřiny pro jednotlivé obnovitelné zdroje energie (ideálně v souladu s hodnotami stanovenými v cenovém rozhodnutí, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie). S cílem eliminovat rizika významného vychýlení k některému z extrémů je nezbytnou součástí také mechanismus případného přepočtu této ceny při výrazných změnách ceny systémové odchylky v průběhu regulační periody.</p>	<p>Považujeme za velmi nešťastné, aby byly křížově řešeny ceny za činnosti povinně vykupujícího a dodavatele elektřiny na ztráty. Samotný navrhovaný systém výpočtu vícenákladů na odchylku povinného výkupu však ani nebere v úvahu skutečnost, že obchodníci upravují na vlastní náklady své obchodní pozice na vnitrodenním trhu a že každá taková oprava se současně z velké části promítá i do velikosti celkové systémové odchylky. Navrhovaný systém výpočtu vícenákladů na odchylku povinného výkupu tak nastavuje špatně motivace a vedl by k celkové neefektivitě činnosti povinně vykupujícího, ke zvýšení systémové odchylky s negativním dopadem na všechny účastníky trhu, a tedy i ke zvýšení vícenákladů na odchylky povinného výkupu. Za současných podmínek je povinně vykupující obchodník motivován zlepšovat chybu denní predikce na vnitrodenním trhu. Obchodník nese veškeré náklady a téměř celé riziko vnitrodenních operací. Přínos vnitrodenních operací se ale nepřímo dělí mezi vícenáklady na odchylky predikce povinného výkupu a zbytku portfolia následujícím způsobem:</p> <p>1. Ztráty plus zbytek portfolia obchodníka (vyjma povinného výkupu):</p> <ul style="list-style-type: none">• Jde do opačné pozice oproti předpokládané odchylce denní predikce povinného výkupu.• Nese náklady vnitrodenních operací.• Nese převážnou část rizika těchto operací (zejména riziko „otočení“ systémové odchylky, kdy se původní odchylka predikce povinného výkupu stane protiodchylkou). <p>2. Postup obchodníka podle předcházejícího bodu se pak projevuje u portfolia na povinný výkup:</p> <ul style="list-style-type: none">• Sníženými vícenáklady na odchylku predikce skrze konečnou nižší velikost a cenu systémové odchylky, v extrémním případě dokonce „otočením“ systému do protiodchylky. Toto snížení vícenákladů se odhaduje na cca 15 % oproti vícenákladům, které by vycházely pro odchylky predikce povinného výkupu bez následných vnitrodenních operací.• Do vícenákladů na predikci povinného výkupu se nealokují žádné náklady vnitrodenních operací.• Po navrhované změně by povinně vykupující obchodníci ukončili většinu vnitrodenních operací ve prospěch povinného výkupu. Všechny benefity těchto operací by jim totiž byly odebrány v důsledku nového způsobu výpočtu vícenákladů predikce povinného výkupu zohledňujícím „portfoliový efekt“, který byl ale ve většině případů právě těmito operacemi vytvořen, přičemž zároveň by však obchodníkům zůstaly všechny náklady a rizika spojená s vnitrodenními operacemi. <p>Další technické připomínky k navrhovanému řešení:</p> <ul style="list-style-type: none">• Současná predikce ztrát ČEZ Distribuce je spíše indikativní a není vhodná k výpočtu portfoliových efektů s predikcí spotřeby a výroby povinného výkupu obchodníka ČEZ Prodej.• Navrhovaný systém při výpočtu ceny vícenákladů na odchylku nezohledňuje náklady vnitrodenního trhu, který je pro obchodníka dražší než denní trh.• Navrhovaný systém neuvažuje souvislost mezi odchylkou systému a odchylkou povinně vykupujícího obchodníka. Snížení odchylky operacemi na vnitrodenním trhu z upřesněné predikce totiž vede i ke snížení systémové odchylky.• Technicky nelze určit konečné samostatně zobchodované predikce pro jednotlivé složky (povinný výkup, ztráty, zbytek portfolia), a tedy určit přesný portfoliový efekt jednotlivých složek.• Při vyhodnocení vícenákladů na odchylku predikce povinného výkupu tímto způsobem bude navíc docházet ke křížové dotaci mezi přiznanými náklady na povinný výkup a na nákup na ztráty, což jsou dvě nesouvisející regulované činnosti. <p>Jako možný způsob stanovení výše vícenákladů na odchylku se nabízí dva možné přístupy:</p> <p>1. Varianta I. zachování stávajícího přístupu:</p> <p>Princip IV. RO se podle našeho názoru osvědčil a motivuje obchodníka k minimalizaci konečných odchylek vnitrodenním upřeshňováním predikcí a obchodováním, z čehož posléze benefituje konečný zákazník.</p> <p>2. Varianta II. model a la nákup na ztráty – fixní cena:</p> <ul style="list-style-type: none">• Na základě průměrných výsledků minulých let stanovit fixní přiznanou cenu vícenákladů predikce povinného výkupu vztažené k jednotce vykoupeného množství elektřiny pro jednotlivé obnovitelné zdroje energie (ideálně v souladu s hodnotami stanovenými v cenovém rozhodnutí, kterým se stanovuje podpora pro podporované zdroje energie).• Jedná se o jednoduchý a přehledný systém, který je v obdobné podobě uplatněn při stanovení vícenákladů na odchylku v ceně na ztráty.• Dlouhodobě motivuje obchodníka ke zpřesnění a vynakládání dodatečných nákladů na denní predikci povinného výkupu a obchodní operace na vnitrodenním trhu.• Povede k celkově nižší odchylce povinného výkupu, a tedy i nižší odchylce systému, z čehož budou profitovat všichni účastníci trhu.• Vzhledem k očekávaným principiálním změnám zejména v oblasti nákupu podpůrných služeb (díky jejích aktivit nikoliv na národní, ale na regionální úrovni) a integraci DECE je možné, že dojde ke změnám cen systémové odchylky. V rámci této varianty by proto bylo nutné stanovit, že při výrazných změnách cen systémové odchylky dojde k přenastavení (revizi) fixní ceny vícenákladů na odchylku.	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ souhlasí s návrhem nekombinovat činnosti povinně vykupujícího a dodavatele elektřiny na krytí ztrát v distribučních soustavách v oblasti vícenákladů na odchylku. Nově bude problematika řešena limitem vícenákladů na odchylky, který vznikne na základě průměru dvou nejlepších let za dobu činnosti povinně vykupujících obchodníků a symetrickým profit/loss sharingem pro fotovoltaické elektrárny a ostatní zdroje kromě větrných elektráren. Pro větrné elektrárny bude zachována metodika výpočtu vícenákladů na odchylku ze IV. regulačního období z důvodu nedostatečného množství dat pro stanovení limitu vícenákladů pro V. regulační období. Současně bude zaveden prvek, který by umožnil odlišný způsob stanovení maximální hodnoty vícenákladů za odchylku povinného výkupu pro fotovoltaické elektrárny, pokud se celkové náklady na odchylku v systému zúčtování odchylek výrazně vychýlí z historických hodnot, nad kterými byl stanoven maximální limit vícenákladů.</p>
-----	---	-------------	--	-----------------	--	--	---

112	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	10.1.2. Cena za činnost povinně vykupující ho - UPV	<p>Požadujeme rozšířit upravené povolené výnosy i o náklady, které vznikly povinně vykupujícím v důsledku uplatnění práv příjemců podpory a plnění povinností plátců ceny, jejichž prostřednictvím jsou hrazeny vícenáklady na podporu podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 nebo podle zákona č. 180/2005 Sb. a zákona č. 458/2000 Sb., a které nebyly povinně vykupujícím uhrazeny jiným způsobem. Zásady by v tomto bodě zněly:</p> <p>„Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů, nákladů, které vznikly povinně vykupujícím v důsledku uplatnění práv příjemců podpory a plnění povinností plátců ceny, jejichž prostřednictvím jsou hrazeny vícenáklady na podporu podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 nebo podle zákona č. 180/2005 Sb. a zákona č. 458/2000 Sb., a které nebyly povinně vykupujícím uhrazeny jiným způsobem, a korekčního faktoru.“</p>	<p>Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů, nákladů, které vznikly povinně vykupujícím v důsledku uplatnění práv příjemců podpory a plnění povinností plátců ceny, jejichž prostřednictvím jsou hrazeny vícenáklady na podporu podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 nebo podle zákona č. 180/2005 Sb. a zákona č. 458/2000 Sb., a které nebyly povinně vykupujícím uhrazeny jiným způsobem, a korekčního faktoru.“</p>	<p>V posledních letech nastala při výkupu elektřiny z OZE řada sporů mezi jednotlivými subjekty na trhu s elektřinou. Uvedené spory představují riziko škod a nákladů v řádu jednotek mld. Kč. Na straně některých výrobců došlo ke změně nároku na podporu (z hlediska výše) nebo dokonce úplnému zániku takového nároku na základě kontrolních šetření a navazujících soudních rozhodnutí (např. trestná činnost při udělení licence). Operátor trhu požaduje po povinně vykupujících vrácení podpory v minulosti vyplacené výrobcům, a to na základě tvrzení Operátora trhu o bezdůvodném obohacení povinně vykupujících. Tento postup je však mylný, neboť povinně vykupující není ani příjemcem podpory, ani poskytovatelem podpory (příjemcem podpory je výrobce, poskytovatelem Česká republika). Jestliže byla veřejná podpora poskytnuta neoprávněně, musí ji podle evropského práva poskytovatel podpory vymáhat po příjemci a nikoliv po prostředníkovi, který pouze fakticky podporu „distribuuje“, což se však přes dlouhodobou snahu HK o nalezení systémového řešení neděje.</p> <p>Důsledkem je, že povinně vykupující musí vést regresní žalobu proti výrobcí, a tedy jsou zdvojovány náklady spojené se soudními řízeními, navíc s nejistým výsledkem, co se zpětné úhrady podpory ze strany příjemce podpory týká. Existuje významné riziko, že v návaznosti na rozhodnutí soudů vzniknou další uvízlé náklady resp. škoda, které bude muset hradit povinně vykupující (a to přestože postupoval přesně v souladu se zákonem a nemohl v minulosti nijak ovlivnit, že byla mylně (ne)vyplácena podpora), kdy např. na základě rozhodnutí soudů dojde k situaci, že:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Příjemce neoprávněné podpory bude povinen škodu vrátit povinně vykupujícím, avšak nebude toho již ekonomicky schopen (např. bude již v insolvenci). • Povinně vykupující neuspěje u soudu s náhradou škody ve vztahu k výrobcí, přestože škoda vykupujícím vznikne ze sporu s OTE. <p>Vzhledem k výše uvedenému požadujeme zohlednit tyto možné škody resp. náklady v modelu regulace, neboť se zcela jistě jedná o oprávněné náklady, které povinně vykupující nemohl ovlivnit. Jednou z možností je rozšířit vzorec výpočtu ceny za činnost povinně vykupujícího obchodníka o Faktor trhu, ve kterém by byly tyto ztráty resp. příjmy zohledněny.</p> <p>Tento postup je pak zcela v souladu s ustanovením § 12 odst. 7 zákona č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie, který definuje, že: „Při stanovení výkupních cen, ročních zelených bonusů na elektřinu a postupu pro stanovení hodinového zeleného bonusu na elektřinu a ceny za činnost povinně vykupujícího postupuje Úřad podle zákona o cenách.“</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Není možné automaticky akceptovat požadavky na uznání nákladů souvisejících s uplatněním práv příjemců podpory, nicméně ERÚ vnímá obecnou potřebu pro vytvoření nástroje pro případné uznání mimořádných nákladů i u povinně vykupujících tak, jak je tomu u jiných regulovaných subjektů. Pro V. regulační období bude v rámci upravených povolených výnosů vytvořen parametr faktor trhu, kde bude možné mimořádné náklady v případě jejich uznání ze strany ERÚ reflektovat.</p>
-----	-----------------------	-------------	---	--	--	--	--

113	Pražská energetika, a.s.	VKP 1. kolo	10.1.2. Cena za činnost povinně vykupující ho	<p>Povinně vykupující společnost Pražská energetika, a.s., nesouhlasí s kalkulací vícenákladů na odchylky se zahrnutím predikcí ztrát d-1, které by měl podle navrhovaného sloupce „f“ výkazu 12-B4 [„Diagram plánu ztrát v sítích držitele licence ze dne d-1“] zajišťovat třetí subjekt. Tímto subjektem je provozovatel příslušné distribuční soustavy (PDS), v našem případě společnost PREdistribuce, a.s.</p>	<p>Na základě průměrných výsledků povinně vykupujícího obchodníka z minulých let stanovit individuální pevnou přiznanou cenu vícenákladů na odchylky povinného výkupu vztažených k jednotce vykoupeného množství elektřiny.</p> <p>Výhody:</p> <ul style="list-style-type: none"> • systém je jednoduchý, přehledný a odhadnutelný, • obchodník má motivaci ke zpřesnění a vynakládání dodatečných nákladů i na denní predikci povinného výkupu, • obchodník usiluje o nižší odchylky povinného výkupu, které se současně projeví v celém systému. <p>Nevýhody:</p> <ul style="list-style-type: none"> • při výrazných změnách zúčtovacích cen odchylek, které mohou nastat například díky aktivaci podpůrných služeb na evropské regionální úrovni, by bylo nezbytné určit jiné pevné ceny vícenákladů na odchylky povinného výkupu. 	<ul style="list-style-type: none"> • V dnešní době je povinně vykupující obchodník současně také subjektem zúčtování za distributora a dodavatelem elektřiny na krytí ztrát. V našem případě proto víme, že se roční objem ztrát vykazovaný držitelem licence na distribuci liší od ročního objemu ztrát, které používá OTE k vyhodnocování TDD a k vyhodnocování odchylek. Výrazně se také liší jejich hodinový průběh. Není tedy jasné, do jakého diagramu a ročního objemu ztrát se má predikce diagramu ztrát d-1 „střeňovat“ – do toho diagramu, který vykazuje distributor ve výkazu 12-B4 s objemem dle výkazu 12-B1, nebo do diagramu dle OTE pro vyhodnocení TDD, které OTE započítává příslušnému subjektu zúčtování do vyhodnocování odchylek na velkoobchodním trhu a který PDS pro svou činnost nepotřebuje. Pokud se predikce ztrát d-1 PDS zaměří na hodnoty OTE, a.s., tak budou trvale v rozporu s ročními hodnotami dle regulačního výkazu 12-B1. Bude-li však PDS ve svých predikcích ztrát d-1 vycházet z očekávaného ročního objemu pro výkaz 12-B1, budou ztráty trvale predikovány s vysokými odchylkami. To je zcela zřejmě nepříznivé pro výpočet vícenákladů na odchylky povinně vykupujícího obchodníka. Bez ohledu na výpočet to ale skutečné náklady povinně vykupujícího na odchylky nijak neovlivňuje. • Vytvoření predikce d-1 je složitý proces, který bere v úvahu např. roční, týdenní a další sezónnosti, vlivy počasí na spotřebu, vývoj struktury portfolia, společenských událostí atd. Významným pomocníkem jsou softwarové nástroje, jejichž parametry je nezbytné průběžně aktualizovat na základě úspěšnosti či chybovosti predikce. Jelikož v současnosti distributor tyto údaje neposkytuje, vycházíme z toho, že by musel iniciálně vynaložit nemalé náklady (v řádech mil. Kč) na kvalitní predikci diagramu ztrát d-1. Tyto náklady by byly vynaloženy pouze pro potřebu výpočtu ceny za činnost povinně vykupujícího obchodníka a bez ohledu na jejich výši vůbec nezaručují kvalitní predikci d-1 diagramu ztrát. Distributorovi totiž bude vždy chybět jeden ze zásadních parametrů pro dobrou predikci – nebude mít zpětnou vazbu. Zpětnou vazbu získá, když bude denně porovnávat predikci se skutečností a podle výsledků aktualizovat parametry predikce. Jak ale bylo uvedeno, nevíme, co je vlastně skutečností – zda hodnoty ztrát od OTE pro vyhodnocování TDD, nebo hodnoty z výkazu 12-B1 a tak je přesnost predikce neřešitelná a celá predikce d-1 nedává smysl. PDS by tak měl pravidelně denně po 7 dní v týdnu zpracovávat něco, co je pro něho naprosto matoucí, co ke své činnosti vůbec nepotřebuje a k čemuž má nulovou motivaci. • Příslušný PDS nám nikdy žádné predikce ztrát d-1 nepředával a oprávněně se domníváme, že je ani neprovádí. Pokud je snad přesto formálně zajišťuje, my je od něho nepřebíráme a tak je nepoužíváme a nijak se jimi neřídíme. Vazba výpočtu vícenákladů na odchylky na predikci ztrát d-1 od PDS se proto zdá logická v obecné rovině návrhu výpočtu vícenákladů na odchylky, v praxi je však zcela zavádějící. Nesouhlasíme s tím, aby jednou ze součástí kalkulace naší regulované ceny byl něčí odhad něčeho, co ani jeden nepotřebujeme, co neznáme, s čím nepracujeme a co s povinným výkupem vůbec nesouvisí. • Ani naše společnost predikce ztrát d-1 neprovádí, přestože je dodavatelem elektřiny na krytí ztrát v sítích společnosti PREdistribuce, a.s.. Na velkoobchodním trhu tyto predikce nepotřebujeme, neboť je pro nás výhodnější a levnější provádět přesnější predikce d-1 celého portfolia, než predikovat jednotlivé segmenty spotřeby a s jejich agregací počítat všechny chyby predikce každého segmentu. S ohledem na složitost a komplexnost problematiky predikcí lze oprávněně předpokládat, že zavedení nové predikce diagramu ztrát d-1 v informačních systémech povinně vykupujícího s ročními náklady v řádu mil. Kč by zbytečně navýšilo cenu povinně vykupujícího (mimochoodem, zavedení téže predikce v systémech PDS by bylo ještě dražší a s ještě nespolehlivější přesností). Současně existuje stejný rozpor, jaký je uveden v předchozích odstavcích – roční ztráty OTE a jejich hodinový diagram se liší od vykázaných ztrát PDS a správná predikce ztrát d-1 tedy neexistuje. Z návrhu však vyplývá, že čím bude nepřesnější predikce ztrát d-1 a z ní vyplývající vysoké vícenáklady na odchylku ztrát, tím vyjdou vyšší vícenáklady na odchylky povinně vykupujícího! • V části 9.3.5. [„Stanovení vícenákladů ztrát (odchylky a dynamické reziduum) a nákladů obchodu na burze“] se vychází z předpokladu, že pro území PREdistribuce, a.s. nevytváří predikce ztrát d-1 ani PDS, ani dodavatel. Přesto se v části 10.1.2. pro výpočet vícenákladů na odchylky povinně vykupujícího náhle predikce ztrát d-1 objevuje, aniž by se to jakkoliv projevilo na výpočtu nákladů na odchylky při stanovení vícenákladů ztrát. A znovu opakujeme: čím bude nepřesnější predikce ztrát d-1 a z ní vyplývající vysoké vícenáklady na odchylku ztrát, tím vyjdou vyšší vícenáklady na odchylky povinně vykupujícího. • Návrh vůbec nepočítá s tím, že obchodníci také upravují svou obchodní pozici na vnitrodenním trhu. Dělají to z velké části pod vlivem obtížně predikovatelných obnovitelných zdrojů, včetně povinného výkupu. Vnitrodenní nákupy a prodeje provádějí obchodníci s cílem vyrovnat svou pozici a snížit své odchylky, čímž automaticky ovlivňují výši systémové odchylky. Vše dělají na vlastní náklady a s rizikem, že odchylky neuřídí a za odchylky zaplatí více, než kdyby nedělali nic. Ceny na vnitrodenní trhu jsou totiž vyšší než ceny spotové a více se blíží cenám odchylky. Pokud však povinně vykupující přijde o možnost profitovat z rizikové úpravy pozice na vnitrodenním trhu, velký díl motivace pro obchodování na vnitrodenním trhu ztratí. To se projeví ve větší systémové odchylce a vyšších nákladech na řízení soustavy, s nepříznivým dopadem na všechny zákazníky i na cenu povinně vykupujícího. 	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>ERÚ souhlasí s návrhem nekombinovat činnosti povinně vykupujícího a dodavatele elektřiny na krytí ztrát v distribučních soustavách v oblasti vícenákladů na odchylku. Nově bude problematika řešena limitem vícenákladů na odchylky, který vznikne na základě průměru dvou nejlepších let za dobu činnosti povinně vykupujících obchodníků a symetrickým profit/loss sharingem pro fotovoltaické elektrárny a ostatní zdroje kromě větrných elektráren. Pro větrné elektrárny bude zachována metodika výpočtu vícenákladů na odchylku ze IV. regulačního období z důvodu nedostatečného množství dat pro stanovení limitu vícenákladů pro V. regulační období. Současně bude zaveden prvek, který by umožnil odlišný způsob stanovení maximální hodnoty vícenákladů za odchylku povinného výkupu pro fotovoltaické elektrárny, pokud se celkové náklady na odchylku v systému zúčtování odchylek výrazně vychýlí z historických hodnot, nad kterými byl stanoven maximální limit vícenákladů.</p>
-----	--------------------------	-------------	---	---	---	---	--

114	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	Cena za činnost povinně vykupujícího – upravené povolené výnosy	<p>„Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů a korekčního faktoru.“</p> <p>Požadujeme rozšířit upravené povolené výnosy i o náklady, které vznikly povinně vykupujícímu v důsledku uplatnění práv příjemců podpory a plnění povinností plátců ceny, jejichž prostřednictvím jsou hrazeny vícenáklady na podporu podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 nebo podle zákona č. 180/2005 Sb. a zákona č. 458/2000 Sb., a které nebyly povinně vykupujícímu uhrazeny jiným způsobem. Zásady by v tomto bodě zněly:</p>	<p>„Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů, nákladů, které vznikly povinně vykupujícímu v důsledku uplatnění práv příjemců podpory a plnění povinností plátců ceny, jejichž prostřednictvím jsou hrazeny vícenáklady na podporu podporovaných zdrojů podle zákona č. 165/2012 nebo podle zákona č. 180/2005 Sb. a zákona č. 458/2000 Sb., a které nebyly povinně vykupujícímu uhrazeny jiným způsobem, a korekčního faktoru.“</p>	<p>V posledních letech nastala při výkupu elektřiny z OZE řada sporů mezi jednotlivými subjekty na trhu s elektřinou. Uvedené spory představují riziko škod a nákladů v řádu jednotek mld. Kč.</p> <p>Na straně některých výrobců došlo ke změně nároku na podporu (z hlediska výše) nebo dokonce úplnému zániku takového nároku na základě kontrolních šetření a navazujících soudních rozhodnutí (např. trestná činnost při udělení licence). Operátor trhu požaduje po povinně vykupujících vrácení podpory v minulosti vyplacené výrobcům, a to na základě tvrzení Operátora trhu o bezdůvodném obohacení povinně vykupujících. Tento postup je však mylný, neboť povinně vykupující není ani příjemcem podpory, ani poskytovatelem podpory (příjemcem podpory je výrobce, poskytovatelem Česká republika). Jestliže byla veřejná podpora poskytnuta neoprávněně, musí ji podle evropského práva poskytovatel podpory vymáhat po příjemci a nikoliv po prostředníkovi, který pouze fakticky podporu „distribuuje“, což se však přes dlouhodobou snahu SP ČR o nalezení systémového řešení neděje.</p> <p>Důsledkem je, že povinně vykupující musí vést regresní žalobu proti výrobcí, a tedy jsou zdvojovány náklady spojené se soudními řízeními, navíc s nejistým výsledkem, co se zpětné úhrady podpory ze strany příjemce podpory týká. Existuje významné riziko, že v návaznosti na rozhodnutí soudů vzniknou další uvízlé náklady resp. škoda, která musí být uhrazena povinně vykupujícím (a to přestože postupoval přesně v souladu se zákonem a nemohl v minulosti nijak ovlivnit situaci, že byla mylně (ne)vyplácena podpora), kdy např. na základě rozhodnutí soudů dojde k situaci, že:</p> <ul style="list-style-type: none">Příjemce neoprávněně podpory bude povinen škodu vrátit povinně vykupujícímu, avšak nebude toho již ekonomicky schopen (např. bude již v insolvenci).Povinně vykupující neuspěje u soudu s náhradou škody ve vztahu k výrobcí, přestože škoda vykupujícímu vznikne ze sporu s OTE. <p>Vzhledem k výše uvedenému požadujeme zohlednit tyto možné škody resp. náklady v modelu regulace, neboť se zcela jistě jedná o oprávněné náklady, které povinně vykupující nemůže ovlivnit. Jednou z možností je rozšířit vzorec výpočtu ceny za činnost povinně vykupujícího obchodníka o Faktor trhu, ve kterém by byly tyto ztráty resp. příjmy zohledněny.</p> <p>Tento postup je pak zcela v souladu s ustanovením § 12 odst. 7 zákona č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie, který definuje, že: „<i>Při stanovení výkupních cen, ročních zelených bonusů na elektřinu a postupu pro stanovení hodinového zeleného bonusu na elektřinu a ceny za činnost povinně vykupujícího postupuje Úřad podle zákona o cenách.</i>“</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Není možné automaticky akceptovat požadavky na uznání nákladů souvisejících s uplatněním práv příjemců podpory, nicméně ERÚ vnímá obecnou potřebu pro vytvoření nástroje pro případné uznání mimořádných nákladů i u povinně vykupujících tak, jak je tomu u jiných regulovaných subjektů. Pro V. regulační období bude v rámci upravených povolených výnosů vytvořen parametr faktor trhu, kde bude možné mimořádné náklady v případě jejich uznání ze strany ERÚ reflektovat.</p>
115	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	12.Zvláštní část pro činnost přeprava plynu	<p>Tento bod návrhu ERÚ zatím nijak speciálně neřeší otázku/cenu přepravy plynu pro jeho uložení do zásobníků plynu.</p> <p>Požadujeme v rámci kapitoly 12 uvést strategii přístupu ERÚ k zásobníkům plynu na území ČR, k jejich využívání a k jejich roli v zajištění bezpečnosti a spolehlivosti dodávek plynu spotřebitelům plynu v ČR. Ze stanovené strategie by následně měl ERÚ, společně se zohledněním aktuálního a možného očekávaného vývoje ceny plynu na velkoobchodním trhu pro různá roční období, vycházet při stanovení plateb za využívání přepravní soustavy pro různé účely, mezi které patří ukládání plynu do zásobníků plynu.</p>	<p>Požadujeme v rámci kapitoly 12 uvést strategii přístupu ERÚ k zásobníkům plynu na území ČR, k jejich využívání a k jejich roli v zajištění bezpečnosti a spolehlivosti dodávek plynu spotřebitelům plynu v ČR. Ze stanovené strategie by následně měl ERÚ, společně se zohledněním aktuálního a možného očekávaného vývoje ceny plynu na velkoobchodním trhu pro různá roční období, vycházet při stanovení plateb za využívání přepravní soustavy pro různé účely, mezi které patří ukládání plynu do zásobníků plynu.</p>	<p>Ekonomika provozování podzemních zásobníků plynu je (nejen v ČR) ohrožena nízkými „zimo/letními“ spready, což je cena od které obchodníci odvíjejí cenu za využívání zásobníků, kterou jsou ochotni platit. Nízká ekonomika provozu zásobníků plynu vede již dnes v některých zemích (například DE) k nevratnému postavení těchto zařízení mimo provoz.</p> <p>I v ČR již existuje riziko, že by k tomuto mohlo za určitých okolností také dojít. Pokud by taková situace nastala, tak by se ČR tak zbavila části možností, jak spolehlivě zabezpečit dodávky plynu pro jeho odběratele prostřednictvím skladování plynu na našem území, což by ve svém důsledku vedlo jednak ke zdražení plynu pro konečného spotřebitele a dále také k ohrožení bezpečnosti a spolehlivosti dodávek plynu.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Aktuálně stanovená výše slevy (70 %) byla stanovena v Rozhodnutí, kterým se implementovalo nařízení TAR NC. Výše slevy vychází z vyhodnocení přínosů zásobníků plynu na fungování přepravní soustavy. V Zásadách cenové regulace není výše slev pro tyto body specifikována z toho důvodu, že je řešena v jiném rozhodnutí. Pokud by v budoucnu došlo k přehodnocení přínosů nebo ke změně parametrů, které byly při nastavování slevy vzaty v úvahu, bylo by nutné revidovat a znovu vydat Rozhodnutí, kterým se implementovalo nařízení TAR NC.</p>

116	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	12.1.1 Algoritmus určení infrastruktury pro potřeby zásobování ČR	<p>Navržené dílčí alokační koeficienty pro jednotlivé části tranzitní infrastruktury uvedené v tabulce č.20 na straně 69 neodpovídají zajištění spolehlivé přepravy pro vnitrostátní účely.</p>	<p>V následující tabulce navrhujeme hodnoty dílčích alokačních koeficientů pro všechna tranzitní aktiva.</p> <p>Tabulka - přehled tranzitní infrastruktury s uvedením dílčích alokačních klíčů pro V. regulační období:</p> <table><tr><th>Označení infrastruktury*</th><th>Dílčí alokační koeficient</th></tr><tr><td>Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – hranice CZ/DE - směr Brandov)</td><td>100,00%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – hranice CZ/DE – směr Sayda)</td><td>100,00%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 900 (hranice CZ/DE - HPS Hora Sv. Kateřiny)</td><td>100,00%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 900 I (hranice CZ/DE – hranice CZ/SK)</td><td>3,38%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 900 II (hranice CZ/DE – hranice CZ/SK)</td><td>3,38%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – RU Malešovice)</td><td>100,00%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 800 (RU Rozvadov – hranice CZ/SK)</td><td>11,28%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 1000 (hranice CZ/DE – KS Břeclav)</td><td>11,20%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 1400 (RU Rozvadov – hranice CZ/SK)</td><td>11,28%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 900 (RU Hospozín – hranice CZ/DE)</td><td>48,79%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 1200 (KS Břeclav - hranice CZ/SK)</td><td>0,00%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 1200 (hranice DE/CZ - RU Rozvadov)</td><td>0,00%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 900 (hranice DE/CZ – RU Rozvadov)</td><td>0,00%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 700 (PS Hrušky – RU Libhošť)</td><td>87,50%</td></tr><tr><td>Plynovod DN 500 (RU Libhošť – HPS Český Tešín)</td><td>81,25%</td></tr><tr><td>Plynovody projektu Capacity4Gas</td><td>10,00%</td></tr><tr><td>KS Břeclav</td><td>14,81%</td></tr><tr><td>KS Jirkov (projekt Capacity4Gas)</td><td>10,00%</td></tr><tr><td>KS Kouřim</td><td>46,94%</td></tr><tr><td>KS Kralice</td><td>47,05%</td></tr><tr><td>KS Veselí</td><td>12,53%</td></tr><tr><td>HPS Hora Sv. Kateřiny</td><td>100,00%</td></tr><tr><td>HPS Landshot</td><td>0,00%</td></tr><tr><td>HPS Brandov</td><td>0,00%</td></tr><tr><td>HPS Cieszyn</td><td>0,00%</td></tr></table> <p>* Projekt „Plynovod projektu DZ-3-005“ bude zahrnut do vnitrostátní infrastruktury</p>	Označení infrastruktury*	Dílčí alokační koeficient	Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – hranice CZ/DE - směr Brandov)	100,00%	Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – hranice CZ/DE – směr Sayda)	100,00%	Plynovod DN 900 (hranice CZ/DE - HPS Hora Sv. Kateřiny)	100,00%	Plynovod DN 900 I (hranice CZ/DE – hranice CZ/SK)	3,38%	Plynovod DN 900 II (hranice CZ/DE – hranice CZ/SK)	3,38%	Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – RU Malešovice)	100,00%	Plynovod DN 800 (RU Rozvadov – hranice CZ/SK)	11,28%	Plynovod DN 1000 (hranice CZ/DE – KS Břeclav)	11,20%	Plynovod DN 1400 (RU Rozvadov – hranice CZ/SK)	11,28%	Plynovod DN 900 (RU Hospozín – hranice CZ/DE)	48,79%	Plynovod DN 1200 (KS Břeclav - hranice CZ/SK)	0,00%	Plynovod DN 1200 (hranice DE/CZ - RU Rozvadov)	0,00%	Plynovod DN 900 (hranice DE/CZ – RU Rozvadov)	0,00%	Plynovod DN 700 (PS Hrušky – RU Libhošť)	87,50%	Plynovod DN 500 (RU Libhošť – HPS Český Tešín)	81,25%	Plynovody projektu Capacity4Gas	10,00%	KS Břeclav	14,81%	KS Jirkov (projekt Capacity4Gas)	10,00%	KS Kouřim	46,94%	KS Kralice	47,05%	KS Veselí	12,53%	HPS Hora Sv. Kateřiny	100,00%	HPS Landshot	0,00%	HPS Brandov	0,00%	HPS Cieszyn	0,00%	<p>Posoudili jsme dílčí alokační koeficienty pro jednotlivé části tranzitní infrastruktury a po provedení hydraulického výpočtu jsme zjistili, že navržená výše alokace tranzitních aktiv pro vnitrostátní přepravu není schopná zajistit zásobování domácích zákazníků. Uvedené alokační koeficienty pro vymezené technologické prvky plynárenské infrastruktury nezaručují dodržení smluvních předávacích tlaků pro předávací stanice distribučních sítí, a tedy spolehlivý provoz vnitrostátní soustavy zajišťující bezpečnost dodávek plynu domácím zákazníkům.Z pohledu výběru konkrétních podkladových scénářů pro zásobování ČR a výpočet příslušných alokačních koeficientů se nám rovněž jeví jako diskutabilní použití scénáře bez využití zásobníků plynu, i tento aspekt si dle našeho názoru zaslouží další odbornou diskusi.</p> <p>Nejen z tohoto důvodu v našem návrhu alokačních koeficientů vycházíme ze scénáře předpokládajícího využití podzemních zásobníků plynu, ale zároveň s tím jsme z hlediska nároků na provoz a zatížení soustavy zvolili scénář letního provozu, neboť při něm výkonové parametry strojů na kompresních stanicích jsou negativně ovlivněny okolním teplem a zároveň s tím dochází k nejvyšší poptávce po vtlačení do zásobníků plynu (vtlačecí nominace).</p> <p>Jednotlivé dílčí alokační koeficienty jsme stanovili na základě poměru přepraveného množství pro vnitrostátní spotřebu ku množství odpovídajícímu tranzitní přepravě. Z principu výpočtu je tento přístup spravedlivější, protože stanoví procento využití každé dotčené technologie bez ohledu na samotnou dimenzi technologie, která je z podstaty nedělitelná, ale nemůže být v určitých scénářích plně využita.</p> <p>Navržené dílčí alokační koeficienty vychází z letní spotřeby České republiky, výše denní spotřeby včetně přímo připojených odběratelů je uvažována ve výši 6,65 mcm/d, vtlačení do pozemních zásobníků plynu je uvažováno ve výši 44 mcm/d a spotřeba kompresních stanic ve výši 1,2 mcm/d. Dalšími předpoklady navrhovaného alokačního scénáře je přeprava plynu z plynovodu Eugal ve výši 10,8 mcm/d a dále z HPS Hora sv. Kateřiny (50,0 barg) a HPS Olbembau (49,1 barg), tedy vstup v součtu 39,85 mcm/d (20°C).</p>	<p>Akceptováno</p> <p>Připomínky týkající se úpravy alokace primárně tranzitního majetku využívaného pro potřeby dodávky plynu do odběrných míst zákazníků v České republice a pro účely zajištění vtlačení plynu do zásobníků plynu byly posouzeny v kontextu nejnovějších informací o předpokládaném využívání přepravní soustavy v následujících letech, zejména s ohledem na oddálení termínu zahájení provozu plynovodů Nord Stream 2 a EUGAL, které významným způsobem ovlivní využití přepravní soustavy v České republice. V Zásadách cenové regulace na V. regulační období budou popsány předpoklady, na jejichž základě byl definován scénář využití přepravní soustavy, který bude základem pro stanovení podílů jednotlivých plynovodů, hraničních předávacích a kompresních stanic přepravní soustavy potřebných pro zabezpečení dodávky plynu pro zásobníky plynu, přímo připojené zákazníky a regionální distribuční soustavy v České republice. Tento scénář a alokace infrastruktury je nástrojem, jak objektivně charakterizovat využívání infrastruktury přepravní soustavy v průběhu V. regulačního období. Zároveň respektuje požadavek na omezení křížového financování, na němž je založeno Nařízení Komise (EU) 2017/460.</p>
Označení infrastruktury*	Dílčí alokační koeficient																																																										
Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – hranice CZ/DE - směr Brandov)	100,00%																																																										
Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – hranice CZ/DE – směr Sayda)	100,00%																																																										
Plynovod DN 900 (hranice CZ/DE - HPS Hora Sv. Kateřiny)	100,00%																																																										
Plynovod DN 900 I (hranice CZ/DE – hranice CZ/SK)	3,38%																																																										
Plynovod DN 900 II (hranice CZ/DE – hranice CZ/SK)	3,38%																																																										
Plynovod DN 1000 (HPS Hora Sv. Kateřiny – RU Malešovice)	100,00%																																																										
Plynovod DN 800 (RU Rozvadov – hranice CZ/SK)	11,28%																																																										
Plynovod DN 1000 (hranice CZ/DE – KS Břeclav)	11,20%																																																										
Plynovod DN 1400 (RU Rozvadov – hranice CZ/SK)	11,28%																																																										
Plynovod DN 900 (RU Hospozín – hranice CZ/DE)	48,79%																																																										
Plynovod DN 1200 (KS Břeclav - hranice CZ/SK)	0,00%																																																										
Plynovod DN 1200 (hranice DE/CZ - RU Rozvadov)	0,00%																																																										
Plynovod DN 900 (hranice DE/CZ – RU Rozvadov)	0,00%																																																										
Plynovod DN 700 (PS Hrušky – RU Libhošť)	87,50%																																																										
Plynovod DN 500 (RU Libhošť – HPS Český Tešín)	81,25%																																																										
Plynovody projektu Capacity4Gas	10,00%																																																										
KS Břeclav	14,81%																																																										
KS Jirkov (projekt Capacity4Gas)	10,00%																																																										
KS Kouřim	46,94%																																																										
KS Kralice	47,05%																																																										
KS Veselí	12,53%																																																										
HPS Hora Sv. Kateřiny	100,00%																																																										
HPS Landshot	0,00%																																																										
HPS Brandov	0,00%																																																										
HPS Cieszyn	0,00%																																																										
117	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	12.3 Variabilní složka ceny za službu přepravy plynu 17.3.3 Postup stanovení korekčních faktorů v plynárenství	<p>Považujeme návrh denní korekce nákladů u výstupních hraničních bodů za obtížně realizovatelný, zejména z provozně-technických důvodů.</p>	<p>Navrhujeme použití alternativního postupu pro stanovení variabilní složky ceny za přepravu, například s využitím měsíčního korekčního mechanismu pro výstupní hraniční body, popřípadě i se zvážením zavedení stabilizačního pásma (min – max) omezujícího případnou přílišnou volatilitu této složky ceny.</p>	<p>Považujeme princip tzv. „nákladové neutrality“, který navrhuje ERÚ a který se týká úhrady skutečně vynaložených nákladů na nákup elektřiny a plynu pro pohon kompresních stanic a s tím souvisejících poplatků, daní a dále nákladů na emisní povolenky nad bezplatně přidělené množství, za vyvážený a správný, včetně cíle na dosažení takové alokace nákladů na jednotlivé skupiny zákazníků, aby nedocházelo ke křížovému financování.</p> <p>Rovněž tak souhlasíme s požadavkem, že plyn a elektřinu potřebné pro pohon kompresních stanic obstarává provozovatel přepravní soustavy transparentním způsobem.</p> <p>Z pohledu aplikovaných způsobů cenotvorby pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu je zřejmé, že u vnitrostátní přepravy musí být korekce mezi plánovanými a skutečnými náklady prováděna výlučně na roční bázi, zatímco u mezinárodní přepravy je možná kombinace korekcí v ročním a kratším časovém intervalu, aby se omezila případná příliš vysoká meziroční volatilita variabilní složky ceny související zejména s náběhem zprovoznění projektu Capacity4Gas.</p> <p>Ačkoliv by mohl být návrh ERÚ na provádění denních korekcí nákladů optimální z pohledu omezení cash-flow rizika provozovatele přepravní soustavy, domníváme se, že na něho vyvolává přílišné nároky z provozně-technického a administrativního pohledu. IT systém a provozní procesy provozovatele nejsou prozatím na tento stav připraveny a implementace takového postupu by si vyžádala určitý čas, jinak by výpočet variabilních nákladů pro účely účetnictví a následné fakturace vůči jednotlivým obchodníkům musel probíhat manuálně.</p> <p>Navíc by systém denních korekcí nemohl být založen na skutečných nákladech z pohledu disponibility všech potřebných dat o měření spotřeby plynu a elektřiny a fakturace nákladů ze strany dodavatelů, které probíhají na měsíční bázi. Denní korekce by tedy byla založena pouze na „best practice“ odhadu denní spotřeby a nákladů, přičemž výsledná korekce založená na ověřitelných dokladech o skutečných nákladech by následně stejně musela probíhat na měsíční (fakturační) bázi s určitým zpožděním. Máme rovněž obavu, zda by denní korekce nezpůsobovala v některých případech přílišnou mezidenní cenovou volatilitu, neboť závislost spotřeby plynu na pohon na míře využití sítě není lineární a směrem k vyššímu využití exponenciálně roste.</p> <p>Z uvedených důvodů navrhujeme zvážit například princip měsíční korekce nákladů.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Na základě posouzení dopadu na účastníky trhu s plynem bude metodika stanovení koeficientu pro variabilní složky ceny určena na měsíční bázi, kdy základem bude vyhodnocení a zveřejnění na další období probíhat v režimu $m+3$. Energetický regulační úřad dospěl k závěru, že zachování stávajícího ročního režimu je nedostatečně flexibilní v situaci, kdy se očekává výrazná změna v objemu toků plynu procházejících přepravní soustavou. Zároveň ERÚ akceptoval připomínky účastníků trhu k původně zamýšlenému dennímu režimu vyrovnaní, které tento způsob považují za málo stabilní a předvídatelný.</p> <p>ERÚ a NET4GAS navíc vyhodnotí dopady čtvrtletního režimu. Bude posouzena možnost přechodu mezi měsíčním a čtvrtletním režimem v průběhu regulačního období. V případě čtvrtletního mechanismu by se hodnota koeficientu zveřejňovala měsíc před začátkem předmětného čtvrtletí (nezbytná provázanost na aukce čtvrtletních kapacitních produktů).</p> <p>Použitý mechanismus bude platit i pro elektrické kompresní stanice.</p>																																																				

118	MND, a.s.	VKP 1. kolo	12.03.Stanovení ceny pro mezinárodní přepravu	Kapitola 12.3. – uvádí Denní korekci u výstupních hraničních bodů. Denní korekce způsobí nerovnoměrnost variabilní ceny přepravy v rámci roku. S tímto postupem nesouhlasíme.	Ponechat současný stav, kdy z metodiky výpočtu vyplývá, že po celou dobu platnosti cenového rozhodnutí je cena stejná.	Pro obchodníka je tato situace značně nekomfortní z důvodu neznalosti ceny přepravy předem. Vede to tudíž ke zvýšeným rizikům vyšších nákladů pro obchodníka a tím i k nižší ochotě v tomto nejasném prostředí realizovat přeshraniční přepravu. Důsledkem tedy může být i nižší využívání přepravní soustavy.	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Na základě posouzení dopadu na účastníky trhu s plynem bude metodika stanovení koeficientu pro variabilní složky ceny určena na měsíční bázi, kdy základem bude vyhodnocení a zveřejnění na další období probíhat v režimu $m+3$. Energetický regulační úřad dospěl k závěru, že zachování stávajícího ročního režimu je nedostatečně flexibilní v situaci, kdy se očekává výrazná změna v objemu toků plynu procházejících přepravní soustavou. Zároveň ERÚ akceptoval připomínky účastníků trhu k původně zamýšlenému dennímu režimu vyrovnání, které tento způsob považují za málo stabilní a předvídatelný.</p> <p>ERÚ a NET4GAS navíc vyhodnotí dopady čtvrtletního režimu. Bude posouzena možnost přechodu mezi měsíčním a čtvrtletním režimem v průběhu regulačního období. V případě čtvrtletního mechanismu by se hodnota koeficientu zveřejňovala měsíc před začátkem předmětného čtvrtletí (nezbytná provázanost na aukce čtvrtletních kapacitních produktů).</p> <p>Použitý mechanismus bude platit i pro elektrické kompresní stanice.</p>
119	NET4GAS, s.r.o.	VKP 1. kolo	12.4. Alokace kapacit z přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech	Nepovažujeme navržený mechanismus určení kapacity na vstupních hraničních bodech pro činnost vnitrostátní přepravy plynu na základě plánované, resp. skutečné spotřeby v daném roce a koeficientu využití kapacity za ucelený návrh řešení problému využití původně tranzitních kapacit pro účely dodávky plynu vnitrostátním zákazníkům.	<p>Vzhledem k nerealističnosti řešit riziko spojené s využitím tranzitní kapacity pro vnitrostátní účely úpravou vstupních hraničních kapacit při přepočtu cen pro mezinárodní přepravu plynu na základě kapitoly 12.2., (tedy relevantním nastavením budoucích pohyblivých cen), navrhujeme nepokrytou část nákladů na straně tranzitní přepravy, která vznikne převodem výnosů na stranu domácí přepravy v důsledku uplatnění navrhovaného mechanismu, zařadit do korekčního mechanismu pro zachování nákladové neutrality u variabilní složky ceny pro výstupní hraniční body.</p>	<p>Považujeme možnost reklasifikace kapacit na vstupních hraničních bodech mezi tranzitní a vnitrostátní přepravou za velmi závažný problém z pohledu zvoleného způsobu nastavení budoucích tarifů podle metodologie NC TAR. Nekontrolovatelné převádění tranzitních kapacit a s nimi souvisejících výnosů v podmínkách duálního systému české regulace ohrožuje návratnost investic a úhradu vynaložených nákladů provozovatele přepravní soustavy.</p> <p>Je třeba uvážit, že NET4GAS ve stávajícím regulačním prostředí nemůže nijak následovat kapacitní optimalizaci shipperů, neboť převáděná kapacita zůstává na straně tranzitu nadále blokována a měla by tam být i uhrazena, protože provozovatel přepravní soustavy se nemůže zbavit nákladů na jakoukoliv část soustavy, která by zůstala v důsledku optimalizace kapacity neuhradena. Přepravní soustava je schopná přepravit objemy zemního plynu pro domácí spotřebu nad úroveň kontrahované tranzitní přepravy a v tomto stavu je i udržována. Tedy nejen investiční, ale i provozní náklady na údržbu soustavy nad úroveň plnění tranzitní roli, a to ve velikosti odpovídající alespoň české domácí spotřebě byly či jsou vynakládány.</p> <p>Chápeme, že z fyzikálního hlediska je pro zajištění zásobování domácího zákazníka nezbytná určitá velikost kapacity na vstupních hraničních bodech, nicméně za stávajících regulačních podmínek se umělým stanovením této kapacity vytváří riziko „kanibalizace“ původně tranzitní kapacity ve prospěch domácích zákazníků, a tím se přenáší veškeré finanční riziko neuhraněných nákladů na straně tranzitu na provozovatele přepravní soustavy.</p> <p>ERÚ na str.74 Zásad uvádí, že: „<i>Riziko spojené s využitím tranzitní kapacity pro vnitrostátní účely bude řešeno úpravou vstupních hraničních kapacit při přepočtu cen pro mezinárodní přepravu plynu na základě kapitoly 12.2.</i>“ V podmínkách regulace, u které jsou uplatňovány pohyblivé ceny, by logicky bylo možné příslušnou úpravou (snížením) kapacit na straně mezinárodní přepravy plynu nastavit jejich vyšší úroveň, a dosáhnout tak spravedlivé úhrady příslušných nepokrytých nákladů soustavy ze strany obchodníků. Nicméně za stávajícího stavu, kdy majoritní část nákladů soustavy včetně jejího významného rozšíření v podobě realizace důležitého projektu „Capacity4Gas“ (C4G) bude uhrazena prostřednictvím dlouhodobě rezervovaných kapacit za fixní cenu, je tato možnost prakticky vyloučena. Možnost dlouhodobé rezervace přeshraničních tranzitních kapacit za fixní cenu byla vzhledem k zajištění návratnosti uvedeného projektu nevyhnutelná. Tedy stanovením příslušné úrovně vyvolávací ceny do aukce kapacit v roce 2017 nastavil ERÚ rozhodující podmínky pro výsledek ekonomického testu návratnosti zahrnutých investic, tedy nejen investic v rámci tohoto projektu, přičemž tyto podmínky vzhledem k dlouhodobé cenové fixaci již nelze v průběhu času měnit/ovlivnit. Tehdejší úroveň ceny tak v sobě implicitně obsahovala předpoklad o potřebném objemu prodané kapacity, aby mohly být hrazeny relevantní náklady projektu i celé soustavy.</p> <p>Není třeba zdůrazňovat, jak důležitý je i pro Českou republiku projekt Capacity4Gas, jehož realizace bude znamenat, že přepravní soustava zůstane v budoucnu využita a domácí zákazník ponese jemu přiměřenou část celkových nákladů. Pokud by tento projekt, na který jsou navázány dlouhodobě prodané kapacity, nebyl úspěšný, znamenalo by to vysoké riziko nízkého využití přepravní soustavy (chybějící tranzitní přeprava) a pro domácí zákazníky nutnost ve zvýšené míře se v budoucnu podílet na úhradě celkových nákladů soustavy.</p> <p>Domníváme se, že je zapotřebí nalézt systémové řešení problému převodu/optimalizace přepravních kapacit ze strany obchodníků s plynem, které zaručí, že uživatel přepravní soustavy zaplatí spravedlivou cenu za její využití, a neohrozí tak návratnost investic na straně jejího provozovatele, společnosti NET4GAS.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Původní návrh ERÚ, aby riziko spojené s využitím tranzitní kapacity pro vnitrostátní účely bylo řešeno úpravou vstupních hraničních kapacit při přepočtu cen pro mezinárodní přepravu plynu na základě kapitoly 12.2. vykazuje v případě regulace tranzitu založené na režimu cenového stropu a použití pevné použitelné ceny omezenou účinnost a nesnižuje míru rizika provozovatele přepravní soustavy z využití původně tranzitních kapacit pro účely dodávky plynu vnitrostátním zákazníkům. Navíc by tento systém mohl vést ke zvyšování nákladů za kapacitu na vstupních bodech pro obchodníky, kteří užívání soustavy mezi systémy v kombinaci s užíváním soustavy v rámci systému využívají málo či vůbec. Z tohoto důvodu ERÚ prostřednictvím Zásad cenové regulace pro V. regulační období zavede a popíše systém úpravy cenotvorby tak, aby nedocházelo ke křížovým dotacím a rizika provozovatele přepravní soustavy byla pokryta těmi subjekty, které je vyvolají.</p>

120	Pražská plynárenská distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	13.1.1. Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu	Nesouhlasíme s ERÚ navrženým limitem pro výpočet výše ztrát.	Pro jednotlivé roky V. regulačního období se povolené množství plynu na krytí ztrát stanoví pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy individuálně jako aritmetický průměr skutečně dosažených hodnot ztrát za roky 2014–2018. V případě, že výše ztrát v některém z těchto uvedených roků bude vyšší než 2 % množství plynu, které vstoupilo do dané distribuční soustavy, použije se pro výpočet povoleného množství plynu na krytí ztrát pro tento rok hodnota ve výši právě 2 % množství plynu, které vstoupilo do dané distribuční soustavy.	Navrhovaný limit 2 % není nikde objektivně vysvětlen ani podložen odbornou studií, což vede k podezření, že byl stanoven arbitrárním způsobem. V regulačních výkazech společnosti je zjevné, že společnost je ve většině předchozích let nad touto hranicí (viz níže tabulka), přestože ztráty mají klesající tendenci. Je to dáno zejména stavem sítě, kdy, jak již zmiňujeme v připomínce V., se blíží horní hranici technické životnosti velkého množství starých ocelových plynovodů na místních distribučních sítích a s tím související nárůst úniků a havarijních oprav.	<table><tr><td></td><td>2007</td><td>2008</td><td>2009</td><td>2010</td><td>2011</td><td>2012</td><td>2013</td><td>2014</td><td>2015</td><td>2016</td><td>2017</td></tr><tr><td>Pps</td><td>10 652 420</td><td>10 976 015</td><td>10 710 213</td><td>11 637 051</td><td>10 395 246</td><td>10 312 074</td><td>10 418 655</td><td>8 820 804</td><td>9 036 000</td><td>9 754 391</td><td>9 992 297</td></tr><tr><td>Ztráty</td><td>320894</td><td>210827</td><td>147740</td><td>521052</td><td>160424</td><td>244285</td><td>269009</td><td>205523</td><td>130402</td><td>230221</td><td>226854</td></tr><tr><td>%</td><td>3,01%</td><td>1,92%</td><td>1,38%</td><td>4,48%</td><td>1,54%</td><td>2,37%</td><td>2,58%</td><td>2,33%</td><td>1,44%</td><td>2,36%</td><td>2,27%</td></tr></table> <p>Klesající trend průměru bilančních rozdílů v posledních letech je dán právě zvýšeným úsilím PPD v obnově zastaralé infrastruktury viz přehled:</p> <table><tr><td>roky</td><td>2002 - 2006</td><td>2003 - 2007</td><td>2004 - 2008</td><td>2005 - 2009</td><td>2006 - 2010</td><td>2007 - 2011</td><td>2008 - 2012</td><td>2009 - 2013</td><td>2010 - 2014</td><td>2011 - 2015</td><td>2012 - 2016</td><td>2013 - 2017</td></tr><tr><td>průměr/MWh</td><td>473 151</td><td>448 154</td><td>372 861</td><td>305 977</td><td>355 345</td><td>272 188</td><td>256 866</td><td>268 502</td><td>280 059</td><td>201 929</td><td>215 888</td><td>212 402</td></tr></table>		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Pps	10 652 420	10 976 015	10 710 213	11 637 051	10 395 246	10 312 074	10 418 655	8 820 804	9 036 000	9 754 391	9 992 297	Ztráty	320894	210827	147740	521052	160424	244285	269009	205523	130402	230221	226854	%	3,01%	1,92%	1,38%	4,48%	1,54%	2,37%	2,58%	2,33%	1,44%	2,36%	2,27%	roky	2002 - 2006	2003 - 2007	2004 - 2008	2005 - 2009	2006 - 2010	2007 - 2011	2008 - 2012	2009 - 2013	2010 - 2014	2011 - 2015	2012 - 2016	2013 - 2017	průměr/MWh	473 151	448 154	372 861	305 977	355 345	272 188	256 866	268 502	280 059	201 929	215 888	212 402
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017																																																																						
Pps	10 652 420	10 976 015	10 710 213	11 637 051	10 395 246	10 312 074	10 418 655	8 820 804	9 036 000	9 754 391	9 992 297																																																																						
Ztráty	320894	210827	147740	521052	160424	244285	269009	205523	130402	230221	226854																																																																						
%	3,01%	1,92%	1,38%	4,48%	1,54%	2,37%	2,58%	2,33%	1,44%	2,36%	2,27%																																																																						
roky	2002 - 2006	2003 - 2007	2004 - 2008	2005 - 2009	2006 - 2010	2007 - 2011	2008 - 2012	2009 - 2013	2010 - 2014	2011 - 2015	2012 - 2016	2013 - 2017																																																																					
průměr/MWh	473 151	448 154	372 861	305 977	355 345	272 188	256 866	268 502	280 059	201 929	215 888	212 402																																																																					
121	GasNet.s.r.o.	VKP 1. kolo	13.1.1. Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu	V textu kapitoly 13.1.1. navrhujeme pro kalkulaci aritmetických průměrů odlišné intervaly hodnot skutečných ztrát a vlastní technologické spotřeby, konkrétně namísto roků 2014-2018 navrhujeme roky 2013-2017.	Pro jednotlivé roky V. regulačního období se povolené množství plynu na krytí ztrát stanoví pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy individuálně jako aritmetický průměr skutečně dosažených hodnot ztrát dosažených za roky 2013–2017 . V případě, že výše ztrát v některém z těchto uvedených roků bude vyšší než 2 % množství plynu, které vstoupilo do dané distribuční soustavy, použije se pro výpočet povoleného množství plynu na krytí ztrát pro tento rok hodnota ve výši právě 2 % množství plynu, které vstoupilo do dané distribuční soustavy.	Hodnota skutečných ztrát roku 2018 bude známa se značným zpožděním z důvodu nutnosti uzavření fakturací všech odběrných míst, jež je podmínkou jejího stanovení. Není proto možné jednoznačně kvantifikovat objem povolených ztrát pro V. regulační období v termínu vypořádání připomínek tohoto návrhu. Tato skutečnost je důvodem pro návrh na zachování dosavadního časového intervalu pro určení povolených množství ztrát.	Navržený interval let 2013-2017 pro stanovení aritmetických průměrů množství ztrát a vlastní technologické spotřeby vycházejí z dosavadní praxe IV. regulačního období, ve kterém byly analogické objemy stanoveny jako průměry let 2008-2012. ERÚ neuvedl důvod, proč se od dosavadní praxe odchýlil.																																																																										
122	QUANTUM, a.s.	VKP 1. kolo	14.1.1. Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu	Zaaritmetický průměr skutečně dosažených ztrát za roky 2014-2018 vložit větu: Pokud dojde v uvedených i následujících letech k rozšíření distribuční sítě o další distribuční území a tím k nárůstu distribuovaného množství plynu, bude velikost ztrát zohledněna na aktuální stav.	Zaaritmetický průměr skutečně dosažených ztrát za roky 2014-2018 vložit větu: Pokud dojde v uvedených i následujících letech k rozšíření distribuční sítě o další distribuční území a tím k nárůstu distribuovaného množství plynu, bude velikost ztrát zohledněna na aktuální stav.	Jsme lokálním distributorem plynu, který se dynamicky rozvíjí a naše distribuční území se rozšiřuje téměř každoročně o další obce. S nárůstem nových obcí roste distribuované množství plynu i délka plynovodů a tím i množství ztrát. Stanovení ztrát průměrem za minulě regulované období neodpovídá realitě, v našem případě se liší o více jak 100%.	Akceptováno s úpravou <p>V případech, kdy v průběhu regulačního období bude docházet ke změně rozsahu provozované distribuční soustavy, bude odpovídajícím způsobem upraveno i povolené množství plynu ke krytí ztrát v distribučních soustavách.</p>																																																																										
123	QUANTUM, a.s.	VKP 1. kolo	doplnit bod 14.3. Náklady na nákup distribuce od provozovatele nadřazené distribuční soustavy.	Lokální distributor plynu hradí za službu distribuce plynu nadřazenému distributorovi na vstupu do lokální distribuční soustavy na předávacím místě dle cenového rozhodnutí ERÚ v závislosti, zda jde o odběr z dálkovodu nebo ze středotlaké, nízkotlaké sítě.	14.3. Náklady na nákup distribuce od provozovatele nadřazené distribuční soustavy.Lokální distributor plynu hradí za službu distribuce plynu nadřazenému distributorovi na vstupu do lokální distribuční soustavy na předávacím místě dle cenového rozhodnutí ERÚ v závislosti, zda jde o odběr z dálkovodu nebo ze středotlaké, nízkotlaké sítě.	Lokální distributor v těchto případech nese veškeré náklady na distribuci plynu, náklady na údržbu sítě, měření včetně odečtů u konečných odběratelů, odstraňování poruch, poruchovou službu, vyjadřování k investičním akcím, fakturaci distribuce. Nadřazený distributor v těchto případech dostává za své služby ceny, jako by tyto činnosti sám prováděl. To značně diskriminuje odběratele v naší síti, kteří tak mají vyšší náklady na distribuci plynu.	§ 19a EZ – část (1) Při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupuje Energetický regulační úřad transparentním a předvídatelným způsobem v souladu se zásadami cenové regulace tak, aby regulované ceny pokrývaly ekonomicky oprávněné náklady na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti, dále odpisy a přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti a oprávněné náklady na zvyšování energetické účinnosti při výstavbě a provozu přenosové soustavy, přepravní soustavy a distribučních soustav.																																																																										

124	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.1.2. Odpisy	<p>Nesouhlasíme se zněním kapitoly „16.1.2. Odpisy“</p> <p>V souvislosti se zněním energetického zákona je nezbytné stanovit takovou hodnotu povolených odpisů, která po zahrnutí do regulované ceny bude zdrojem financování obnovy a rozvoje dlouhodobého majetku potřebného k licencované činnosti.</p>	<p>Navrhujeme tuto textaci daného odstavce:</p> <p><i>Výše povolených odpisů se stanoví ve výši korespondující se stanovenou životností licencovaného dlouhodobého hmotného majetku.</i></p>	<p>V rámci zákona č. 458/2000 Sb. (energetický zákon) jsme nenalezli žádné ustanovení, které by definovalo roli odpisů jakožto prostředek pro financování obnovy a rozvoje dlouhodobého majetku.</p> <p>Naopak znění §19a odst. 1 jednoznačně požaduje, aby odpisy byly uznány nenárokově, to znamená, že se zcela jednoznačně jedná o nedílnou součást návratnosti investic realizovaných v minulosti bez ohledu na budoucí strukturu / výši investic.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Původní textace se týká rámcového popisu základních principů regulačního období, které vyplývají ze zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů. Jak uvádí důvodová zpráva k zákonu č. 131/2015 Sb., změna energetického zákona a dalších souvisejících zákonů: <i>"Vedle dosažení odpovídající míry výnosnosti je zároveň nutné, aby cenová regulace v energetice vytvořila podmínky pro získání potřebných finančních zdrojů k zajištění obnovy a rozvoje příslušné soustavy."</i></p>
125	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.1.3. Zisk	<p>Nesouhlasíme se zněním kapitoly „16.1.3. Zisk“</p> <p>Ustanovení § 19a odst. 6 energetického zákona ukládá ERÚ povinnost postupovat tak, aby stanovené ceny byly alespoň nákladové. Úřad zastává názor, s ohledem na charakter společnosti zajišťující činnosti operátora trhu, že by zisk neměl být hlavním cílem činnosti operátora trhu. Nicméně přiměřený zisk, který je zdrojem pro rozvoj zařízení potřebného k výkonu licencované činnosti (nikoliv pro výplatu dividend), je Úřadem přiznán.</p>	<p>Navrhujeme tuto textaci daného odstavce:</p> <p><i>Zisk je stanoven jakožto zisk před zdaněním, a to způsobem reflektujícím specifika Operátora trhu, zároveň však respektujícím míru výnosnosti stanovenou ostatním regulovaným subjektům v relevantních oborech – elektroenergetice a plynárenství.</i></p>	<p>Jedná se o chybnou interpretaci daného ustanovení zákona. Jakémukoli regulovanému subjektu musí být v rámci stanovených povolených výnosů umožněno pokrytí jeho nákladů, které je možno rozdělit takto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Provozní (povolené) náklady; • Odpisy; • Náklady za poskytnutí cizího kapitálu (finanční náklady); • Náklady za poskytnutí vlastního kapitálu (dividendy či zvýšení hodnoty majetkového podílu); • Daň z příjmu právnických osob. <p>„Nákladové ceny“ tedy rozhodně musí obsahovat všechny výše uvedené komponenty včetně zisku.</p> <p>OTE, a.s. je podnikatelským subjektem, byť se zákonným podílem státního vlastnictví. Všeobecně používaná definice podnikání pak zní takto: „soustavná činnost prováděná samostatně podnikatelem vlastním jménem a na vlastní odpovědnost za účelem dosažení zisku“. Naše společnost má samozřejmě i jiné cíle (které patrně Úřad akcentuje), tyto ovšem objektivně nemohou být v konfliktu s primárním podnikatelským cílem existence akciové společnosti.</p> <p>Zisk není zdrojem pouze pro rozvoj zařízení k výkonu licencované činnosti, nýbrž nedílnou součástí návratnosti investic realizovaných v minulosti bez ohledu na budoucí strukturu / výši investic.</p> <p>Ačkoli naše společnost v dohledné době neplánuje výplatu dividend, jsme přesvědčeni o tom, že Úřad nemá žádné zmocnění pro kladení limitujících požadavků pro způsob financování naší společnosti – konkrétně vyplácení dividend. Dividendy jsou legitimní odměnou akcionáře za poskytnutí kapitálu do společnosti. Pakliže by Úřad limitoval jeho vyplácení, nebylo by naplněno ustanovení §19a energetického zákona.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Lze částečně souhlasit s tím, že činnost operátora trhu je činností vykonávanou za účelem dosažení zisku, a to i přesto, že se jedná o činnost vykonávanou ze zákona a na základě výlučné licence, tedy činnost ze své podstaty monopolní. Cenová regulace má proto v daném případě zajistit, aby v rámci výlučného monopolního postavení operátor trhu dosahoval přiměřeného zisku, který bude v souladu s principy § 19a zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů.</p> <p>Podle současného znění energetického zákona nelze zisk u operátora trhu chápat jako zcela nárokový parametr bez jakýchkoliv omezení. ERÚ chápe zisk uznávaný u operátora trhu jako prostředek pro rozvoj zařízení k výkonu licencované činnosti a částečně jako zdroj krytí nákladů z rizik a nepředvídatelných událostí souvisejících s činnostmi operátora trhu, které nemusí být vždy uznány do regulace, proto bude způsob stanovení zisku pro operátora trhu modifikován.</p> <p>Zisk bude vypočten z rozděleného základního kapitálu v poměru 0,7 pro elektroenergetiku a 0,3 pro plynárenství a vynásobením příslušných částí základního kapitálu hodnotami WACC pro elektroenergetiku a plynárenství. Avšak v případě vyplácení dividendy, která přesahuje 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude zisk stanoven jako součin bezrizikové míry výnosnosti navýšené o daň z příjmů a základního kapitálu při zachovaném poměru dělení mezi elektroenergetiku a plynárenství.</p>

126	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	16.2. Parametry regulačních o vzorce pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice	Nespecifikováno	Navrhujeme upravit Zásady regulace cen za činnosti OTE tak, aby hodnota povoleného zisku pro elektroenergetiku, stanovená jako 70 % z výše vypočtené hodnoty povoleného zisku OTE, byla alokována do ceny za činnost zúčtování v elektroenergetice jako ve IV. regulačním období. Alternativně lze tento zisk alokovat do všech činností OTE v elektroenergetice podléhající cenové regulaci, tj. do činnosti související se zúčtováním odchylek, činnosti organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory obnovitelných zdrojů elektřiny (dále jen „POZE“) a činnosti související s administrací záruk původu, kdy tento způsob lze považovat za systémový.	Rozumíme cíli, kdy ERÚ přiznává OTE přiměřený zisk, který je (jak je uvedeno v kapitole 16.1.3.) „zdrojem pro rozvoj zařízení potřebného k výkonu licencované činnosti (nikoliv pro výplatu dividend)“. Nicméně nelze souhlasit se zahrnutím celého přiměřeného zisku, který by měl být generován za všechny činnosti vykonávané OTE v elektroenergetice, pouze do ceny za organizaci trhu s elektřinou. Jedná se o zcela nový přístup nastavený pro V. regulační období, který navíc nebyl ze strany ERÚ žádným způsobem odůvodněn. Dosud (v souladu s metodikou regulace pro IV. regulační období) byl zisk zohledňován v ceně za činnost zúčtování obdobně, jako je tomu v plynárenství, kde navíc tento přístup zůstává zachován i pro V. regulační období. V případě elektroenergetiky tato změna zahrnutí zisku představuje negativní dopad na subjekty účastnící se organizovaného trhu s elektřinou. Za předpokladu růstu této ceny mohou být účastníci trhu motivováni k obchodování mimo organizovaný trh s elektřinou, což v konečném důsledku může vést ke snižování zisku OTE. Je-li cílem ERÚ zajistit transparentnost, předvídatelnost a dlouhodobou stabilitu prostředí v odvětví elektroenergetiky, považujeme v takovém případě za vhodné zachovat dosavadní fungující principy regulace a případné změny provádět teprve v okamžiku, kdy je analýzou prokázáno, že je potřeba nějakého regulačního zásahu, a zároveň takový zásah v rámci transparentnosti odůvodnit vůči účastníkům trhu s elektřinou. Změna v přístupu k zohlednění zisku OTE v jeho cenách pro V. regulační období je naopak prováděna bez jakéhokoli komentáře, přičemž dopady takové změny jsou ze strany ERÚ navíc interpretovány ne zcela transparentně, když v rámci kapitoly 18.1. je předpokládán vývoj povolených výnosů OTE simulován pouze za činnost zúčtování, v níž však již zisk pro V. regulační období nemá být podle návrhu ERÚ zahrnován. Mají-li být dopady návrhu zásad regulace transparentně zobrazeny, pak by měly být uvedeny rovněž předpokládané výnosy za další regulované činnosti OTE v elektroenergetice (ideálně zobrazeny simulace výnosů v rozlišení podle těchto jednotlivých regulovaných činností). Pokud je přes výše uvedené z nějakého důvodu dosavadní regulační přístup shledáván jako nevyhovující, je vhodné hledat takový postup, který zohlední skutečnost, že OTE vykonává řadu regulovaných činností v elektroenergetice. Zisk OTE v elektroenergetice by tak měl být alokovan na všechny tyto činnosti, tj. na činnosti související se zúčtováním odchylek, činnosti organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory POZE a činnosti související s administrací záruk původu. Vhodným alokačním klíčem pak mohou být např. celkové náklady (včetně odpisů) na tyto uvedené jednotlivé činnosti v poměru k celkovým nákladům (včetně odpisů) za všechny tyto činnosti OTE v elektroenergetice. S ohledem na výše uvedené argumenty proto požadujeme upravit způsob regulace cen za činnosti OTE v elektroenergetice a zároveň transparentně zobrazit skutečné dopady navrhované změny regulace v části 18.1. v podobě povolených výnosů za jednotlivé činnosti OTE.	Částečně akceptováno S ohledem na fakt, že administrace obchodování s plynem není v současnosti vzhledem k nízkým objemům obchodovaného množství pro operátora trhu samofinancovatelná, bude cena za činnosti operátora trhu v plynárenství nadále pokrývat současně náklady spojené s činností zúčtování odchylek a náklady spojené s organizováním trhu v oblasti plynárenství. Nelze proto přijmout uváděný argument, že se v rámci zásad cenové regulace přístup obou sektorů k alokaci zisku operátora trhu do jednotlivých cen liší, respektive neodůvodnitelně liší. ERÚ se neztotožňuje s názorem připomínkujícího ohledně ne zcela transparentně interpretovaných dopadů navrhované změny. V kapitole 18, která popisuje vývoj povolených výnosů jednotlivých provozovatelů soustav a operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství, je z důvodu transparentnosti uvedena příslušná vysvětlující poznámka, že hodnoty pro operátora trhu v elektroenergetice obsahují údaje pouze za činnosti související se zúčtováním odchylek a činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů. Povolené výnosy operátora trhu za činnost organizace trhu nebyly do predikce povolených výnosů operátora trhu v elektroenergetice zahrnuty z důvodu jejich obtížné predikce a relevantním datům pouze pro první roky V. regulačního období, nicméně z důvodu větší transparentnosti a dalších dostupných dat bude predikce povolených výnosů operátora trhu v elektroenergetice doplněna o činnost organizace trhu. ERÚ nevidí praktický přínos dopadu u diverzifikace zisku operátora trhu v elektroenergetice mezi všechny činnosti, nicméně chápe důvody diverzifikace zisku mezi hlavní činnosti v elektroenergetice. S ohledem na podstatu činností a související rozsah finančního vypořádání zvolil ERÚ rozdělení zisku operátora trhu v elektroenergetice do ceny za zúčtování odchylek a ceny za organizaci trhu tak, aby bylo minimálně 30 % zisku pro oblast elektroenergetiky alokováno do ceny za činnosti zúčtování odchylek. Nesymetrické jednostranné omezení pro rozdělení zisku v oblasti elektroenergetiky mezi cenu za zúčtování odchylek a cenu za činnost organizace trhu souvisí s propojováním evropských trhů s elektřinou, které významně zvyšuje riziko poklesu zobchodovaného množství elektřiny na krátkodobých trzích s elektřinou zpoplatněného cenou za činnosti organizace trhu účtovanou operátorem trhu.
127	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.2.1.1. Eskalační faktor	Dovolujeme si zpřesnit první část textu kapitoly „16.2.1.1. Eskalační faktor“, potažmo 16.3.3. Eskalační faktor“ Eskalační faktor je index časové hodnoty peněz, kterým jsou upravovány vstupní parametry v rámci regulačního období pro použití v dalších letech.	Navrhujeme znění upravit v tomto smyslu: <i>Eskalační faktor je index cenové hladiny, kterým jsou upravovány vstupní parametry v rámci regulačního období pro použití v dalších letech.</i>	Eskalační faktor nevyjadřuje časovou hodnotu peněz (to vyjadřuje zvolená cena kapitálu), ale rozdíl cenových hladin mezi jednotlivými roky regulačního období.	Částečně akceptováno Textace byla sjednocena v rámci Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující.
128	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.2.1.2. Faktor efektivity	Do určité míry se vymezujeme oproti znění kapitoly „16.2.1.2. Faktor efektivity“, potažmo 16.3.4. Faktor efektivity“. Účelem faktoru efektivity je simulovat v regulovaném odvětví vliv tržních sil, protože reflektuje růst produktivity v celém odvětví. Pobídková regulace má za cíl motivovat regulované společnosti k aktivnímu hledání úspor individuálních nákladů. Pro V. regulační období stanovil ERÚ faktor efektivity ve výši 5 % na dobu 5 let, což představuje meziroční snížení nákladů ve výši 1,021 %. Faktor efektivity v V. regulačním období je aplikován i na výpočet základny povolených nákladů.	Znění odstavce navrhujeme modifikovat alternativně následovně: <i>Účelem faktoru efektivity je simulovat v regulovaném odvětví vliv tržních sil, protože reflektuje růst produktivity v celém odvětví.</i> <i>Pro V. regulační období stanovil ERÚ pro Operátora trhu s přihlédnutím ke specifčnosti jeho činností sektorový faktor efektivity ve výši 0 % / 0,25 % ročně.</i>	Není zde jednoznačně řečeno, zda navrhovaný faktor efektivity je individuální či sektorový. Pokud se jedná o individuální faktor efektivity, jedná se o multiplikativní působení s mechanismem tzv. profit sharingu. Jinými slovy regulační autorita je buď schopna jednoznačně identifikovat rozsah nákladové neefektivity, která je posléze přetransformována do ročního faktoru efektivity, nebo tohoto schopná není a implementuje některý z tzv. dodatečných pobídkových mechanismů (mezi které patří již zmíněný profit sharing), kdy jsou regulované subjekty motivovány své nákladové rezervy v čase rozpustit. Pakliže se jedná o sektorový faktor efektivity, navrhovaná výše je z hlediska tuzemského prostředí i charakteristiky OTE neúměrně vysoká. Činnosti operátora trhu plně využívají možností digitalizace a pružně reagují na technologické a organizační změny, prostor pro další optimalizaci procesů je omezený. Výše takovéhoho faktoru by se měla dle našeho názoru tudíž pohybovat v intervalu 0 % až 0,25 % ročně.	Částečně akceptováno Faktor efektivity je v regulovaném prostředí potřebný, neboť doplňuje motivaci k dosahování úspor prostřednictvím parametrizace výpočtu základny nákladů v rovině minimální nezbytné míry. Roční hodnota faktoru efektivity je upravena na výši 0,511 %. Pro společnosti s úsporou provozních nákladů oproti povoleným nákladům za IV. regulační období (roky 2016 – 2019) o více než 15 % bude roční hodnota nastavena na výši 0,2 %.

129	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.2.2.1. Povolené náklady	<p>Požadujeme modifikaci vybraných částí kapitoly „16.2.2.1. Povolené náklady“, resp. kapitol „16.2.3.1. Povolené náklady“, „16.2.4.1. Povolené náklady“, „16.2.5.2. Povolené náklady“, „16.3.1. Hodnota povolených nákladů“ a „16.4.1. Povolené náklady“ Viz texty jednotlivých kapitol</p>	<p>Navrhujeme nahrazení pojmu „ekonomicky oprávněné náklady“ termínem „regulačně oprávněné náklady“. Jedná se o náklady akceptované ze strany Úřadu jakožto náklady vstupující do výpočtu povolených nákladů. Povolené náklady jsou v souladu s jejich stávající definicí (není třeba ji měnit) náklady zahrnuté v povolených výnosech pro daný regulovaný rok.</p> <p>Alternativně navrhujeme:</p> <p>(I) eliminace faktoru efektivity, nebo</p> <p>(II) návrh korektního působení faktoru efektivit y v rámci mechanismu klouzavého průměru.</p> <p>Pokud Úřad preferuje druhé řešení, jsme připraveni s ním spolupracovat na návrhu vhodnějšího mechanismu působení faktoru efektivit y.</p> <p>Navrhujeme nastavení % sdílení úspor / překročení nákladů na hodnotu 50:50 pro oba tyto případy.</p> <p>Navrhujeme pojmout bonus / malus z profit sharingu jakožto samostatnou, nezávislou komponentu povolených nákladů, která následně v budoucnu nevstupuje do kalkulace dalších bonusů / malusů.</p> <p>Navrhujeme detailněji deklarovat fungování navrženého mechanismu směrem k faktoru trhu (není klouzavý průměr, není profit sharing, oddělená evidence od běžných nákladů).</p> <p>Navrhujeme znění dotčených odstavců modifikovat takto:</p> <p><i>Hodnota povolených nákladů na V. regulační období se stanoví ze skutečně dosažených hodnot regulačně oprávněných nákladů na základě klouzavého aritmetického průměru let i-4 až i-2. Samostatnou položkou pak bude komponenta profit sharing. Hodnoty regulačně oprávněných nákladů alokované na příslušnou činnost budou upraveny eskalačním faktorem na cenovou hladinu, která předchází regulovanému roku. Pro případné působení faktoru efektivit y bude vytvořeno teoreticky korektní schéma. Komponenta profit sharingu bude kalkulována na základě rozdílu v daném roce vykázaných regulačně oprávněných nákladů a povolených nákladů. Do povolených nákladů pro účely kalkulace profit sharingu nevstupuje hodnota případných bonusů / malusů z titulu profit sharingu z minulých let. Faktor trhu do mechanismu profit sharingu nevstupuje, a to jak v rovině povolených nákladů, tak vykázaných regulačně oprávněných nákladů. Procento sdílení mezi zákazníky a regulovaným subjektem je stanoven na 50:50 v obou případech, tj. v případě bonusu (úspora vykázaných regulačně oprávněných nákladů vůči povoleným nákladům) i malusu (překročení regulačně oprávněných nákladů vůči povoleným nákladům). Hodnota bonusu / malusu z titulu profit sharingu se stanoví jako tříletý průměr rozdílu vykázaných regulačně oprávněných nákladů a povolených nákladů za období i-4 až i-2, přičemž pro zdrojové roky spadající do minulého regulačního období je přiřazen bonus / malus nula. První bonus / malus bude tedy stanoven v roce 2023, kdy se bude jednat o průměr hodnoty za roky 2019 (nula), 2020 (nula) a 2021 (rozdíl regulačně oprávněných nákladů a povolených nákladů tohoto roku). Hodnota bonusu / malusu je takéž upravena eskalačním faktorem na cenovou hladinu aktuálního regulovaného roku.</i></p> <p><i>Zároveň budou v průběhu V. regulačního období ze strany ERÚ prováděny kontroly regulačně oprávněných nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů operátora trhu v jednotlivých letech V. regulačního období.</i></p>	<p>Dáváme na zvážení nazývat náklady vstupující do povolených výnosů „regulačně oprávněné náklady“. Obáváme se totiž, že legislativní rozměr výrazu „ekonomicky oprávněné náklady“ není zcela korektně chápán. Rozhodně se nebráníme diskusi s ERÚ ohledně rozsahu zahrnutí vybraných nákladových druhů / typů provozních nákladů do povolených výnosů, jen vidíme určité limity definice ekonomické oprávněnosti.</p> <p>Předpokládáme, že zmiňované „kontroly“ budou probíhat striktně dle Zákona č. 255/2012 Sb. (kontrolní řád) a v souladu se zmocněním ERÚ daným zákonem č. 458/200 Sb. (energetický zákon). Pakliže tento předpoklad platí, nevidíme jako nutné, aby si Úřad v návrhu zásad cenové regulace vyhrazoval přístup k vybraným informacím.</p> <p>S nastiňným mechanismem determinace povolených nákladů na bázi klouzavého průměru tří referenčních let souhlasíme. Taktéž (za podmínky eliminace individuálního faktoru efektivit y) nemáme námitek vůči zavedení profit sharingu. Vymezuje se však vůči těmto aspektům navrženého mechanismu:</p> <p>(1) Působení faktoru efektivit y – pokud chápeme návrh jakožto snahu reflektovat v rámci regulační trajektorie nákladů objektivní změny výše nákladů, navržené působení faktoru efektivit y pak co do mechaniky působení není dle našeho názoru zcela korektní.</p> <p>(2) Procento sdílení úspor / překročení nákladů nekoresponduje s předpokladem návrhu zásad cenové regulace zmiňovaným v kapitole 6.1.2. „spravedlnost a rovnováha“ – naopak výrazně znevýhodňuje regulované subjekty vůči zákazníkům.</p> <p>(3) Jsme přesvědčeni o tom, že mechanismus profit sharingu by neměl konfrontovat fakticky vykázané náklady s celkovými povolenými náklady (včetně bonusu či malusu) daného roku, neboť pak zde dochází k určitému „zacyklení“.</p> <p>(4) Chybí nám jednoznačná deklarace, že faktor trhu nevstupuje do mechanismu profit sharingu ani klouzavého průměru.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Ohledně termínu „ekonomicky oprávněné náklady“ je ERÚ odkázán na formulaci 19a zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů.</p> <p>K alternativnímu návrhu připomínajícího uvádíme, že bod (I) byl vypořádan u připomínky operátora trhu k faktoru efektivit y a u bodu (II) ERÚ i v kontextu dalších připomínek přistoupil ke změně parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na hodnotu 50:50. Obdobně dochází ke změně vazby na Faktor trhu, kde náklady uznané ve faktoru trhu pro V. regulační období nebudou vstupovat do mechanismu stanovení povolených nákladů. U faktoru trhu uznaného za IV. regulační období bude posuzováno, zda byl vzniklý náklad jednorázový, nebo má pravidelný charakter.</p>
130	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.2.2.2. Faktor trhu	<p>Navrhujeme modifikovat kapitoly „16.2.2.2. Faktor trhu“, „16.2.3.2. Faktor trhu“ a „16.3.2. Faktor trhu“ Viz texty jednotlivých kapitol</p> <p>V jednotlivých letech V. regulačního období může být hodnota upravených povolených výnosů případně na žádost operátora trhu navýšena o jednorázové významné náklady, které nevstoupily do výpočtu povolených nákladů.</p>	<p><i>V jednotlivých letech V. regulačního období může být hodnota upravených povolených výnosů případně na žádost operátora trhu navýšena o významné náklady, které nevstoupily do výpočtu povolených nákladů.</i></p>	<p>Náklady nově vzniklé v souvislosti s novými činnostmi zpravidla nebyvají jednorázové, ale jsou vynakládány po dobu více let (např. provozní náklady vyplývající z dopadů integrace trhů, implementace síťových kodexů, změny evropských směrnic a nařízení – viz Clean Energy Package).</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Změna parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na hodnotu 50:50 umožňuje promítnutí mimořádných nákladů (jednorázových i víceletých) do povolených nákladů pozvolna bez nutnosti aplikovat institut faktoru trhu. Faktor trhu přesto navrhujeme ponechat v modifikované podobě jako teoretickou možnost, kdy úřad na žádost posoudí specifické podmínky určitých významných mimořádných nákladů v kontextu souvislostí, které dnes nemusí být zcela jednoznačně zřejmé. Faktor trhu bude uznáván ex-post, tedy až po skutečném vynaložení nákladů, o jejichž uznání bude požádáno v rámci faktoru trhu.</p>

131	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.2.3.4. Zisk	<p>Nesouhlasíme s textací kapitol „16.2.3.4. Zisk“ a „16.3.6. Zisk“</p> <p>Hodnota povoleného zisku bude pro V. RO každoročně přepočítávána a je stanovena jako součin fixní míry výnosnosti a vlastního kapitálu bez hospodářského výsledku za roky vstupující do základny povolených nákladů. Jako bezriziková míra výnosnosti bude použita výnosnost desetiletých státních dluhopisů (UK1) zveřejněných v databázi ARAD ČNB za období (5/2018-4/2019) navýšená o 19% daň z příjmů právnických osob.</p> <p>Hodnota povoleného zisku pro elektroenergetiku je stanovena jako 70 % z výše vypočtené hodnoty povoleného zisku operátora trhu.</p>	<p>Navrhujeme text kapitol modifikovat takto:</p> <p><i>Zisk je stanoven jakožto součin investovaného kapitálu a výnosnosti vlastního kapitálu před zdaněním (na základě platné sazby daně z příjmu právnických osob) pro činnost operátora trhu v daném regulovaném roce.</i></p> <p><i>Výnosnost vlastního kapitálu reflektuje průměrnou dosahovanou tržní výnosnost za desetileté historické referenční období relevantní pro regulaci sektoru elektroenergetiky / plynárenství.</i></p> <p><i>Rozsah investovaného kapitálu koresponduje s částí vlastního kapitálu v roce T-2 (fixní hodnota pro celé regulační období) odpovídající stanovené hodnotě okamžité, resp. hotovostní likvidity:</i></p> <p><i>HLi=KFMi/KZi</i></p> <p><i>HLi ... Hotovostní likvidita v roce i;</i> <i>KFMi ... Krátkodobý finanční majetek – průměrná hodnota v roce i;</i> <i>KZi ... Krátkodobé závazky – průměrná hodnota v roce i.</i></p> <p><i>Hodnota likvidity je pro V. regulační období stanovena na 0,35.</i></p> <p><i>Část vlastního kapitálu vstupující do výpočtu zisku je pak spočítán tímto způsobem:</i></p> <p><i>VKRi=MIN(KZi×HLLi;VKi)</i></p> <p><i>VKRi ... Vlastní kapitál v limitu pro rok i;</i> <i>KZi ... Krátkodobé závazky – průměrná hodnota v roce i;</i> <i>HLLi ... Limitní hodnota hotovostní likvidity pro rok i;</i> <i>VKi ... Vlastní kapitál bez hospodářského výsledku za období – průměrná hodnota v roce i.</i></p> <p><i>Zároveň je stanovena dolní hranice vlastního kapitálu na úrovni základního kapitálu roku T-2 (tj. k 31. 12. 2019). Tato výše základního kapitálu je nezpochybnitelnou minimálně částkou alokovanou do vlastního kapitálu po celou regulační periodu.</i></p> <p><i>Výnosnost vlastního kapitálu před zdaněním koresponduje s hodnotou ceny vlastního kapitálu v rámci WACC pro elektroenergetiku a plynárenství stanovený dle varianty „B“, při rozdílných hodnotách stanovený jakožto vážený průměr obou hodnot s vahami 30 (plynárenství):70 (elektroenergetika).</i></p> <p><i>Na rozdíl od ostatních regulovaných činností je pro činnost operátora trhu výnosnost vlastního kapitálu stanovena jakožto před zdaněním a na základě neváženého (asset) beta koeficientu.</i></p>	<p>Důrazně se vymezujeme oproti stanovení zisku Operátora trhu na základě aplikace bezrizikové sazby. Toto není v návrhu zásad cenové regulace sice zmíněno, identifikace zdroje výnosnosti však vyznívá zcela jednoznačně.</p> <p>Bezrizikovou sazbu nelze využít hned z několika důvodů:</p> <p>(1) Nebude naplněn předpoklad §19a energetického zákona – konkrétně nebudou plnohodnotně uhrazeny náklady za poskytnutí vlastního kapitálu.</p> <p>(2) Tento parametr je citlivější na výkyvy v čase než WACC či jeho dílčí komponenty (konkrétně cena vlastních zdrojů).</p> <p>(3) Nelze obhájit tvrzení, že činnost OTE je prosta nesystematického rizika – podstoupené riziko je srovnatelné s rizikem ostatních regulovaných subjektů v elektroenergetice či plynárenství.</p> <p>(4) V tomto pojetí dochází k jevu, že reálná dosahovaná výnosnost za referenční období (historické období minulých deseti let) je často pod úrovní nulové reálné výnosnosti (reálná výnosnost = nominální výnosnost snižená o inflaci).</p> <p>Navýšení o sazbu daně z příjmů právnických osob je třeba zakotvit do regulačního rámce relativně, aby bylo možno jej v závislosti na případné změněné sazbě daně flexibilně modifikovat.</p> <p>Zatímco pro ostatní regulované subjekty Úřad uvažuje se dvěma scénáři stanovení míry výnosnosti, pro Operátora trhu uvažuje jen s jedinou – co do hodnoty nižší a méně stabilní v čase. Takovýto přístup nepovažujeme za korektní a spravedlivý.</p> <p>Jako jediný vhodný způsob stanovení míry výnosnosti pro činnost operátora trhu považujeme využití delšího (desetiletého) historického referenčního období, což zhruba koresponduje s filosofií varianty B stanovení míry výnosnosti pro ostatní regulované licence.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Podle současného znění energetického zákona nelze zisk u operátora trhu chápat jako zcela nárokový parametr bez jakýchkoliv omezení. ERÚ chápe zisk uznaný u operátora trhu jako prostředek pro rozvoj zařízení k výkonu licencované činnosti a částečně jako zdroj krytí nákladů z rizik a nepředvídatelných událostí souvisejících s činnostmi operátora trhu, které nemusí být vždy uznány do regulace, proto bude způsob stanovení zisku pro operátora trhu modifikován.</p> <p>Zisk bude vypočten z rozděleného základního kapitálu v poměru 0,7 pro elektroenergetiku a 0,3 pro plynárenství a vynásobením příslušných částí základního kapitálu hodnotami WACC pro elektroenergetiku a plynárenství. Avšak v případě vyplacení dividendy, která přesahuje 10 % hospodářského výsledku po zdanění, bude zisk stanoven jako součin bezrizikové míry výnosnosti navýšené o daň z příjmů a základního kapitálu při zachovaném poměru dělení mezi elektroenergetiku a plynárenství.</p>
132	OTE, a.s.	VKP 1. kolo	16.2.3.4. Zisk	<p>Nesouhlasíme s textací kapitoly 16.2.3.4. Zisk</p> <p>Nepovažujeme za vhodné, aby parametr „zisk“ byl v elektroenergetice přiřazen pouze činnosti organizace trhu a nikoli činnosti zúčtování odchylek. Celkový zisk pro činnosti v elektroenergetice by měl být alokován na obě tyto činnosti, přičemž by se mělo zároveň přihlédnout k tržnímu potenciálu činnosti organizace trhu.</p>	<p>Navrhujeme vhodně do textu (kapitola 16.2.) doplnit tento text:</p> <p><i>Parametr zisk je pro operátora trhu stanoven tímto způsobem:</i></p> <p><i>Je stanovena celková hodnota zisku pro celou regulovanou společnost – konkrétně jakožto součin investovaného kapitálu a výnosnosti vlastního kapitálu před zdaněním. Tento zisk je alokován na část plynárenství (30 %) a elektroenergetiku (70 %). V rámci elektroenergetiky figuruje regulační parametr zisk pouze pro činnost zúčtování odchylek a organizace trhu.</i></p> <p><i>Nejprve je stanoven zisk pro činnost organizace trhu, a to jakožto rozdíl mezi tržbami (stanoveny na základě konkurenčního benchmarkového stanovení poplatku za zobchodovanou MWh) a alokovanými povolenými náklady a odpisy.</i></p> <p><i>O tuto hodnotu se sníží zisk alokovaný pro elektroenergetickou část celkem a zbytková hodnota je pak přiřazena činnosti zúčtování odchylek.</i></p> <p><i>Zobchodované množství elektřiny se stanoví na základě plánu pro regulovaný rok a je předmětem následné korekce v roce i+2.</i></p>	<p>Stávající poplatek za zobchodovanou MWh, resp. cena za organizaci trhu je dle našeho názoru v porovnání s alternativními možnostmi obchodování relativně nízká. To znamená, že existuje určitý skrytý ekonomický potenciál v možnosti poplatek srovnat s benchmarkem, přičemž bude vygenerován v rámci činnosti organizace trhu určitý objem zisku. O tento objem zisku je pak možno snížit zisk připadající na činnost zúčtování odchylek.</p> <p>Praktický dopad je ten, že na část zisku operátora trhu budou přispívat komerční subjekty a pro konečné zákazníky se poplatek za zúčtování sníží.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>ERÚ chápe důvody diverzifikace zisku operátora trhu v oblasti elektroenergetiky mezi hlavní činnosti v elektroenergetice. S ohledem na podstatu činností a související rozsah finančního vypořádání zvolil ERÚ rozdělení zisku operátora trhu v elektroenergetice do ceny za zúčtování odchylek a ceny za organizaci trhu tak, aby bylo minimálně 30 % zisku pro oblast elektroenergetiky alokováno do ceny za činnosti zúčtování odchylek. Nesymetrické jednostranné omezení pro rozdělení zisku v oblasti elektroenergetiky mezi cenu za zúčtování odchylek a cenu za činnost organizace trhu souvisí s propojováním evropských trhů s elektřinou, které významně zvyšuje riziko poklesu zobchodovaného množství elektřiny na krátkodobých trzích s elektřinou zpoplatněného cenou za činnosti organizace trhu účtovanou operátorem trhu.</p> <p>Alokace zisku operátora trhu mezi činnosti v elektroenergetice bude probíhat na základě benchmarkového nastavení tak, aby poplatek za zobchodovanou MWh na krátkodobých trzích s elektřinou odpovídal úrovni obvyklé v EU.</p>

133	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	16.2.3.4. Zisk	<p><i>Kapitola 16.2.3.4. Zisk:</i></p> <p><i>„Hodnota povoleného zisku bude pro V. RO každoročně přepočítávána a je stanovena jako součin fixní míry výnosnosti a vlastního kapitálu bez hospodářského výsledku za roky vstupující do základny povolených nákladů.</i></p> <p><i>Jako bezriziková míra výnosnosti bude použita výnosnost desetiletých státních dluhopisů (UK1) zveřejněných v databázi ARAD ČNB za období (5/2018-4/2019) navýšená o 19 % daň z příjmů právnických osob.</i></p> <p><i>Hodnota povoleného zisku pro elektroenergetiku je stanovena jako 70 % z výše vypočtené hodnoty povoleného zisku operátora trhu.“</i></p>	<p>Navrhujeme upravit Zásady regulace cen za činnosti OTE tak, aby hodnota povoleného zisku pro elektroenergetiku, stanovená jako 70 % z výše vypočtené hodnoty povoleného zisku OTE, byla alokována do ceny za činnost zúčtování v elektroenergetice jako ve IV. regulačním období. Alternativně lze tento zisk alokovat do všech činností OTE v elektroenergetice podléhající cenové regulaci, tj. do činnosti související se zúčtováním odchylek, činnosti organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory obnovitelných zdrojů elektřiny (dále jen „POZE“) a činnosti související s administrací záruk původu, kdy tento způsob lze považovat za systémový.</p>	<p>Rozumíme cíli, kdy ERÚ přiznává OTE přiměřený zisk, který je (jak je uvedeno v kapitole 16.1.3.) „zdrojem pro rozvoj zařízení potřebného k výkonu licencované činnosti (nikoliv pro výplatu dividend)“. Nicméně nelze souhlasit se zahrnutím celého přiměřeného zisku, který by měl být generován za všechny činnosti vykonávané OTE v elektroenergetice, pouze do ceny za organizaci trhu s elektřinou.</p> <p>Jedná se o zcela nový přístup nasvrhovaný pro V. RO, který navíc nebyl ze strany ERÚ žádným způsobem odůvodněn. Dosud (v souladu s metodikou regulace pro IV. RO) byl zisk zohledňován v ceně za činnost zúčtování obdobně, jako je tomu v plynárenství, kde navíc tento přístup zůstává zachován i pro V. RO.</p> <p>V případě elektroenergetiky tato změna zahrnutí zisku představuje negativní dopad na subjekty účastníci se organizovaného trhu s elektřinou. Za předpokladu růstu této ceny mohou být účastníci trhu motivováni k obchodování mimo organizovaný trh s elektřinou, což v konečném důsledku může vést ke snižování zisku OTE.</p> <p>Je-li cílem ERÚ zajistit transparentnost, předvídatelnost a dlouhodobou stabilitu prostředí v odvětví elektroenergetiky, považujeme v takovém případě za vhodné zachovat dosavadní fungující principy regulace a případné změny provádět teprve v okamžiku, kdy je analýzou prokázáno, že je potřeba nějakého regulačního zásahu, a zároveň takový zásah v rámci transparentnosti odůvodnit vůči účastníkům trhu s elektřinou. Změna v přístupu k zohlednění zisku OTE v jeho cenách pro V. RO je naopak prováděna bez jakéhokoliv komentáře, přičemž dopady takové změny jsou ze strany ERÚ navíc interpretovány ne zcela transparentně, když v rámci kapitoly 18.1.je předpokládaný vývoj povolených výnosů OTE simulován pouze za činnost zúčtování, v níž však již zisk pro V. regulační období nemá být podle návrhu ERÚ zahrnován. Mají-li být dopady návrhu zásad regulace transparentně zobrazeny, pak by měly být uvedeny rovněž předpokládané výnosy za další regulované činnosti OTE v elektroenergetice (ideálně zobrazeny simulace výnosů v rozlišení podle těchto jednotlivých regulovaných činností).</p> <p>Pokud je přes výše uvedené z nějakého důvodu dosavadní regulační přístup shledáván jako nevyhovující, je vhodné hledat takový postup, který zohlední skutečnost, že OTE vykonává řadu regulovaných činností v elektroenergetice. Zisk OTE v elektroenergetice by tak měl být alokován na všechny tyto činnosti, tj. na činnosti související se zúčtováním odchylek, činnosti organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory POZE a činnosti související s administrací záruk původu. Vhodným alokačním klíčem pak mohou být např. celkové náklady (včetně odpisů) na tyto uvedené jednotlivé činnosti v poměru k celkovým nákladům (včetně odpisů) za všechny tyto činnosti OTE v elektroenergetice.</p> <p>S ohledem na výše uvedené argumenty proto požadujeme upravit způsob regulace cen za činnosti OTE v elektroenergetice a zároveň transparentně zobrazit skutečné dopady navrhované změny regulace v části 18.1. v podobě povolených výnosů za jednotlivé činnosti OTE.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>S ohledem na fakt, že administrace obchodování s plynem není v současnosti vzhledem k nízkým objemům obchodovaného množství pro operátora trhu samofinancovatelná, bude cena za činnosti operátora trhu v plynárenství nadále pokrývat současně náklady spojené s činností zúčtování odchylek a náklady spojené s organizováním trhu v oblasti plynárenství. Nelze proto přijmout uváděný argument, že se v rámci zásad cenové regulace přístup obou sektorů k alokaci zisku operátora trhu do jednotlivých cen liší, respektive neodůvodnitelně liší.</p> <p>ERÚ se neztotožňuje s názorem připomínkujícího ohledně ne zcela transparentně interpretovaných dopadů navrhované změny. V kapitole 18, která popisuje vývoj povolených výnosů jednotlivých provozovatelů soustav a operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství, je z důvodu transparentnosti uvedena příslušná vysvětlující poznámka, že hodnoty pro operátora trhu v elektroenergetice obsahují údaje pouze za činnosti související se zúčtováním odchylek a činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů. Povolené výnosy operátora trhu za činnost organizace trhu nebyly do predikce povolených výnosů operátora trhu v elektroenergetice zahrnuty z důvodu jejich obtížné predikce a relevantním datům pouze pro první roky V. regulačního období, nicméně z důvodu větší transparentnosti a dalších dostupných dat bude predikce povolených výnosů operátora trhu v elektroenergetice doplněna o činnost organizace trhu.</p> <p>ERÚ nevidí praktický přínos dopadu u diverzifikace zisku operátora trhu v elektroenergetice mezi všechny činnosti, nicméně chápe důvody diverzifikace zisku mezi hlavní činnosti v elektroenergetice. S ohledem na podstatu činností a související rozsah finančního vypořádání zvolil ERÚ rozdělení zisku operátora trhu v elektroenergetice do ceny za zúčtování odchylek a ceny za organizaci trhu tak, aby bylo minimálně 30 % zisku pro oblast elektroenergetiky alokováno do ceny za činnosti zúčtování odchylek. Nesymetrické jednostranné omezení pro rozdělení zisku v oblasti elektroenergetiky mezi cenu za zúčtování odchylek a cenu za činnost organizace trhu souvisí s propojováním evropských trhů s elektřinou, které významně zvyšuje riziko poklesu zobchodovaného množství elektřiny na krátkodobých trzích s elektřinou zpoplatněného cenou za činnosti organizace trhu účtovanou operátorem trhu.</p>
-----	-----------------------	-------------	----------------	---	---	---	--

134	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	16.2. Parametry regulačních o vzorce pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice, zejména k části: 16.2.3. Činnost organizace trhu (16.2.3.4 Zisk)	<p>Kapitola 16.2.3.4. Zisk:</p> <p>„Hodnota povoleného zisku bude pro V. RO každoročně přepočítávána a je stanovena jako součin fixní míry výnosnosti a vlastního kapitálu bez hospodářského výsledku za roky vstupující do základny povolených nákladů.</p> <p>Jako bezriziková míra výnosnosti bude použita výnosnost desetiletých státních dluhopisů (UK1) zveřejněných v databázi ARAD ČNB za období (5/2018-4/2019) navýšená o 19 % daň z příjmů právnických osob.</p> <p>Hodnota povoleného zisku pro elektroenergetiku je stanovena jako 70 % z výše vypočtené hodnoty povoleného zisku operátora trhu.“</p>	Navrhujeme upravit Zásady regulace cen za činnosti OTE tak, aby hodnota povoleného zisku pro elektroenergetiku, stanovená jako 70 % z výše vypočtené hodnoty povoleného zisku OTE, byla alokována do ceny za činnost zúčtování v elektroenergetice jako ve IV. regulačním období. Alternativně lze tento zisk alokovat do všech činností OTE v elektroenergetice podléhající cenové regulaci, tj. do činnosti související se zúčtováním odchylek, činnosti organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory obnovitelných zdrojů elektřiny (dále jen „POZE“) a činnosti související s administrací záruk původu, kdy tento způsob lze považovat za systémový.	<p>Rozumíme cíli, kdy ERÚ přiznává OTE přiměřený zisk, který je (jak je uvedeno v kapitole 16.1.3.) „zdrojem pro rozvoj zařízení potřebného k výkonu licencované činnosti (nikoliv pro výplatu dividend)“. Nicméně nelze souhlasit se zahrnutím celého přiměřeného zisku, který by měl být generován za všechny činnosti vykonávané OTE v elektroenergetice, pouze do ceny za organizaci trhu s elektřinou.</p> <p>Jedná se o zcela nový přístup navrhovaný pro V. RO, který navíc nebyl ze strany ERÚ žádným způsobem odůvodněn. Dosud (v souladu s metodikou regulace pro IV. RO) byl zisk zohledňován v ceně za činnost zúčtování obdobně, jako je tomu v plynárenství, kde navíc tento přístup zůstává zachován i pro V. RO.</p> <p>V případě elektroenergetiky tato změna zahrnutí zisku představuje negativní dopad na subjekty účastnící se organizovaného trhu s elektřinou. Za předpokladu růstu této ceny mohou být účastníci trhu motivováni k obchodování mimo organizovaný trh s elektřinou, což v konečném důsledku může vést ke snižování zisku OTE.</p> <p>Je-li cílem ERÚ zajistit transparentnost, předvídatelnost a dlouhodobou stabilitu prostředí v odvětví elektroenergetiky, považujeme v takovém případě za vhodné zachovat dosavadní fungující principy regulace a případné změny provádět teprve v okamžiku, kdy je analýzou prokázáno, že je potřeba nějakého regulačního zásahu, a zároveň takový zásah v rámci transparentnosti odůvodnit vůči účastníkům trhu s elektřinou. Změna v přístupu k zohlednění zisku OTE v jeho cenách pro V. RO je naopak prováděna bez jakéhokoli komentáře, přičemž dopady takové změny jsou ze strany ERÚ navíc interpretovány ne zcela transparentně, když v rámci kapitoly 18.1. je předpokládán vývoj povolených výnosů OTE simulován pouze za činnost zúčtování, v níž však již zisk pro V. regulační období nemá být podle návrhu ERÚ zahrnován. Mají-li být dopady návrhu zásad regulace transparentně zobrazeny, pak by měly být uvedeny rovněž předpokládané výnosy za další regulované činnosti OTE v elektroenergetice (ideálně zobrazeny simulace výnosů v rozlišení podle těchto jednotlivých regulovaných činností).</p> <p>Pokud je přes výše uvedené z nějakého důvodu dosavadní regulační přístup shledáván jako nevyhovující, je vhodné hledat takový postup, který zohlední skutečnost, že OTE vykonává řadu regulovaných činností v elektroenergetice. Zisk OTE v elektroenergetice by tak měl být alokován na všechny tyto činnosti, tj. na činnosti související se zúčtováním odchylek, činnosti organizace trhu, činnosti související s výplatou a administrací podpory POZE a činnosti související s administrací záruk původu. Vhodným alokačním klíčem pak mohou být např. celkové náklady (včetně odpisů) na tyto uvedené jednotlivé činnosti v poměru k celkovým nákladům (včetně odpisů) za všechny tyto činnosti OTE v elektroenergetice.</p> <p>S ohledem na výše uvedené argumenty proto požadujeme upravit způsob regulace cen za činnosti OTE v elektroenergetice a zároveň transparentně zobrazit skutečné dopady navrhované změny regulace v části 18.1. v podobě povolených výnosů za jednotlivé činnosti OTE.</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>S ohledem na fakt, že administrace obchodování s plynem není v současnosti vzhledem k nízkým objemům obchodovaného množství pro operátora trhu samofinancovatelná, bude cena za činnosti operátora trhu v plynárenství nadále pokrývat současně náklady spojené s činností zúčtování odchylek a náklady spojené s organizováním trhu v oblasti plynárenství. Nelze proto přijmout uváděný argument, že se v rámci zásad cenové regulace přístup obou sektorů k alokaci zisku operátora trhu do jednotlivých cen liší, respektive neodůvodnitelně liší.</p> <p>ERÚ se neztotožňuje s názorem připomínkujícího ohledně ne zcela transparentně interpretovaných dopadů navrhované změny. V kapitole 18, která popisuje vývoj povolených výnosů jednotlivých provozovatelů soustav a operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství, je z důvodu transparentnosti uvedena příslušná vysvětlující poznámka, že hodnoty pro operátora trhu v elektroenergetice obsahují údaje pouze za činnosti související se zúčtováním odchylek a činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů. Povolené výnosy operátora trhu za činnost organizace trhu nebyly do predikce povolených výnosů operátora trhu v elektroenergetice zahrnuty z důvodu jejich obtížné predikce a relevantním datům pouze pro první roky V. regulačního období, nicméně z důvodu větší transparentnosti a dalších dostupných dat bude predikce povolených výnosů operátora trhu v elektroenergetice doplněna o činnost organizace trhu.</p> <p>ERÚ nevidí praktický přínos dopadu u diverzifikace zisku operátora trhu v elektroenergetice mezi všechny činnosti, nicméně chápe důvody diverzifikace zisku mezi hlavní činnosti v elektroenergetice. S ohledem na podstatu činností a související rozsah finančního vypořádání zvolil ERÚ rozdělení zisku operátora trhu v elektroenergetice do ceny za zúčtování odchylek a ceny za organizaci trhu tak, aby bylo minimálně 30 % zisku pro oblast elektroenergetiky alokováno do ceny za činnosti zúčtování odchylek. Nesymetrické jednostranné omezení pro rozdělení zisku v oblasti elektroenergetiky mezi cenu za zúčtování odchylek a cenu za činnost organizace trhu souvisí s propojováním evropských trhů s elektřinou, které významně zvyšuje riziko poklesu obchodovaného množství elektřiny na krátkodobých trzích s elektřinou zpoplatněného cenou za činnosti organizace trhu účtovanou operátorem trhu.</p>
135	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.1.Fond obnovy a rozvoje	Nesouhlasíme, že délka rozhodného období dosáhne právě 15 let posledním dnem V. regulačního období. Nesouhlasíme s ERÚ navrženým řešením vyhodnocení Fondu obnovy a rozvoje.	Rozhodným obdobím je pro účely evidence stanoveno období počínající dnem 1. ledna 2010 a končící posledním dnem takového regulačního období, ve kterém délka rozhodného období dosáhne právě 15 let, tj. posledním dnem V. regulačního období posledním dnem roku 2024 . Výsledek hodnocení bude promítnut do relevantního snížení povolených odpisů v případě, že investice nebudou dosahovat hodnoty přeceněných odpisů s tolerancí 5 %. V VI. regulačním období Po vyhodnocení rozhodného období, ERÚ zohlední konečný stav Fondu obnovy a rozvoje do povolených výnosů pro jednotlivé roky v průběhu VI. regulačního období, v případě potřeby i do následujícího regulačního období.	<p>Rozhodné období započalo 1. ledna 2010. Dle našeho názoru 15 let dosáhne dne 31. prosince 2024. Navrhovaný limit 5 % není nikde objektivně vysvětlen ani podložen odbornou studií, což vede k domněnce, že byl stanoven arbitrárním způsobem. Limit je stanoven pouze jedním směrem, není řešena situace, kdy investice společnosti budou nad hodnotou odpisů. ERÚ v kapitole 6.1.1 deklaruje vyváženost regulace a snahu připravit motivační investiční prostředí což se nám jeví v rozporu s ERÚ navrhovaným řešením, které je pouze trestající, nikoliv motivační.</p>	<p><u>Neakceptováno</u></p> <p>Fond obnovy a rozvoje byl ve IV. regulačním období nastaven tak, aby evidoval, jak za období 15 let regulované subjekty vrací do systému prostředky, které jim zákazník v cenách uhradil, a následně byl vyhodnocen. Po vyhodnocení rozhodného období ERÚ zohlední konečný stav Fondu obnovy a rozvoje a výsledky promítne do povolených výnosů v průběhu příslušného regulačního období.</p> <p>5% limit byl stanoven arbitrárním způsobem.</p> <p>Fond obnovy a rozvoje byl zaveden Zásadami cenové regulace na IV. regulační období. Pokud by byl v průběhu deklarované 15leté doby z pravidel cenové regulace vypuštěn nebo upravován, znamenal by tento krok narušení legitimního očekávání účastníků trhu.</p> <p>V průběhu V. regulačního období se bude ERÚ zabývat možnostmi další aplikace Fondu obnovy a rozvoje po ukončení prvního 15letého referenčního období.</p>
136	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.2. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta A	<p>Základní připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu Zásad cenové regulace jsou uvedeny výše u bodu 7.2.4.1.</p> <p>Dílejší připomínky, zdůvodnění a návrhy na úpravu textu jsou uvedeny níže u jednotlivých komponent WACC.</p>	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	<u>Vysvětleno</u> Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.

137	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	17.1.2. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta A	Nespecifikováno	Navrhujeme ze Zásad zcela vypustit variantu A výpočtu míry výnosnosti aktiv a uplatnit pro stanovení výše míry výnosnosti variantu B včetně aplikace bonusu k WACC viz níže uvedená připomínka.	<p>Návrh metodiky výpočtu míry výnosnosti aktiv, vycházející ze Zásad cenové regulace pro III. RO je metodicky velmi nešťastný a je v rozporu s principy Zásad (viz výše uvedené podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí). Úřad konstatoval v metodice cenové regulace pro III. RO v popisu výpočtu míry výnosnosti, že (kapitola 5.2.4.1) „Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů.“ Od roku 2014 (včetně) je ČR ve fázi ekonomického růstu (s tempem růstu vysoce překračujícím 2 %, v letech 2015 a 2017 dokonce překračují 4 %) a i pro rok 2020 se předpokládá</p> <p>(podle predikce ČNB a Ministerstva financí) ekonomický růst přes 2 %.</p> <p>Úřad ve variantě A fakticky navrhuje nastavit pravidla regulace v přímém rozporu s vytknutými cíli,</p> <p>neboť pro síťové odvětví, které lze charakterizovat následujícím způsobem:</p> <p>I. kapitálově velmi náročné odvětví – RAB za sektor elektroenergetiky je v úrovni stovek miliard Kč,</p> <p>II. s velmi nízkou likviditou majetku – přenosové a distribuční sítě nelze „snadno vzít a prodat“, a</p> <p>III. dlouhou odpisovou dobou majetku – průměrná odpisová doba významně přesahuje 30 let,</p> <p>navrhuje stanovit vstupní parametry výpočtu míry výnosnosti následujícím způsobem:</p> <p>I. Hodnota bezrizikové míry výnosnosti R_f je určena jako dvanácti měsíční průměr desetiletých státních dluhopisů za období 1. května 2018 až 30. dubna 2019</p> <p>II. Nezadlužená beta srovnatelných společností $\beta_{unlevered}$, je stanovena aritmetickým průměrem za roky 2017 až 2019</p> <p>III. Tržní riziková přírážka MRP je stanovena na základě historické datové řady databáze „Damodaran online“</p> <p>IV. Náklad na cizí kapitál k_d je vypočten na základě průměru aktuálních sazeb s fixací sazby na 1 rok za období 31. května 2018 až 30. dubna 2019.</p> <p>Pomineme-li skutečnost, že ERÚ při určení vstupních parametrů využíval pro všechny klíčové komponenty vzorce rozdílnou délku historické řady, nelze v žádném případě souhlasit s konstrukcí výpočtu míry výnosnosti na základě krátkodobých řad (vzhledem k charakteru odvětví). Z uvedeného výpočtu vyplývá zcela mylná představa, že majetek v řádech desítek až stovek miliard korun lze refinancovat v horizontu jednoho kalendářního roku. Samotná skutečnost, že posunutím délky vztažného období v řádu jednotek měsíců lze změnit velikost R_f a k_d o desetiny procentního bodu, je zcela v rozporu s požadavkem na zajištění dlouhodobě stabilního investičního prostředí. Z tohoto pohledu lze konstatovat, že navrhovaná varianta B stanovuje hodnotu WACC systematicky na základě dlouhodobých řad (desetiletý medián), čímž umožňuje reflektovat cykličnost ekonomiky ve výpočtu míry výnosnosti, což je zcela běžný postup (best practice) při stanovení WACC ostatními regulátory nejen v Evropě. Přestože s principem výpočtu WACC podle varianty A nesouhlasíme (viz výše), považujeme za nutné zdůraznit, že v případě, kdy jsme při výpočtu WACC podle metodiky popsané ERÚ v návrhu Zásad zopakovali postup Úřadu (na základě veřejně dostupných údajů), jsme došli k odlišné hodnotě parametrů vzorce resp. hodnotě WACC. Veškerá data/soubory využitá z on-line databáze „Damodaran Online“ jsou staženy pomocí datového rozcestníku http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html</p>	<p>Akceptováno částečně</p> <p>Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B bez aplikace bonusu k WACC. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p> <p>ERÚ rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>
-----	---	----------------	--	-----------------	---	--	--

138	Hospodářská komora ČR	VKP 1. kolo	<p>17.1.2. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta A</p> <p>Návrh metodiky výpočtu míry výnosnosti aktiv, vycházející ze Zásad cenové regulace pro III. RO je metodicky velmi nešťastný a je v rozporu s uvedenými principy Zásad cenové regulace pro V. RO (viz výše uvedené podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí). ERÚ konstatoval v metodice cenové regulace pro III. RO v popisu výpočtu míry výnosnosti, že (kapitola 5.2.4.1) „Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů.“ Od roku 2014 (včetně) je ČR ve fázi ekonomického růstů (s tempem růstu vysoce překračujícím 2 %, v letech 2015 a 2017 dokonce překračují 4 %) a i pro rok 2020 se předpokládá (podle predikce ČNB a Ministerstva financí) ekonomický růst přes 2 %.</p> <p>Úřad ve variantě A fakticky navrhuje nastavit pravidla regulace v přímém rozporu s vytknutými cíli, neboť pro síťové odvětví, které lze charakterizovat následujícím způsobem</p> <p>I. kapitálově velmi náročné odvětví – RAB za oba sektory (elektřina a plyn) je v úrovni stovek miliard Kč,</p> <p>II. s velmi nízkou likviditou majetku – přenosové/přepravní a distribuční sítě nelze „snadno vzít a prodat“, a</p> <p>III. dlouhou odpisovou dobou majetku – průměrná odpisová doba významně přesahuje 30 let,</p> <p>navrhuje stanovit vstupní parametry výpočtu míry výnosnosti následujícím způsobem:</p> <p>I. Hodnota bezrizikové míry výnosnosti R_f je určena jako dvanácti měsíční průměr desetiletých státních dluhopisů za období 1. května 2018 až 30. dubna 2019</p> <p>II. Nezažlužená beta srovnatelných společností $\beta_{unlevered}$, je stanovena aritmetickým průměrem za roky 2017 až 2019</p> <p>III. Tržní riziková přírážka MRP je stanovena na základě historické datové řady databáze „Damodaran online“</p> <p>IV. Náklad na cizí kapitál k_d je vypočten na základě průměru aktuálních sazeb s fixací sazby na 1 rok za období 31. května 2018 až 30. dubna 2019.</p> <p>Pomineme-li skutečnost, že ERÚ při určení vstupních parametrů využíval pro všechny klíčové komponenty vzorce rozdílnou délku historické řady, nelze v žádném případě souhlasit s konstrukcí výpočtu míry výnosnosti na základě krátkodobých řad (vzhledem k charakteru odvětví). Z uvedeného výpočtu vyplývá zcela mylná představa, že majetek v řádu stovek miliard korun lze refinancovat v horizontu jednoho kalendářního roku.</p> <p>Samotná skutečnost, že posunutím délky vztažného období v řádu jednotek měsíců lze změnit velikost R_f a k_d o desetiny procentního bodu, je zcela v rozporu s požadavkem na zajištění dlouhodobě stabilního investičního prostředí. Z tohoto pohledu lze konstatovat, že navrhovaná varianta B stanovuje hodnotu WACC systematictěji na základě dlouhodobých řad (desetiletý medián), čímž umožňuje reflektovat cykličnost ekonomiky ve výpočtu míry výnosnosti, což je zcela běžný postup (best practice) při stanovení WACC ostatními regulátory nejen v Evropě.</p>	<p>Navrhujeme ze Zásad zcela vypustit variantu A výpočtu míry výnosnosti aktiv a uplatnit pro stanovení výše míry výnosnosti variantu B včetně aplikace bonusu k WACC viz níže uvedená připomínka.</p>	<p>Odkazováno na text připomínky</p>	<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Pro konečnou variantu míry výnosnosti byla zvolena varianta B bez aplikace bonusu k WACC. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p> <p>ERÚ rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>
-----	-----------------------	-------------	---	--	--------------------------------------	--

139	Svaz průmyslu a dopravy ČR	VKP 1. kolo	<p>„17.1.2.2. Bezriziková výnosová míra (<i>Risk-free rate</i>) – R_f</p> <p><i>Jedná se o bezrizikovou úrokovou míru stanovenou jako výnos dluhopisového koše státních dluhopisů České republiky denominovaných v CZK s průměrnou zbytkovou splatností 10 let. Za účelem stanovení R_f byl zvolen dvanáctiměsíční průměr výnosů desetiletých státních dluhopisů za období květen 2018 až duben 2019 (UK1) zveřejněných v databázi ARAD ČNB. V níže uvedené tabulce je uvedena hodnota stanovená za období 1. květen 2018 až 30. duben 2019.“</i></p> <p>„17.1.2.3. Nezadlužená beta srovnatelných společností ($\beta_{unlevered}$)</p> <p><i>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.“</i></p> <p>„17.1.2.6. Tržní riziková přírážka (<i>Market risk premium</i>) – MRP</p> <p><i>Tržní riziková přírážka zobrazuje investorské riziko vyjádřené rozdílem mezi výnosem z tržního portfolia dané země a bezrizikovou mírou výnosu. V podstatě se jedná o dodatečný očekávaný výnos investora, který je generován akceptací většího rizika oproti riziku investice do relativně bezrizikových státních dluhopisů. Konkrétní výpočet je dán rozdílem směrodatných odchylek výnosů ze státních dluhopisů a směrodatných odchylek výnosů z akcií s „ideálně“ rozloženým portfoliem za stejné období.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p><i>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 %). „</i></p> <p>„17.1.2.7. Náklady cizího kapitálu (<i>Cost of debt</i>) – k_d</p> <p><i>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.“</i></p> <p>17.1.2.9. <u>Parametry pro stanovení hodnoty WACC na V. regulační období</u></p> <table><tr><th colspan="2">Parametry vzorce</th></tr><tr><td>Bezriziková míra výnosu (R_f)</td><td>1,99 %</td></tr><tr><td>Koeficient beta nevážený ($\beta_{unlevered}$)</td><td>0,510</td></tr><tr><td>Koeficient beta vážený ($\beta_{levered}$)</td><td>0,785</td></tr><tr><td>Tržní riziková přírážka (MRP)</td><td>5,79 %</td></tr><tr><td>Objem cizího kapitálu (D)</td><td>40 %</td></tr><tr><td>Objem vlastního kapitálu (E)</td><td>60 %</td></tr><tr><td>Daňová sazba (T)</td><td>19,0 %</td></tr><tr><td>Náklady cizího kapitálu (R_D)</td><td>2,80 %</td></tr><tr><td>Náklady vlastního kapitálu (R_E)</td><td>6,54 %</td></tr><tr><td>WACC - nominální hodnota (po zdanění)</td><td>4,832 %</td></tr><tr><td>WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)</td><td>5,965 %</td></tr></table> <p>tabulka č. 21 Parametry pro stanovení hodnoty WACC – varianta A</p>	Parametry vzorce		Bezriziková míra výnosu (R_f)	1,99 %	Koeficient beta nevážený ($\beta_{unlevered}$)	0,510	Koeficient beta vážený ($\beta_{levered}$)	0,785	Tržní riziková přírážka (MRP)	5,79 %	Objem cizího kapitálu (D)	40 %	Objem vlastního kapitálu (E)	60 %	Daňová sazba (T)	19,0 %	Náklady cizího kapitálu (R_D)	2,80 %	Náklady vlastního kapitálu (R_E)	6,54 %	WACC - nominální hodnota (po zdanění)	4,832 %	WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	5,965 %	<p>Navrhujeme ze Zásad cenové regulace zcela vypustit variantu A výpočtu míry výnosnosti aktiv a uplatnit pro stanovení výše míry výnosnosti variantu B včetně aplikace bonusu k WACC viz výše uvedená připomínka.</p>	<p>Návrh metodiky výpočtu míry výnosnosti aktiv, vycházející ze Zásad cenové regulace pro III. RO je metodicky velmi nešťastný a je v rozporu s uvedenými principy Zásad cenové regulace pro V. RO (viz výše uvedené podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí). ERÚ konstatoval v metodice cenové regulace pro III. RO v popisu výpočtu míry výnosnosti, že (kapitola 5.2.4.1) „<i>Cílem nové metodiky je každoročně optimalizovat hodnotu nákladů na kapitál v průběhu finanční krize tak, aby odpovídaly aktuální situaci na trhu v případě, že dojde ke značnému výkyvu hodnot vstupních parametrů.</i>“ Od roku 2014 (včetně) je ČR ve fázi ekonomického růstu (s tempem růstu vysoce překračujícím 2 %, v letech 2015 a 2017 dokonce překračujícím 4 %) a i pro rok 2020 se předpokládá (podle predikce ČNB a Ministerstva financí) ekonomický růst přes 2 %.</p> <p>ERÚ ve variantě A fakticky navrhuje nastavit pravidla regulace v přímém rozporu s vytknutými cíli, neboť pro síťové odvětví, které lze charakterizovat následujícím způsobem:</p> <ul style="list-style-type: none">I. kapitálově velmi náročné odvětví – RAB za oba sektory (elektřina a plyn) je v úrovni stovek miliard Kč,II. s velmi nízkou likviditou majetku – přenosové/přepravní a distribuční sítě nelze „snadno vzít a prodat“, aIII. dlouhou odpisovou dobou majetku – průměrná odpisová doba významně přesahuje 30 let, <p>navrhuje stanovit vstupní parametry výpočtu míry výnosnosti následujícím způsobem:</p> <ul style="list-style-type: none">I. Hodnota bezrizikové míry výnosnosti R_f je určena jako dvanáctiměsíční průměr desetiletých státních dluhopisů za období 1. května 2018 až 30. dubna 2019II. Nezadlužená beta srovnatelných společností $\beta_{unlevered}$ je stanovena aritmetickým průměrem za roky 2017 až 2019III. Tržní riziková přírážka MRP je stanovena na základě historické datové řady databáze „Damodaran online“IV. Náklad na cizí kapitál k_d je vypočten na základě průměru aktuálních sazeb s fixací sazby na 1 rok za období 31. května 2018 až 30. dubna 2019. <p>Pomineme-li skutečnost, že ERÚ při určení vstupních parametrů využíval pro všechny klíčové komponenty vzorce rozdílnou délku historické řady, nelze v žádném případě souhlasit s konstrukcí výpočtu míry výnosnosti na základě krátkodobých řad (vzhledem k charakteru odvětví). Z uvedeného výpočtu vyplývá zcela mylná představa, že majetek v řádu stovek miliard korun lze refinancovat v horizontu jednoho kalendářního roku.</p> <p>Samotná skutečnost, že posunutím délky vztažného období v řádu jednotek měsíců lze změnit velikost R_f a k_d o desetiny procentního bodu, je zcela v rozporu s požadavkem na zajištění dlouhodobě stabilního investičního prostředí. Z tohoto pohledu lze konstatovat, že navrhovaná varianta B stanovuje hodnotu WACC systematictěji na základě dlouhodobých řad (desetiletý medián), čímž umožňuje reflektovat cykličnost ekonomiky ve výpočtu míry výnosnosti, což je zcela běžný postup (best practice) při stanovení WACC ostatními regulátory nejen v Evropě.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Pro konečnou variantu míry výnosnosti byla zvolena varianta B bez aplikace bonusu k WACC. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p> <p>ERÚ rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>
Parametry vzorce																														
Bezriziková míra výnosu (R_f)	1,99 %																													
Koeficient beta nevážený ($\beta_{unlevered}$)	0,510																													
Koeficient beta vážený ($\beta_{levered}$)	0,785																													
Tržní riziková přírážka (MRP)	5,79 %																													
Objem cizího kapitálu (D)	40 %																													
Objem vlastního kapitálu (E)	60 %																													
Daňová sazba (T)	19,0 %																													
Náklady cizího kapitálu (R_D)	2,80 %																													
Náklady vlastního kapitálu (R_E)	6,54 %																													
WACC - nominální hodnota (po zdanění)	4,832 %																													
WACC - nominální hodnota upravená o vliv daně (před zdaněním)	5,965 %																													
140	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	<p>17.1.2.3. Nezadlužená beta srovnatelných společností ($\beta_{unlevered}$)</p> <p>Nespecifikováno</p>	<p>Navrhujeme ze Zásad zcela vypustit variantu A výpočtu míry výnosnosti aktiv a uplatnit pro stanovení výše míry výnosnosti variantu B včetně aplikace bonusu k WACC viz níže uvedená připomínka.</p>	<p>Zdroj dat: http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls, kdy v případě uváděné podskupiny „Utility (General)“ v podskupině Europe je průměr unlevered beta za roky 2017 až 2019 (hodnota buňky N103, listu "Sheet1") rovna 0,546, nikoliv ERÚ uváděných 0,510.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Pro konečnou variantu míry výnosnosti byla zvolena varianta B bez aplikace bonusu k WACC. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.</p> <p>ERÚ se rozhodl neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>																								

141	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.2.3. Nezadlužená beta srovnatelných společností (β _{unlevered})	<p>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.</p> <p>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)“:</p> <p>2017 = 0,54; 2018 = 0,64; 2019 = 0,46; Průměr = 0,55</p> <p>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.</p>	Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.
142	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.2.5 Po měr cizího a vlastního kapitálu (D/E)	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.	Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.
143	Skupina ČEZ (ČEZ, a.s.; ČEZ Prodej, s.r.o.)	VKP 1. kolo	17.1.2.6. Tržní riziková přírážka (Market risk premium) – MRP	Nespecifikováno	Navrhujeme ze Zásad zcela vypustit variantu A výpočtu míry výnosnosti aktiv a uplatnit pro stanovení výše míry výnosnosti variantu B včetně aplikace bonusu k WACC viz níže uvedená připomínka.	<p>Damodaran Online</p> <p>Podle výpočtu ERÚ je vzata hodnota MRP jakou součet hodnot MRP US a rizikové přírážky ČR. V případě MRP US je zdrojem dat soubor</p> <p>http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histimpl.xls a v listu "Historical Impl Premiums. Implied Premium (FCFE) za rok 2018 je pak buňka P66 v případě, že (jako v ostatních parametrech výpočtu WACC) je vzata hodnota za rok 2018. Hodnota MRP US podle databáze „Damodaran Online“ je rovna hodnotě 5,96 % nikoliv hodnotě 5,0 %, kterou uvádí ERÚ s odkazem na tuto databázi.</p> <p>V případě Country Risk Premium ČR (tržní riziková přírážka ČR) je zdrojem dat soubor http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xlsx. Damodaran odvozuje Country Risk Premium (CRP) od rozdílu výnosnosti vládních dluhopisů upravenou o faktor 1,23, který vyjadřuje dodatečnou volatilitu akciového trhu oproti trhu dluhopisů. ERÚ však v rozporu se stanoviskem/metodikou prof. Damodarana (na kterou se odkazuje) neuvažuje volatilitu akciového trhu, ERÚ by tak měl uvažovat buňku F50 (hodnota 0,79 % *1,23 = 0,98 %) nikoliv pak hodnotu bez zohlednění volatility akciového trhu tedy buňky D50 (hodnota 0,79 %).</p> <p>Podle citované databáze, která byla zdrojem dat pro určení MRP, je celková hodnota MRP pro ČR rovna 6,94 %, nikoliv pouze 5,79 %.</p> <p>V níže uvedené tabulce je aktualizovaný výpočet velikosti WACC při uplatnění metodiky míry výnosnosti podle varianty A, kdy vstupní parametry jsou stanoveny na základě uvedené metodiky ERÚ. Z tabulky je patrné, že při využití metodiky ERÚ a vložení hodnot parametrů vzorce výpočtu WACC v souladu s popsáním přístupem ERÚ je hodnota WACC 6,914 % na místo ERÚ uváděných 5,965 %.</p> <p>Obecně se však domníváme, že postup stanovení výše WACC na základě jednoletých průměrů není metodicky správný, a doporučujeme využití Varianty B pro stanovení míry výnosnosti WACC. Současně však doporučujeme (viz níže uvedená připomínka) uplatnit bonus k WACC.</p>	Částečně akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B bez aplikace bonusu k WACC. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.

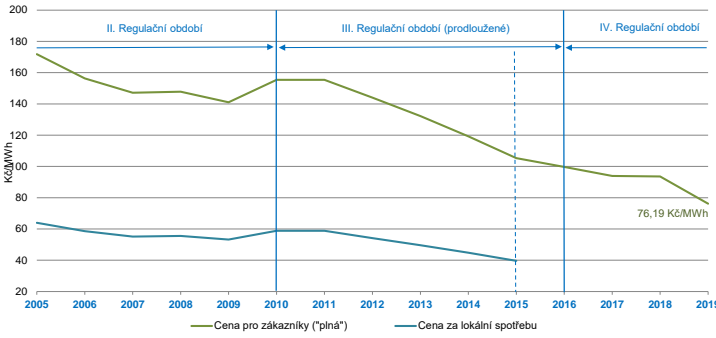
144	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.2.6. Tržní riziková přirážka (Market risk premium) – MRP	<p>V pasáži k tržní rizikové přirážce je uvedeno, že se ERÚ rozhodl při stanovení tržní rizikové přirážky řídit historickými daty podle databáze „Damodaran Online“. Na základě toho ERÚ stanovil MRP ve výši 5 %.</p> <p>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 %.</p> <p>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):</p> <p>Náklady na vlastní kapitál = výnos z dluhopisů+β*(výnos z akcií - výnos z dluhopisů). Tedy Náklady na vlastní kapitál = risk-free rate + market risk premium.</p> <p>Výše popsaná závislost mezi bezrizikovou mírou výnosnosti a market risk premium je zřejmá i z reportů světových 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).</p> <p>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.</p> <p>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 přirážky 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).</p>	Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.
145	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.2.6. Tržní riziková přirážka (Market risk premium) – MRP	<p>V pasáži k tržní rizikové přirážce je uvedeno, že se ERÚ rozhodl při stanovení tržní rizikové přirážky řídit historickými daty podle databáze „Damodaran Online“. Na základě toho ERÚ stanovil MRP ve výši 5 %.</p> <p>Dohledali jsme v databázi prof. Damodarana aktuální hodnotu market risk premium pro vyspělý kapitálový trh (dle 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 %.</p> <p>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):</p> <p>Náklady na vlastní kapitál = výnos z dluhopisů+β*(výnos z akcií - výnos z dluhopisů). Tedy Náklady na vlastní kapitál = risk-free rate + market risk premium.</p> <p>Výše popsaná závislost mezi bezrizikovou mírou výnosnosti a market risk premium je zřejmá i z reportů světových 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).</p> <p>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 Damodarana, dospějeme k další nelogičnosti návrhu ERÚ. Hodnota pro ČR vychází dle metodiky ERÚ 7,78 %, hodnota pro US vychází dle dat z 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.</p> <p>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 přirážky 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).</p>	Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.

146	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.2.7. Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) – kd	<p>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.</p> <p>Důvody:</p> <p>* 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.</p> <p>* Objem úvěrů s fixními sazbami nad 1 rok je velmi malý, de facto nelikvidní.</p>	Požadujeme vypustit variantu A z návrhu Zásad cenové regulace.	Odkazováno na text připomínky	Akceptováno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.
147	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.3. Míra výnosnosti – vážené průměrné náklady na kapitál – varianta B	<p>Základní připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu Zásad cenové regulace jsou uvedeny výše u bodu 7.2.4.2.</p> <p>Dílčí připomínka, zdůvodnění a návrh na úpravu textu jsou uvedeny níže u jednotlivých komponent WACC.</p>	Bez specifikace	Odkazováno na text připomínky	Vysvětleno Nejedná se o věcnou připomínku.
148	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.3.6 Ná klady cizího kapitálu (Cost of debt) – kd	<p>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).</p> <p>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 >> Stavý obchodů >> Úrokové sazby (harmonizované)“, kategorie „Nefinanční podniky (S.11) - splatnost nad 5 let“. Je vhodné vycházet z časových řad „Stavý 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.</p>	<p>Za účelem stanovení nákladů dluhového financování byla –použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:</p> <p>kd = Rf + credit risk margin (CRM),</p> <p>kd Cost of debt (náklady dluhového financování),</p> <p>Rf bezriziková úroková míra,</p> <p>CRM riziková prémie sektoru.</p> <p>využita „Databáze časových řad ARAD >> Statistická data >> Měnová a finanční statistika >> Měnová statistika >> B. Úrokové sazby MFI včetně objemů >> Stavý 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.</p>	Odkazováno na text připomínky	Vysvětleno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B v navrhované podobě. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ. Nastavení regulovaných nákladů dluhu podle statistiky ARAD neodpovídá subjektům srovnatelných s regulovanými subjekty, dá se předpokládat, že tyto dvě skupiny mají odlišné náklady na dluh, o čemž svědčí i výroční zprávy regulovaných subjektů.
149	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.3.6 Ná klady cizího kapitálu (Cost of debt) – kd	<p>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).</p> <p>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 >> Stavý obchodů >> Úrokové sazby“, kategorie „Nefinanční podniky (S.11) - splatnost nad 5 let“. Je vhodné vycházet z časových řad „Stavý 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.</p>	<p>Za účelem stanovení nákladů dluhového financování byla –použita forma výpočtu dle následujícího vzorce:</p> <p>kd = Rf + credit risk margin (CRM),</p> <p>kd Cost of debt (náklady dluhového financování),</p> <p>Rf bezriziková úroková míra,</p> <p>CRM riziková prémie sektoru.</p> <p>využita „Databáze časových řad ARAD >> Statistická data >> Měnová a finanční statistika >> Měnová statistika >> B. Úrokové sazby MFI >> Stavý obchodů >> Úrokové sazby“, 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.</p>	Odkazováno na text připomínky	Vysvětleno Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B v navrhované podobě. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ. Nastavení regulovaných nákladů dluhu podle statistiky ARAD neodpovídá subjektům srovnatelných s regulovanými subjekty, dá se předpokládat, že tyto dvě skupiny mají odlišné náklady na dluh, o čemž svědčí i výroční zprávy regulovaných subjektů.
150	ČSRES ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. ČEPS, a.s.	VKP 1. kolo	17.1.3.9. Parametry pro stanovení hodnoty WACC na V. regulační období	Jedná se o úpravy navazující na výše uvedenou připomínku.	Úprava tabulky se stanovením hodnoty WACC.	Odkazováno na text připomínky	Vysvětleno Nejedná se o věcnou připomínku.

151	Pražská plynárenská distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	17.3.2. Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy, část A) Upravené povolené výnosy	<p>V uvedené kapitole chybí řešení situace, kdy regulovaný subjekt masivně investuje nad odpisy v případě obnovovacích investic.</p>	<p>PV_{dpi} [Kč] je hodnota povolených výnosů provozovatele distribuční soustavy pro činnost distribuce plynu pro regulovaný rok <i>i</i> stanovená vztahem</p> $PV_{dpi} = PN_{dpi} + O_{dpi} + Z_{dpi} + FT_{dpi} + FO_{dpi}$ <p>Kde...FO_{dpi} [Kč] je hodnota faktoru obnovy pro regulovaný rok <i>i</i> zohledňující jak zvýšenou potřebu financování investic do obnovy plynárenské distribuční soustavy dle 7.1.2, FO_{dpi} = FO_{dpli} – KF_{dptoi}</p> <p>příčemž FO_{dpli} je stanoven vztahem</p> $FO_{dpli} = IO_{dpli} - O_{dpli}$ <p>kde</p> <p>IO_{dpli} [Kč] je plánovaná hodnota investic do obnovy provozovatele distribuční soustavy pro rok <i>i</i></p> <p>Od_{dpli} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy pro rok <i>i</i></p> <p>KF_{dptoi} [Kč] je hodnota korekčního faktoru parametru faktor obnovy, zohledňující rozdíl mezi skutečným a plánovaným faktorem obnovy v roce <i>i-2</i>, stanovená vztahem</p> $KF_{dptoi} = \left(\left(IO_{dpli-2} - O_{dpli-2} \right) - \left(IO_{dpski-2} - O_{dpski-2} \right) \right) \times \left(1 + \frac{MV_{dpi-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{MV_{dpi-1}}{100} \right)$ <p>při dodržení podmínky, že</p> $\left(\left(IO_{dpli-2} - O_{dpli-2} \right) - \left(IO_{dpski-2} - O_{dpski-2} \right) \right) > 0$ <p>kde</p> <p>IO_{dpli-2} [Kč] je plánovaná hodnota investic do obnovy provozovatele distribuční soustavy pro rok <i>i-2</i>,</p> <p>Od_{dpli-2} [Kč] je plánovaná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce plynu pro rok <i>i-2</i>,</p> <p>IO_{dpski-2} [Kč] je skutečná hodnota investic do obnovy provozovatele distribuční soustavy pro rok <i>i-2</i>,</p> <p>O_{dpski-2} [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce plynu pro rok <i>i-2</i>,</p> <p>MV_{dpi-2} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost distribuce plynu pro regulovaný rok <i>i-2</i>,</p> <p>MV_{dpi-1} [%] je míra výnosnosti regulační báze aktiv pro činnost distribuce plynu pro regulovaný rok <i>i-1</i>,</p> <p>Korekční faktor faktoru obnovy KF_{dptoi} může nabývat pouze kladných hodnot.</p> <p>Faktor obnovy bude stanoven pouze při splnění podmínky, že hodnota FOR_{dpi} je záporná, přičemž platí:</p> $FO_{dpli} \leq -1 \times FOR_{dpi} \text{ a zároveň}$ $FO_{dpli} > 0$	<p>V současné době a očekávané blízké budoucnosti se přiblíží horní hranici technické životnosti velkého množství starých ocelových plynovodů na místních distribučních sítích. Výměna této skupiny plynovodů je žádoucí nejen z hlediska respektování předpokládané ekonomické životnosti (nárůst úniků a havarijních oprav), ale zejména z titulu zvýšeného požadavku na bezpečnosti provozování plynárenské soustavy v městské zástavbě (intravilánu), kde je situace v mnoha ohledech specifická (zejména vysoká koncentrace lidí a majetků). Jako vhodný nástroj se pro tento účel jeví výše uvedený nástroj, který by dotčeným regulovaným subjektům za splnění předem stanovených podmínek, kompenzoval zvýšené investiční výdaje do investic obnovujících stávající infrastrukturu nad odpisy regulovaného subjektu.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Povolené odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot v jednotlivých letech V. regulačního období. Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečných hodnot s dvouletým zpožděním a s využitím časové hodnoty peněz.</p> <p>V případě prokazatelného nedostatku finančních prostředků určených pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu soustavy formou obnovy, např. z důvodu nesprávně provedeného ocenění hodnoty aktiv společnosti, bude možné stav řešit individuálně posouzením aktuální a potřebné zůstatkové hodnoty aktiv a související výše odpisů.</p>
152	Pražská plynárenská distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	17.3.2. Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy, část B) Fond obnovy a rozvoje	<p>Uvedená část není provázaná na nový nástroj faktor obnovy navržený v připomínce č. XIII.</p>	<p>Stav fondu obnovy a rozvoje FOR_{dpi} provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok „i“ regulačního období začínajícího dne 1. ledna 2021 je stanoven vztahem</p> $FOR_{dpi} = \sum_{t=2012}^{L+i} O_{dpskt-2} + \sum_{t=2012}^{L+i} FO_{dpskt-2} - \sum_{t=2012}^{L+i} IA_{dpskt-2}$ <p>kde</p> <p>O_{dpskt-2} [Kč] je skutečná hodnota odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele distribuční soustavy sloužícího k zajištění distribuce plynu pro rok <i>t-2</i></p> <p>FO_{dpskt-2} [Kč] je skutečná hodnota faktoru obnovy pro rok <i>t-2</i></p> <p>IA_{dpskt-2} [Kč] je skutečná hodnota aktivovaných investic provozovatele distribuční soustavy pro rok <i>t-2</i></p>	<p>V návaznosti na připomínku č. XIII, je vhodné zakomponovat tento nový nástroj i do výpočtu fondu obnovy a rozvoje.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Povolené odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot v jednotlivých letech V. regulačního období. Plánované hodnoty odpisů budou korigovány podle skutečných hodnot s dvouletým zpožděním a s využitím časové hodnoty peněz.</p> <p>V případě prokazatelného nedostatku finančních prostředků určených pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu soustavy formou obnovy, např. z důvodu nesprávně provedeného ocenění hodnoty aktiv společnosti, bude možné stav řešit individuálně posouzením aktuální a potřebné zůstatkové hodnoty aktiv a související výše odpisů.</p>

153	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	17.3.4. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení	Navrhujeme přehodnotit přístup k rozvoji DS s ohledem na zákonnou povinnost regulovaného subjektu zajistit bezpečný a spolehlivý provoz DS. Provozovatel DS má ze zákona povinnost zajistit bezpečný a spolehlivý provoz DS. Naše DS byla budována, resp. Jižní Čechy byly plynofikovány, jako jedna z posledních. I to je důvodem skutečnosti, že v určitých oblastech zbývá např. dobudovat určité propoje, aby bylo splněno kritérium n-1 a zajištěn stejný standard bezpečnosti a spolehlivosti dodávky, resp. aby bylo možné provést nezbytné odstávky za účelem obnovy plynárenské soustavy. Je logické, že tyto propoje se nebudují pro nové zákazníky, ale pro zákazníky stávající. Regulovaná hodnota plynárenského majetku spočtená dle metodiky uvedené v Zásadách by tedy zcela nepochybně nepokryla náklady nezbytně nutné pro tuto investici, což je mimochodem i v rozporu s EZ. Nicméně chápeme potřebu ERÚ regulovat rozvoj plynárenské DS a proto navrhujeme aplikovat metodiku skutečně jen na rozvoj a odkupy související se zvýšením počtu odběrných míst nebo množství distribuovaného plynu, nikoliv investice charakteru n-1, resp. k zajištění standardní bezpečnosti a spolehlivosti všem koncovým zákazníkům.	“Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je hodnota, kterou lze přičíst k regulační bázi aktiv držitele licence v případě nabytí tohoto zařízení. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná provozovatelem distribuční soustavy od třetích stran a zákazníků provozovatele distribuční soustavy. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná vlastní investiční činností v případě, že se jedná o rozvoj distribuční soustavy. Netýká se investic k zajištění bezpečnosti a spolehlivosti, resp. n-1. “	Odkazováno na text připomínky	<u>Akceptováno s úpravou</u> V Zásadách upraveno následovně: „Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je hodnota, kterou lze přičíst k regulační bázi aktiv držitele licence v případě nabytí tohoto zařízení. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná provozovatelem distribuční soustavy od třetích stran a zákazníků provozovatele distribuční soustavy. Regulovaná hodnota plynárenského zařízení je stanovena pro plynárenská zařízení nabývaná vlastní investiční činností v případě, že se jedná o kvantitativní rozvoj distribuční soustavy. Netýká se investic do kvalitativního rozvoje a obnovy distribuční soustavy. Kvantitativním rozvojem distribuční soustavy se pro účely stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení rozumí výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční soustavy, která ani zčásti nenahrazuje existující zařízení a která souvisí s nárůstem počtu odběrných míst. Kvalitativním rozvojem distribuční soustavy se rozumí výstavba nových či rozšiřování stávajících zařízení distribuční soustavy, která ani zčásti nenahrazuje existující zařízení a která je realizována z titulu plnění povinností držitele licence stanovených právními předpisy. Obnovou distribuční soustavy se rozumí investice do distribuční soustavy, které nejsou ani kvantitativním, ani kvalitativním rozvojem distribuční soustavy, například náhrada stávajících zařízení za nové, i když technicky dokonalejší, tak, aby byla zachována jejich funkce z hlediska bezpečnosti, spolehlivosti, dodržení standardů, optimalizace provozních nákladů. “
154	E.ON Distribuce, a.s.	VKP 1. kolo	17.3.4. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení	Navrhujeme aktualizovat způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení. Navrhovaný způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení je poplatný době předchozích regulačních period, kdy regulované subjekty odkupovaly od měst a obcí jimi budované plynofikace, na které mnohdy byly čerpány investiční dotace. V horizontu cca 2 let budou většinou tyto odkupy vyřešeny a nově se budou odkupovat především nedávno budované plynofikace, resp. přípojky. Regulovaná, resp. maximální cena, za kterou může regulovaný subjekt plynofikaci odkoupit představuje i určitou výhodu ve vyjednávání a předchází sporům mezi koncovým zákazníkem a regulovaným subjektem. Nicméně u těchto nově budovaných zařízení nedává smysl kalkulovat výnosy pouze za 15 let, když životnost těchto zařízení je min. 40 let. Dále nedává smysl přepočet budoucích toků generovaných tímto majetkem, resp. distribucí přes tento majetek, na dnešní hodnotu pomocí diskontu ve výši WACCu, když v jiných oblastech, např. v případě povolených nákladů, přepočítává ERÚ pomocí indexu cen průmyslových výrobců (PPI). Dále je nutno zohlednit, že připojováním nové spotřeby dochází k vyššímu využití stávajícího regulovaného majetku, což je cíl nejen ERÚ, ale i regulovaného subjektu, a ve svém výsledku přináší snížení cen za distribuci pro všechny koncové zákazníky. S ohledem na plnění závazných ergo-klimatických cílů EU nabízí zemní plyn efektivní řešení. Zemní plyn, na rozdíl od elektřiny, má ale více konkurentů, kteří na rozdíl od něj, nejsou regulováni, ba naopak jsou státem významně podporováni formou dotací – např. kotlíkové dotace. V návaznosti na výše popsané je třeba zajistit, aby regulovaná hodnota majetku odpovídala realitě a tím byla zajištěna adekvátní konkurenceschopnost plynárenství a především se snížily ceny za distribuci pro koncové zákazníky. Z dlouhodobého pohledu navrhujeme v průběhu V.RO zavést, obdobně jako v oblasti distribuce elektřiny, poplatek za připojení a platbu za rezervovanou kapacitu s ohledem na efektivnější využití DS, resp. spravedlivou alokaci nákladů.	Kapitola 17.3.4. Odstavec 2. Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení a) Tržby za služby distribuční soustavy Tržby za služby distribuční soustavy z hodnoceného plynárenského zařízení jsou do výpočtu zahrnuty v ročním členění pro období 15 40 let od zahájení prodeje. Odstavec 3. Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení jsou a) diskontní míra je stanovena jako index cen průmyslových výrobců (PPI) ve stejné výši jako míra výnosnosti regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy po zdanění , b) výše provozních nákladů je rovna 1,2 % z ceny pořízení hodnoceného plynárenského zařízení, přičemž se vychází z obvyklé ceny pořízení, c) míra inflace 2,3 %, stanovena jako aritmetický průměr měsíčních hodnot míry inflace vyjádřené přírůstkem průměrného ročního indexu spotřebitelských cen, zveřejněných Českým statistickým úřadem, za roky období srpen 2018 až červenec 2019, d) doba návratnosti investice je 15 40 let od roku zahájení prodeje z hodnoceného plynárenského zařízení, pokud lze oprávněně předpokládat, že minimálně po tuto dobu hodnocené plynárenské zařízení zaručí bezpečné a spolehlivé poskytování služby distribuční soustavy.	Odkazováno na text připomínky	<u>Akceptováno s úpravou</u> V Zásadách upraveno následovně: 2. Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení a) Tržby za služby distribuční soustavy Tržby za služby distribuční soustavy z hodnoceného plynárenského zařízení jsou do výpočtu zahrnuty v ročním členění na období 30 let od zahájení prodeje. U plynárenských zařízení, jejichž životnost je kratší než rozhodné období pro výpočet regulované hodnoty souboru plynárenských zařízení, se do výpočtu zahrne předpoklad o investici do obnovy tohoto zařízení po ukončení jeho životnosti a předpoklad o jeho provozu do konce rozhodného období. 3. Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení d) doba návratnosti investice je 30 let od roku zahájení prodeje z hodnoceného plynárenského zařízení, pokud lze oprávněně předpokládat, že minimálně po tuto dobu hodnocené plynárenské zařízení zaručí bezpečné a spolehlivé poskytování služby distribuční soustavy. B. Postup stanovení regulovaných nákladů na úhradu nájemného za užívání plynárenských zařízení ve vlastnictví třetích osob 1. Způsob výpočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za plynárenské zařízení a) roční odpis je vypočten jako podíl regulované hodnoty plynárenského zařízení a doby životnosti, která je pro účely výpočtu výše regulovaných nákladů na úhradu nájemného stanovena na 30 let ; doba životnosti 30 let je pro výpočet odpisů použita při každém stanovení regulovaných nákladů na úhradu nájemného bez ohledu na dobu trvání nájemního vztahu,
155	Odborový svaz UNIOS	VKP 2. kolo	7.1.1. Povolené náklady	Pojem „ekonomicky oprávněné náklady“, který je rovněž použit v Metodice ekonomicky oprávněných nákladů, nepovažuje za ekonomicky oprávněné náklady některé, v pracovní praxi, obecně užívané benefity.	Konkrétní textový návrh na promitnutí uvedené připomínky není předkládán, neboť řešení tohoto problému vyžaduje komplexnější přístup.	Z pohledu Odborového svazu UNIOS jde zejména o problematiku ekonomické neoprávněnosti řady, na pracovním trhu běžných benefitů, které v dnešní době pomáhají zlepšovat konkurenceschopnost zaměstnavatelů na trhu práce při hledání kvalifikovaných uchazečů. Odborový svaz UNIOS nesouhlasí se způsobem stanovení oprávněných nákladů a tím, jak byly ze strany ERÚ nedostatečně, s povrchním odůvodněním, vypořádány připomínky k dokumentu Metodika ekonomicky oprávněných nákladů. Neakceptace na trhu běžných benefitů pro zaměstnance může v budoucnu vést k jejich rušení ze strany provozovatelů přepravních a distribučních soustav, a to následně povede ke zhoršení jejich postavení na pracovním trhu.	<u>Částečně akceptováno</u> Připomínka se netýká věcného obsahu Zásad cenové regulace. ERÚ vedl k nastavení uváděné metodiky samostatný konzultační proces. Přímý odkaz na metodiku ekonomicky oprávněných nákladů bude ze Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující odstraněn.

156	GasNet, s.r.o.	VKP 2. kolo	5. kapitola Vyhodnoce ní IV. regulačníc h období	V tomto odstavci navrhuje konstatování ve smyslu nenaplnění původního cíle IV. regulačního období, měla sloužit ke zpracování přecenění majetku, sloužícího k licencované činnosti a jeho následného promítnutí do regulované báze aktiv, potažmo do regulovaných cen.	Zpracování metodiky pro nové ocenění dlouhodobého majetku regulovaných společností a provedení nového ocenění aktiv nebylo v průběhu IV. regulačního období uskutečněno. Vzhledem k rostoucímu objemu potřebných investic na obnovu, rozvoji nových technologií bude pro V. regulační období použita pro stanovení hodnoty RAB zůstatková účetní hodnota aktiv. Následně bude během V. regulačního období posouzena možnost přechodu metodiky regulace v VI. regulačním období z nominálního (regulační aktiva v pořizovacích cenách a nominální WACC) na reálný model (každoroční inflační úprava regulačních aktiv a reálný WACC). z důvodu rozhodnutí o pokračování v aplikaci nominální míry výnosnosti na nominální hodnoty aktiv i v rámci V. regulačního období. V tomto ohledu se nechystá změna ani pro další regulační období.	Zpracování metodiky pro nové ocenění dlouhodobého majetku regulovaných společností a provedení nového ocenění aktiv nebylo uskutečněno z důvodu rozhodnutí o pokračování v aplikaci nominální míry výnosnosti na nominální hodnoty aktiv i v rámci V. regulačního období. V tomto ohledu se nechystá změna ani pro další regulační období.	Aktiva, která jsou využívána k licencované činnosti, vykazují velmi dlouhé životnosti, nicméně řadu těchto celků, vybudovaných v minulém tisíciletí v situaci naprosto odlišné ekonomické reality bude v nadcházejících regulačních obdobích potřeba obnovit. Aktuální a zcela jistě i budoucí ceny obnovy jsou často několikanásobně vyšší, než historické hodnoty, uplatněné v současném modelu regulované báze aktiv (RAB). Vzhledem k vysokému nárůstu objemu plánovaných dlouhodobých investic a cenovému efektu není současný nominální model regulace schopen zajistit do budoucna regulovaným subjektům dostačující prostředky jak na obnovu, tak i na rozvoj majetku.	Tento fakt již regulátor v minulosti několikrát akceptoval mimo jiné aplikací částečně přeceněných odpisů v regulačním vzorci, aplikací koeficientu přecenění při kalkulaci RAB, ale zejména deklarací nutnosti přecenění aktiv v Zásadách pro IV. regulační období. V tomto směru byly ze strany ERÚ dokonce vykonány konkrétní kroky v podobě zahájení projektu s cílem přecenit aktiva regulovaných subjektů v průběhu zkráceného IV. regulačního období. Tento projekt byl oficiálně zahájen již v průběhu roku 2014 a jak ze strany ERÚ, tak ze strany regulovaných subjektů mu bylo věnováno velké množství zdrojů, aby byl bez výsledku ukončen na počátku roku 2016, přičemž důvod nutnosti spravedlivého nového ocenění aktiv, sloužících k licencované činnosti v žádném případě nevymizel.	Za společnost GasNet, s.r.o. chápeme nemožnost aplikace nového přecenění aktiv do regulovaných cen v V. regulačním období z důvodu jeho faktické neexistence – ve IV. regulačním období nebylo z různých důvodů provedeno. Naprosto nepochopitelná je však deklarace ohledně plánu neprovést nové ocenění majetku i v následujících regulačních obdobích.	<u>Částečně akceptováno</u> ERÚ se nebrání v průběhu V. regulačního období ve spolupráci s regulovanými subjekty zabývat se možnostmi přechodu na reálné schéma v pozdějších regulačních obdobích.
157	GasNet, s.r.o.	VKP 2. kolo	Nová kapitola 13.6. Změna tarifního systému	Doplnění Zásad pro V. regulační období o úmysl ERÚ o změnu tarifního systému v oblasti distribuce zemního plynu zejména pro kategorii zákazníků domácnost a maloodběr obdobně jako v sektoru elektroenergetiky.	Energetický regulační úřad připraví změnu tarifního systému, který přinese úpravy postupů pro stanovení cen za související službu v plynárenství a postupů pro stanovení ostatních regulovaných cen v plynárenství tak, aby došlo k omezení vlivu změn teplot na tvorbu korekčních faktorů u distribuce plynu. Případné změny postupů stanovení regulovaných cen v plynárenství budou zachyceny v aktualizovaných přílohách k těmto Zásadám cenové regulace, nebo v podzákonných právních předpisech, nebo v rámci cenových rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.	Značným problémem, vznikajícím při činnosti distribuce plynu, je existence a vznik tzv. korekčních faktorů. I při sebezpreciznějším plánování distribuovaných objemů zemního plynu, je velké množství distribuce závislé na chování spotřebitelů – to se do značné míry odvíjí od počasí v daném regulovaném roce. Řešením, které může jako první přijít na mysl, je přesun větší části výnosů do kapacitní části tarifů (u kategorie maloodběr a domácnost jde o stálý plat) – v logice stanovení výše kapacitních poplatků v závislosti na odebraném objemu (komoditní složka) však k eliminaci tvorby korekcí dojde jen částečně.	Vhodným řešením v kategorii zákazníků domácnost a maloodběr může být společně s přesunem distribučních poplatků do kapacitní části zejména jejich silnější ukotvení ve stávajících, případně odlišných tarifních pásmech, které nebude závislé na odebraném objemu komodity.	<u>Částečně akceptováno</u> Energetický regulační úřad se bude v průběhu V. regulačního období zabývat optimalizací postupů pro stanovení cen za související službu v plynárenství a postupů pro stanovení ostatních regulovaných cen v plynárenství tak, aby došlo k harmonizaci s požadavky evropské legislativy a k omezení vlivu změn teplot na tvorbu korekčních faktorů u distribuce plynu. Případné změny postupů stanovení regulovaných cen v plynárenství budou zachyceny v aktualizovaných přílohách k těmto Zásadám cenové regulace, nebo v podzákonných právních předpisech, nebo v rámci cenových rozhodnutí Energetického regulačního úřadu.		
158	ČEPS, a.s.	VKP 2. kolo	7.1.5.1. Zisk z nedokončených rozvojových investic	<u>Rozšíření připomínky č. 27 v 1. kole VPK</u> 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 navrhuje 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. <u>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 technologie 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. Provozovatel přenosové soustavy je připraven poskytnout ERÚ konkrétní podklady o připravovaných investičních akcích, které je však nutné s ohledem na jejich charakter a připravovanou výběrová řízení považovat za důvěrné.</u> 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 „ <i> které nejsou pořízeny z dotace </i> “, 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. <u>Poslední část připomínky se týká harmonogramu, kde by mělo být odevzdání výkazu nedokončených investic v souladu s termíny dle vyhlášky o regulačním výkaznictví.</u>	<u>Návrh na promítnutí připomínky nad rámec připomínky č. 27 v 1. kole VPK</u> <i>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.</i> <i>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 rozložené ve více regulovaných letech.</i> <u>Harmonogram projednání nedokončených investic:</u> <ul style="list-style-type: none"><i>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,</i><i>do 15. května ERÚ posoudí a vyjádří se k zaslaným investičním projektům navrhovaným na zohlednění v parametru „nedokončené investice“,</i><i>do 31. května 15. června držitel licence odevzdá výkaz nedokončených investic.</i> Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.	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 technologie 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. Provozovatel přenosové soustavy je připraven poskytnout ERÚ konkrétní podklady o připravovaných investičních akcích, které je však nutné s ohledem na jejich charakter a připravovanou výběrová řízení považovat za důvěrné.				

159	ČEPS, a.s.	VKP 2. kolo	7.1.6 Faktor trhu	<p>Doplnění předchozí připomínky č. 28 v I. kole VPK</p> <p>Zároveň požadujeme základní výčet aplikace faktoru trhu rozšířit o další skutečnosti, které svoji povahou jednoznačně odpovídají tomuto nástroji. Jedná se zejména o:</p> <ul style="list-style-type: none">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.	<p><i>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 vzniklými při likvidaci živelních událostí, likvidací velkých celků majetku, pilotními projekty a inovativním řešením, transformací společností atd.</i></p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Z důvodu stanovení základny povolených nákladů a úpravy parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50:50 existuje předpoklad významného omezení potřeby faktoru trhu. Z tohoto důvodu ERÚ zamítá připomínku směřující k jeho rozšíření.</p> <p>ERÚ se bude zabývat všemi podanými žádostmi o uznání mimořádných nákladů i bez jejich explicitní specifikace v definici faktoru trhu.</p>
160	ČEPS, a.s.	VKP 2. kolo	8.1.3. Cena za systémové služby	<p>Rozšíření připomínky č. 45 v I. kole VPK</p> <p>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 nesplňuje. 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.</p> <p>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.</p> <p>Dovolujeme si připomenout, že správně nastavená motivační regulace, vytváření konkurenčního trhu s podpůrnými službami spolu s aktivním zaváděním nových platforem ze 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 zákazníkům.</p>  <p>Do ceny systémových služeb navrhuje zahrnout i pokrytí nákladů na zajištění zdrojové přiměřenosti pro potřeby elektrizační soustavy ČR, pokud bude třeba zdrojovou přiměřenost již v průběhu V. regulačního období zajišťovat.</p> <p>Umožněním pokrytí nákladů na zdrojovou přiměřenost prostřednictvím platby za systémové služby bude ČR připravena na stav, kdy nebude docházet k pokrytí poptávky po elektrině existujícími tržními mechanismy a bude nutné zajistit nabídky jiným způsobem. Z veřejně dostupných analýz ČEPS k problematice zdrojové přiměřenosti již nyní vychází, že takové situace mohou v budoucnu nastat. Jedná se o standardní mechanismus, kdy evropské státy řeší problémy se zdrojovou přiměřeností zavedly např. kapacitní mechanismy a obvykle hradí jejich náklady v rámci tarifu za systémové služby. Akceptování zahrnutí těchto nákladů neznamená automatické zavedení nástrojů pro zajištění zdrojové přiměřenosti v ČR, ale pouze připravenost systému takovýto mechanismus financovat.</p>	<p>Návrh na promitnutí připomínky nad rámec připomínky č. 28 v I. kole VPK</p> <p><i>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 aritmetický 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.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p><i>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. Cena za systémové služby bude pokrývat i náklady na zajištění zdrojové přiměřenosti pro potřeby elektrizační soustavy ČR, pokud bude třeba zdrojovou přiměřenost do konce V. regulačního období zajišťovat. 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.</i></p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Do dokumentu Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující bude doplněn text týkající se možnosti zahrnutí nákladů na další opatření na zajištění výkonové bilance ES ČR.</p>
161	ČEPS, a.s.	VKP 2. kolo	8.1.4.1. Parametry regulačních o vzorce oznamovan é před začátkem regulačních o období (provozovatel přenosové soustavy)	<p>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.</p> <p>Ve vazbě na naši připomínku k faktoru efektivity požadujeme tento parametr vyloučit ze seznamu parametrů.</p> <p>V návaznosti na naši připomínku k míře výnosnosti požadujeme do výčtu oznamovaných parametrů doplnit parametr bonus k WACC.</p>	<p><i>Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli přenosové soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:</i></p> <ol style="list-style-type: none"><i>roční hodnotu efektivity výchozí hodnotu regulační báze aktiv,</i><i>základní míru výnosnosti regulační báze aktiv pro regulační období a hodnotu bonusu k WACC pro regulační období,</i><i>fixní zisk pro činnost poskytování systémových služeb.</i> <p><i>Další změny v oblasti parametrů pro regulační období mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.</i></p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Bude doplněn bod týkající se výchozí hodnoty regulační báze aktiv. Ostatní úpravy se s odkazem na vypořádání příslušných připomínek zamítají.</p>

162	ČEPS, a.s.	VKP 2. kolo	8.1.4.2. Parametry regulačních o vzorce oznamované před začátkem regulovaného roku (provozovatel přenosové soustavy)	<p>Navrhujeme doplnit seznam ze strany ERÚ každoročně oznamovaných regulačních parametrů o hodnotu povolených nákladů pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb pro příslušný regulovaný rok, plánovanou hodnotu regulační báze aktiv pro příslušný regulovaný rok a hodnotu (základních) povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny z důvodu přehlednosti a transparentnosti.</p>	<p>Nejpozději 5 měsíců před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli přenosové soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:</p> <p>1. hodnota upravených povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny,</p> <p>1a. hodnotu povolených výnosů pro činnost přenos elektřiny,</p> <p>2. váhu mzdového indexu pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,</p> <p>3. hodnotu mzdového indexu,</p> <p>4. hodnotu indexu cen podnikatelských služeb,</p> <p>5. hodnotu indexu cen průmyslových výrobců,</p> <p>6. základnu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,</p> <p>6a. hodnotu povolených nákladů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb pro regulovaný rok,</p> <p>7. hodnotu profit/loss sharingu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,</p> <p>8. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,</p> <p>9. plánovanou hodnotu odpisů dlouhodobého majetku pořízeného z dotace samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,</p> <p>10. korekční faktor odpisů samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,</p> <p>11. plánovanou hodnotu aktivovaných investic,</p> <p>12. plánovanou hodnotu majetku nabytého přeměnou společností,</p> <p>13. plánovanou hodnotu vyřazeného majetku,</p> <p>14. plánovanou hodnotu nedokončených investic,</p> <p>15. plánovanou hodnotu zůstatkových hodnot aktiv pro rok t-1,</p> <p>15a. plánovanou hodnotu regulační báze aktiv pro regulovaný rok,</p> <p>16. míru výnosnosti regulační báze aktiv pro regulovaný rok,</p> <p>17. hodnotu faktoru trhu samostatně pro činnost přenos elektřiny a pro činnost poskytování systémových služeb,</p> <p>Další změny v oblasti parametrů pro regulační období mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.</p>		<u>Akceptováno</u>
-----	------------	-------------	--	--	---	--	--------------------

163	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. E.ON Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	9.1.1.3. Manageme nt jalové energie (Managem ent Q)	Jedná se o zpřesnění návrhu v oblasti managementu jaloviny.	<p>Vlivem významných změn probíhajících v elektroenergetice, kterými jsou integrace decentrální výroby, zejména obnovitelných zdrojů, elektromobility akumulace, zavádění a využívání možností nových měřicích technologií, požadavky na kabelizaci a rozvoj elektrických sítí v intravilánu obcí, změna toků mezi přenosovou a distribučními soustavami, v průmyslové oblasti (nové technologie, elektromobilita) i u domácnosti (instalace inteligentních spotřebičů, výroben 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.</p> <p>Efektivnost opatření pro zajištění kvality napětí tedy spočívá v zavedení jednotné koncepce Managementu Q a ve vyvážení nastavení:</p> <ul style="list-style-type: none">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. <ul style="list-style-type: none">Základní rámec:<ul style="list-style-type: none">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:<ul style="list-style-type: none">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 účinku. Zapojení výrobní elektřiny nebo jiného zařízení do regulace napětí pomocí jalového výkonu je uvedeno spolu s rozsahem povoleného účinku 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 účinku) je součástí plateb za P.Zůstane zachováno pásmo povolených nezaplatněných účinků 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 zpoplatnění jalového výkonu provozovatelů RDS a LDS nad 90 000 OM:<ul style="list-style-type: none">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]:<ul style="list-style-type: none">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 soustavě jsou proto také dlouhodobého charakteru.Důvody pro zpoplatnění nevyžádané jalové energie [Mvarh]:<ul style="list-style-type: none">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:<ul style="list-style-type: none">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 odběrateli elektřiny);provozní měření budou plně instalována na všech transformacích mezi napěťovými hladinami a na všech vývodech zvn, vvn a vn.Technická a podpůrná opatření:<ul style="list-style-type: none">Technická opatření provozovatele PS:<ul style="list-style-type: none">efektivní využívání výrobních modulů připojených do přenosové soustavy v systému automatické regulace napětí a jalového výkonu (využití nefrekvenčních podpůrných služeb);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.Technická opatření pro hladiny 110 kV a vn:<ul style="list-style-type: none">větší využití možností připojených výroben (zdrojů) pro Management Q. Jedná se např. o rezervy jalové energie u zdrojů dnes většinově provozovaných s neutrálním cos φ 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:<ul style="list-style-type: none">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 měřeními hodnotami P, Q a dispečerskými pokyny při zadávání účinku/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(φ)=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 postupně 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 MWTabulka 1 – objem potřebných přídavných jalových výkonů <table><tr><th>Rozsah technické potřeby dodatečného jalového výkonu v distribučních sítích v roce</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td>Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků Q z DS do PS [Mvar]</td><td>52</td><td>203</td><td>323</td></tr><tr><td>Opatření pro službu regulace napětí v DS <i>Pozn 1)</i> [Mvar]</td><td>210</td><td>724</td><td>917</td></tr><tr><td><i>celkem potřeba dodatečného jal.výkonu v PDS [Mvar]</i></td><td>262</td><td>927</td><td>1240</td></tr></table> <ul style="list-style-type: none">Tabulka 2 - náklady spjaté s přídavnými jalovými výkony do 2030 <table><tr><th>Náklady na dodatečný jalový výkon v distribučních sítích v roce</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr><tr><td>Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků Q z DS do PS [mil. Kč/rok]</td><td>2,5</td><td>9,7</td><td>15,5</td></tr><tr><td>Opatření pro službu regulace napětí v DS [mil. Kč/rok]</td><td>11,1</td><td>49,2</td><td>75,1</td></tr><tr><td><i>celkem náklady na dodatečný jal.výkon v PDS [mil. Kč/rok]</i></td><td>13,6</td><td>58,9</td><td>90,6</td></tr></table> <p>Předpokládaný harmonogram opatření Managementu Q:</p> <table><tr><td>Zahájení doplnění systému měření Q na všechny napěťové hladiny</td><td>01/2020</td></tr><tr><td>Zpracování studie potřebnosti a metodik pro tržní a netržní zajištění PpS-N</td><td>10/2020</td></tr><tr><td>Předání ERÚ dotčených částí Kodexu PS a příloh PPDS</td><td>12/2020</td></tr><tr><td>Zpracování změny Vyhlášky o měření elektřiny (přechod na ¼ hod u Q)</td><td>06/2020</td></tr><tr><td>Zpracování změny Vyhlášky o připojení</td><td>09/2020</td></tr><tr><td>Změny Vyhlášky o pravidlech trhu</td><td>2021</td></tr><tr><td>Zpracování do cenového rozhodnutí ERÚ (s odkladným účinkem)</td><td>11/2021</td></tr><tr><td>Rozhodnutí o postupu Managementu Q u zákazníků DS na hladině nn</td><td>2024</td></tr><tr><td>Zavedení měření v DTS</td><td>2025</td></tr><tr><td>Zavedení vyhodnocování hodnoty Q na hladině nn v rámci AMM</td><td>2030</td></tr><tr><td>Ukončení implementace systému měření Q na všech napěťových hladinách</td><td>2030</td></tr></table> <p>Plně uplatnění Managementu Q se očekává od zavedení měření a obchodního vyhodnocení po ¼ hod u P a Q.</p>	Rozsah technické potřeby dodatečného jalového výkonu v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030	Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků Q z DS do PS [Mvar]	52	203	323	Opatření pro službu regulace napětí v DS <i>Pozn 1)</i> [Mvar]	210	724	917	<i>celkem potřeba dodatečného jal.výkonu v PDS [Mvar]</i>	262	927	1240	Náklady na dodatečný jalový výkon v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030	Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků 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	Zahájení doplnění systému měření Q na všechny napěťové hladiny	01/2020	Zpracování studie potřebnosti 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
				Rozsah technické potřeby dodatečného jalového výkonu v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030																																																				
Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků Q z DS do PS [Mvar]	52	203	323																																																								
Opatření pro službu regulace napětí v DS <i>Pozn 1)</i> [Mvar]	210	724	917																																																								
<i>celkem potřeba dodatečného jal.výkonu v PDS [Mvar]</i>	262	927	1240																																																								
Náklady na dodatečný jalový výkon v distribučních sítích v roce	2020	2025	2030																																																								
Opatření ke kompenzaci vlivů přetoků 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																																																								
Zahájení doplnění systému měření Q na všechny napěťové hladiny	01/2020																																																										
Zpracování studie potřebnosti 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																																																										

164	PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	Obecná připomínka	<p>Připomínka shodná s připomínkou č. 4 z 1. kola VKP</p> <p>Energetický zákon v § 19a odst. 9 stanoví, že „<i>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, předvidatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství</i>“.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	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.		<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>ERÚ se neztotožňuje s názorem předkladatele, že Zásady cenové regulace mají tvořit základní dokument, od kterého se následně odvíjí detailní postup upravený vyhláškou. Takový postup nebyl možný ani pro IV. regulační období a nepředpokládáme, že by byl takový postup možný pro V. regulační období, viz např. stanovisko LRV ze dne 22. 6. 2015 č. j. 03637-9/2015-ERU "<i>v energetickém zákoně stále chybí zákonná úprava, kterou by měla vyhláška provést a zákon (v duchu zmíněného nálezu) svou stručností nedává nutný základní rámec pro podzákonný předpis a vyhláška by měla upravit něco, pro co samotný zákon nestanoví žádné meze a co sám vůbec neupravuje</i>".</p> <p>Zásady pro V. regulační období v tomto kontextu plynule navazují na strukturu a rozsah dokumentu, který byl použit v předchozím regulačním období.</p> <p>Dále není pravda, že návrh Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující zcela absentuje vymezení strategického rámce regulace, když obsahuje samostatnou kapitolu, která se vymezení strategického rámce věnuje. Tato kapitola však bude na základě obdržených připomínek rozšířena.</p>
165	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	6.1.1. Vazba mezi IV. a V. RO	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	Žádáme o vypuštění výše uvedeného odstavce.		<u>Akceptováno</u>
166	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	9.1.3.1. Parametry regulačních o vzorce oznamované před začátkem regulačních o období	<p>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.</p> <p>Ve vazbě na naši připomínku k faktoru efektivity požadujeme tento parametr vyloučit ze seznamu parametrů.</p> <p>V návaznosti na naši připomínku k míře výnosnosti požadujeme do výčtu oznamovaných parametrů doplnit parametr bonus k WACC.</p>	<p><i>9.1.3.1. Parametry regulačního vzorce oznamované před začátkem regulačního období</i></p> <p><i>Nejpozději 5 měsíců před začátkem regulačního období Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:</i></p> <p>1. roční hodnotu faktoru efektivity-výchozí hodnotu regulační báze aktiv,</p> <p>2. základní hodnotu míry výnosnosti regulační báze aktiv pro regulační období a hodnotu bonusu k WACC pro regulační období,</p> <p>3. hodnoty požadované úrovně ukazatelů kvality pro jednotlivé roky regulačního období,</p> <p>4. poměrné číslo vyjadřující maximální hodnotu bonusu nebo penále ze zisku provozovatele distribuční soustavy,</p> <p>5. poměrné číslo vyjadřující limitní hodnotu ukazatele kvality, od níž je uplatňována maximální hodnota bonusu/penále za dosaženou kvalitu,</p> <p>6. poměrné číslo vyjadřující hodnotu horní a dolní hranice neutrálního pásma,</p> <p>7. koeficient rozdělení faktoru kvality na jednotlivé napětové úrovně.</p> <p>Další změny v oblasti parametrů pro regulační období mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.</p>		<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Bude doplněn bod týkající se výchozí hodnoty regulační báze aktiv. Ostatní úpravy se s odkazem na vypořádání příslušných připomínek zamítají.</p>

167	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	9.1.3.2. Parametry regulačních o vzorce oznamované před začátkem regulovaného ho roku	<p>Ve vazbě na připomínku ke kapitole 7.1.4. Regulační báze aktiv a ve vazbě na připomínku ke kapitole 9.1.1.1. 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</p>	<p><i>Nejpozději 5 měsíců před začátkem každého regulovaného roku Úřad oznámí provozovateli distribuční soustavy hodnoty parametrů v tomto rozsahu:</i></p> <p><i>1. hodnotu celkových upravených povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny,</i></p> <p><i>14. plánovanou hodnotu zůstatkové hodnoty aktiv pro rok t-1,</i></p> <p><i>276. plánované náklady na nefrekvenční podpůrné služby pro regulovaný rok a korekční faktor za nefrekvenční podpůrné služby na úrovni distribuční soustavy,</i></p> <p><i>XX. hodnotu celkových povolených výnosů pro činnost distribuce elektřiny,</i></p> <p><i>XX. hodnotu povolených nákladů pro regulovaný rok,</i></p> <p><i>XX. hodnotu povolených odpisů pro regulovaný rok,</i></p> <p><i>XX. hodnotu regulační báze aktiv pro regulovaný rok,</i></p> <p>Další změny v oblasti parametrů pro regulovaný rok mohou vzniknout jako důsledek úpravy přístupu k jednotlivým komponentám regulačního vzorce.</p>		<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>V dokumentu Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující bude upraveno dle vypořádání příslušných připomínek. Oznamované parametry bez vazby na vypořádání dalších připomínek budou přidány.</p>
168	PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	17.2.6. Postup stanovení korekčních faktorů v elektroenergetice	<p>Z textů týkajících se korekčních faktorů (resp. ceny za použití sítí distribuční soustavy) podle našeho názoru není zcela zřejmé a jednoznačné, za které roky bude poprvé uplatněna nově zaváděná oprava korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny stanoveného za rok i-2 v roce i-3, a ani za jakých podmínek, příp. jaké nepřesnosti budou opravovány ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období.</p> <p>Vzhledem k výpočtu, způsobu uplatnění a samotnému charakteru korekčních faktorů, které z jednoho regulačního období zasahují do cen následujícího regulačního období, je nutné tyto skutečnosti jednoznačně popsat, neboť pokud by oprava korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za rok i-3 probíhala za roky vykázané ještě v rámci IV. regulačního období, došlo by k rozporu s ustanovením § 19a odst. 9 zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), ve znění pozdějších předpisů: „<i>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.</i>“</p> <p>Tento rozpor spatřujeme zejména v porušení pravidel cenové regulace, resp. jejich předvídatelnosti. V průběhu regulačního období by nemělo docházet ke změně základních principů a způsobů regulace. Prodloužení referenční doby z roku i-2 na i-3 zpětně tak, že tato doba bude zasahovat do IV. regulačního období, je dle našeho názoru právě takovou změnou parametrů, která působí podnikatelskou nestabilitu a má dopad jak na regulované subjekty, včetně provozovatelů lokálních distribučních soustav (LDS), tak na jejich zákazníky. Vzhledem ke skutečnosti, že LDS používá (až na výjimky) ceny zajišťování distribuce až do výše cen distribuce provozovatele regionální distribuční soustavy, zasáhne tato změna i tyto LDS a jejich zákazníky.</p> <p>V návaznosti na výše uvedené je nutné přesněji specifikovat také druhý případ, a to, že k opravám korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny stanoveného za roky IV. regulačního období (ač např. na základě nepřesného vyplňování regulačních výkazů) sice může docházet, ovšem pouze v souladu se všemi pravidly a principy platnými pro IV. regulační období, nikoli podle pravidel změněných pro V. regulační období.</p>	<p><i>V rámci V. regulačního období bude docházet k opravě korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny stanoveného za rok i-2 v roce i-3 po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku i-3, týkajícího se i všech odběrných míst s nepřiběhovým měřením, na základě množství elektřiny za rok i-3 skutečně vyfakturovaného zákazníkům připojeným na napětové hladině nízkého napětí. Oprava za rok i-3 bude vycházet i ze skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a ze skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku. V rámci výpočtu korekčního faktoru za rok i-3 budou prováděny i opravy hodnot z měření. Oprava korekčního faktoru za rok i-3 bude poprvé uplatněna pro data vykázaná za první rok V. regulačního období.</i></p> <p><i>Dále budou rámci V. regulačního období opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z nepřesného vyplňování regulačních výkazů, při dodržení postupů pro regulaci cen stanovených Zásadami 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.</i></p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 9.1.2. Cena za použití sítí distribuční soustavy.</p>		<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Přesný způsob výpočtu bude navrhnut v závislosti na výstupech jednání mezi ERÚ a provozovateli soustav s respektováním textu uvedeného v 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.</p> <p>V rámci V. regulačního období mohou být opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů. Při případných úpravách zasahujících do IV. regulačního období budou zachovány všechny principy a postupy pro regulaci cen stanovené a platné pro IV. regulačního období.</p>

169	NET4GAS, s.r.o.	VKP 2. kolo	12.7. Stanovení cen pro existující a plánované vstupní a výstupní body přepravy soustavy	<p>Chybějící postup cenotvorby pro projekty přírůstkové kapacity v Zásadách V.RO</p> <p>12.7 Stanovení cen pro existující a plánované vstupní a výstupní body přepravní soustavy</p> <p>V souladu s TAR NC bude pro vstupní a výstupní body přepravní soustavy, na základě uplatnění metodiky stanovení referenčních cen, vypočítána referenční cena, sloužící ke stanovení přepravních sazeb na základě kapacity.</p> <p>i. Pro existující a plánované body byl stanoven způsob stanovení referenčních cen a včetně jejich indikativní výše v kapitole 19, Rozhodnutí TAR NC. Stanovení konečných cen bude vycházet z uplatnění téže metodiky a aktualizovaných cenotvorných parametrů platných pro 5. regulační období a určených těmito Zásadami.</p> <p>ii. Pro nové zvažované body soustavy související s přírůstkovou kapacitou nebyl dosud stanoven způsob stanovení referenčních cen. Aby byl naplněn požadavek transparentnosti při odvozování jednotlivých přepravních sazeb, Úřad níže určuje postup pro stanovení referenční ceny pro tyto body. Pro všechny potenciální projekty s přírůstkovou kapacitou platí, že v každoroční aukci ročních kapacit, kdy bude přírůstková kapacita poprvé nabízena, bude nabízena za pevnou použitelnou cenu.</p> <p>Přístup ke stanovení referenční ceny musí zajistit, že výnosy z přírůstkové kapacity ve výši plánovaných rezervovaných kapacit se budou proporcionálně podílet na úhradě nákladů celé soustavy a zároveň na úhradě nákladů přírůstkového projektu. Proto se referenční cena pro přírůstkovou kapacitu stanoví jako dvousložková:</p> <p>První složka odpovídá obecnému požadavku, aby příslušné předpoklady týkající se nabídky přírůstkové kapacity byly zahrnuty do metodiky stanovení referenčních cen. Výsledkem je složka referenční ceny, která odpovídá podílu nově zvažovaného bodu na úhradě nákladů celé soustavy při zohlednění plánovaných kapacit a cílových výnosů nezahrnujících náklady na přírůstkovou kapacitu (projekt).</p> <p>Druhá složka představuje specifickou část pevné použitelné ceny, kdy je nutné vycházet z předpokládaných investičních a provozních nákladů, které vyvolá daný projekt při zohlednění jeho plánovaných přírůstkových kapacit. Tyto náklady a ostatní parametry pro stanovení ceny budou posuzovány a stanoveny samostatně a po uvedení přírůstkové kapacity do provozu se tato část ceny proporcionálně upraví podle rozdílu mezi předpokládanými a skutečnými investičními náklady bez ohledu na to, zda je kladný nebo záporný.</p> <p>Pro dodatečné kapacitní produkty související s vyčleněnou kapacitou podle článku 8 CAM NC platí, že mohou být nabízeny za pohyblivou nebo pevnou použitelnou cenu, která bude stanovena v příslušném cenovém rozhodnutí ERÚ, a která bude vycházet z aktuálně použitelné pevné ceny, za kterou byla prodána přírůstková kapacita v roce zprovoznění daného přírůstkového projektu, a na ni bude uplatněna příslušná eskalace v čase.</p>	<p>Vzhledem k existujícím, prozatím nezávazným poptávkám po přírůstkové kapacitě, které provozovatel přepravní soustavy obdržel ve 4. čtvrtletí tohoto roku, považujeme za vhodné ukotvit alespoň obecné zásady cenotvorby u těchto, případně u budoucích obdobných poptávek/projektů, do Zásad V.RO</p>	<p>Akceptováno</p> <p>Nařízení Komise (EU) 2017/459, ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách a kterým se zrušuje nařízení (EU) č. 984/2013 (dále jen „CAM NC“), stanovuje v článcích 22 až 31 proces stanovení přírůstkové přepravní kapacity na propojovacích bodech a v případě potřeby stanoví postup vedoucí k vytvoření této kapacity. Výsledky procesu slouží jako základ pro stanovení východisek pro rozšíření soustavy ze strany provozovatele přepravní soustavy.</p> <p>Pokud ve zprávě o posouzení tržní poptávky bude zjištěno, že existuje poptávka po dodatečné kapacitě přepravy plynu a tuto poptávku nelze uspokojit stávající kapacitou přepravy plynu, zahájí provozovatel přepravní soustavy kroky definované CAM NC. Základem dalšího postupu je provedení ekonomického testu. Pokud je výsledek tohoto ekonomického testu kladný, tj. na obou stranách propojovacího bodu je rezervována dostatečná přepravní kapacita nezbytná k pokrytí specifikovaného podílu investičních nákladů, bude projekt realizován ve velikosti potvrzené trhem. Hodnota přípustných nebo cílových výnosů provozovatele přepravní soustavy spojených s přírůstkovou kapacitou bude alokována na kapacitu, která byla na základě procesu stanoveného v CAM NC vytvořena.</p>
-----	-----------------	-------------	--	---	--	--

170	Innogy Gas Storage,s.r.o.	VKP 2.kolo	12.1. Alokační mechanismus	Stanovení dílčího alokačního koeficientu projektu Capacity4Gas	<p>12.1 Alokační mechanismus</p> <p>Tabulka č. 20 na str. 69</p> <p>Přehodnocení alokačního koeficientu pro položky „Plynovody projektu Capacity4Gas“ a „KS Jirkov (Capacity4Gas)“ a doplnění metodiky pro zpětnou korekci koeficientu na základě skutečnosti v roce i+2</p>	<p>Předkládaný konzultační dokument předpokládá alokaci projektu Capacity4Gas ve výši 10% pro účely vnitrostátní přepravy. Žádáme o opětovné zvážení a zdůvodnění navrhovaného podílu zvlášť pro položku kompresní stanice „KS Jirkov (Capacity4Gas)“ a zvlášť pro položku „Plynovody projektu Capacity4Gas“. ERÚ uvádí, že navrhované koeficienty budou zpětně korigovány na základě skutečnosti v roce i+2, nicméně je třeba doplnit metodiku, na základě které bude určeno, nakolik se projekt Capacity4Gas podílel na zásobování ČR. Vzhledem k povaze projektu jakožto tranzitního plynovodu navrhuje zvolit opačný postup, než je předkládán v konzultačním dokumentu, tj. zvolit konzervativní předpoklad či alokovat 0%, a nezatěžovat preventivně zákazníky v ČR započítáním nejvýše možného koeficientu, tj. 10%. V aukci bylo nabízeno ca. 90% přepravní kapacity projektu Capacity4Gas za účelem tranzitu, což to je maximum povolené pro dlouhodobé kontrakty podle Nařízení Komise (EU) 2017/459 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě pro mechanismy přidělování kapacity v plynárenských přepravních soustavách, tzv. NC CAM. Zbylá kapacita bude nabídnuta na krátkodobější bázi. Z toho však nikterak nevyplývá, že zbylých 10% bude použito pro vnitrostátní přepravu.</p> <p>Projekt Capacity4Gas je nejvýznamnější investicí do plynárenské soustavy v poslední době a míra započtení této konkrétní části infrastruktury do vnitrostátní přepravy se citelně projeví v ceně pro všechny zákazníky v ČR. Přínos pro domácí zákazníky je však omezený, jelikož se nejedná o diverzifikaci dodávek plynu, ale pouze o posílení hlavní přepravní trasy, která již v současnosti několikanásobně převyšuje spotřebu České republiky. Přínos pro české zákazníky je proto třeba odůvodnit jasně nastavenou metodikou a zabránit nepřiměřenému přerozdělování nákladů, které čeští zákazníci nevyvolali. Aktuálním přímým dopadem nového plynovodu a kompresní stanice na zákazníky v ČR je pouze zvýšení ceny přepravy. V budoucnu tomu může být jinak v závislosti na budoucí vytíženosti přepravní soustavy, to však bude spíše předmětem dalšího regulačního období.</p> <p>Pro ilustraci dopadu projektu Capacity4Gas odkazujeme na Energetický regulační věstník č. 3/2019 Energetického regulačního úřadu, který obsahuje Rozhodnutí podle článku 27 odst. 4 Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn, tj. rozhodnutí o zavedení nové metodiky výpočtu přepravních tarifů. V něm jsou uvedeny očekávané ceny za přepravu pro následující roky. Finální stanovení ceny je 2 podmíněné končeným zněním právě konzultovaného dokumentu, tj. mimo jiné určením alokačního koeficientu projektu Capacity4Gas. V níže uvedeném výňatku z rozhodnutí ERÚ na tento fakt odkazuje věta „Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 – 2025 [...] je dán především předpokládanými změnami výše využití soustavy a s tím související výše toků, včetně vývoje nákladových parametrů [...]“.“ Díky projektu Capacity4Gas dojde takřka ke zdvojnásobení využití české přepravní soustavy, což vyvolá zvýšenou spotřebu energie na pohon kompresorů - tato změna je v rozhodnutí ERÚ dávana do přímé souvislosti se ztrojnásobením ceny za průtok plynu .</p> <table><tr><th>Sazby založené na komoditě (Kč/MWh)</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th></tr><tr><td>Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)</td><td>0,78</td><td>1,47</td><td>2,18</td><td>2,06</td><td>2,05</td><td>2,05</td></tr><tr><td>Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (P2P)</td><td>0,30</td><td>0,57</td><td>0,85</td><td>0,80</td><td>0,80</td><td>0,80</td></tr></table> <p>Tabulka 40 - Odhadovaná úroveň poplatku za průtok v letech 2020 až 2025</p> <p>Odhadovaný relativní meziroční rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025 je znázorněný v tabulce 41 a je dán především předpokládanými změnami výše využití soustavy a s tím související výše toků, včetně vývoje nákladových parametrů, které mohou ovlivnit výši komoditní části přepravních výnosů.</p> <table><tr><th>Sazby založené na komoditě</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>2025</th></tr><tr><td>Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy</td><td></td><td>87,7%</td><td>48,9%</td><td>-5,5%</td><td>-0,8%</td><td>0,2%</td></tr><tr><td>Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)</td><td></td><td>87,7%</td><td>48,9%</td><td>-5,5%</td><td>-0,8%</td><td>0,2%</td></tr><tr><td>Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (P2P)</td><td></td><td>87,7%</td><td>48,9%</td><td>-5,5%</td><td>-0,8%</td><td>0,2%</td></tr></table> <p>Tabulka 41 - Odhadovaný relativní rozdíl úrovně poplatku za průtok mezi roky 2020 až 2025</p> <p>Zdroj: Věstník ERÚ č. 3/2019, Rozhodnutí podle článku 27 odst. 4 Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn, str. 86</p>	Sazby založené na komoditě (Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,78	1,47	2,18	2,06	2,05	2,05	Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (P2P)	0,30	0,57	0,85	0,80	0,80	0,80	Sazby založené na komoditě	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%	Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%	Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (P2P)		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%	<p>Akceptováno</p> <p>V Zásadách bude doplněno odůvodnění alokace části projektu Capacity4Gas pro potřeby bezpečného a spolehlivého fungování vnitrostátní přepravy pro účely zásobování plynem pro zásobníky plynu, přímo připojené zákazníky a regionální distribuční soustavy v České republice.</p>
Sazby založené na komoditě (Kč/MWh)	2020	2021	2022	2023	2024	2025																																																		
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)	0,78	1,47	2,18	2,06	2,05	2,05																																																		
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (P2P)	0,30	0,57	0,85	0,80	0,80	0,80																																																		
Sazby založené na komoditě	2020	2021	2022	2023	2024	2025																																																		
Pro výstupní bod pro užívání soustavy mezi systémy		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%																																																		
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (DSO)		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%																																																		
Pro výstupní bod pro užívání soustavy v rámci systému (P2P)		87,7%	48,9%	-5,5%	-0,8%	0,2%																																																		
171	Innogy Gas Storage,s.r.o.	VKP 2.kolo	12.1. Alokační mechanismus	<p>Úprava předpokladů pro určení alokačního klíče</p>	<p>Zvážení a vysvětlení dvojího předpokladu využití kapacit přepravní soustavy a hraničních bodů pro vnitrostátní přepravu</p> <p>První předpoklad:</p> <p>12.1. Alokační mechanismus na str. 68 a 12.1.1 Algoritmus určení infrastruktury pro potřeby zásobování ČR na str. 70</p> <p>„Pro určení infrastruktury potřebné pro zajištění přepravy pro vnitrostátní účely se určí jednotlivé části infrastruktury, které jsou potřeba pro zajištění nesoudobého maximálního denního toku plynu na předávacích stanicích mezi přepravní a distribuční soustavou. Není uvažováno, že by část této spotřeby byla pokryta těžbou ze zásobníků plynu.“</p> <p>Druhý předpoklad:</p> <p>12.4. Alokace kapacit z přepravních kapacit na vstupních hraničních bodech: na str. 74:</p> <p>„Předpokladem pro stanovení koeficientu využití kapacity je dovoz plynu pro potřeby tuzemských zákazníků rovnoměrně 300 dní v roce, který odpovídá využití kapacity přepravní soustavy ze cca 82,19 %. Z pohledu ERÚ se jedná o reálný pohled na využití kapacity pro importní zemi s vysokou kapacitou zásobníků plynu.“</p>	<p>Dokument by měl být doplněn o detailnější popis předpokladů, které vedou ke stanovení velikosti potřebné kapacity pro vnitrostátní přepravu a kapacity na hraničních vstupních bodech, které jsou jedním z klíčových parametrů určujících následně cenu přepravy pro zákazníky v České republice. Mělo by být také doplněno odůvodnění, z jakého důvodu se oba předpoklady liší, mimo jiné také v otázce využívání zásobníků. Dále je třeba doplnit, jak se změní koeficient využití kapacity přepravní soustavy na vstupních hraničních bodech pro potřeby tuzemských zákazníků po uvedení do provozu projektu Capacity4Gas. Upozorňujeme také na možnou chybu nebo špatnou formulaci v uvedené větě na str. 74, která odkazuje na 82,19% podíl spotřeby tuzemských zákazníků na vstupní přepravní kapacitě do ČR. Správně je předpokládáme reverzních 17,81%.</p>	<p>Akceptováno</p> <p>V Zásadách bude doplněno odůvodnění alokace části projektu Capacity4Gas pro potřeby bezpečného a spolehlivého fungování vnitrostátní přepravy pro účely zásobování plynem pro zásobníky plynu, přímo připojené zákazníky a regionální distribuční soustavy v České republice.</p> <p>Uvedených 82,19 % využití kapacity přepravní soustavy představuje celkové průměrné využití přepravní technické přepravní kapacity, nikoli pouze domácích zákazníků.</p>																																																	

172	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	Obecná připomínka	<p>Doplňující připomínka nad rámec připomínky č. 2 z 1. kola VKP</p> <p>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.</p> <p>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 nebude moci kroky naplňující závazky ze Zimního balíčku přehlížet a při své činnosti je ignorovat. Právě Zásady by tedy měly obsahovat základní vymezení a postoje ERÚ k budoucím výzvám energetiky. Jedná se zejména o tyto problematiky:</p> <ul style="list-style-type: none">• 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.	<p>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.</p>		<p><u>Částečně akceptováno</u></p> <p>Výchozím předpokladům a strategickému rámci při tvorbě Zásad cenové regulace se ERÚ věnuje zejména v kapitolách 2 a 3 zveřejněného dokumentu. Vyhodnocení IV. regulačního období je uvedeno v kapitole 5. Konečné vyhodnocení celého IV. RO bude možné udělat až po jeho ukončení. Základní premisou nicméně vždy bude takový postup, že primární předpoklady regulace definuje legislativa platná pro předmětné období. Tvorba takové strategie, která by znamenala vytyčení cílů ERÚ nad rámec jeho legislativního zmocnění, není možná. V souladu s legislativou ERÚ připravuje a konzultuje návrh Zásad cenové regulace, nikoli komplexní dlouhodobou strategii energetického sektoru. Oproti 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 bude doplněna kapitola vymezení strategického rámce regulace.</p>
-----	---	--------------------	----------------------	--	---	--	---

173	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	<p>Doplňující připomínka nad rámec připomínky č. 39 z I. kola VKP; téměř duplicitní s připomínkou č. 38 z I. kola VKP</p> <p>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.</p> <p>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 nabyt 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.</p> <p>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 zreálnňována.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Vzhledem k daným možnostem, kterými jsou účetní evidence a regulační výkazy je možné provést analytické stanovení ZHA majetku pořízeného od roku 2006. Vydeme-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 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>	<p><u>Akceptováno částečně</u></p> <p>Na základě detailního rozboru přistupuje ERÚ k variantě vyrovnat hodnoty RAB a ZHA k roku 2025 za předpokladu, že dopady do cen konečných zákazníků nebudou skokové. Vyrovnání hodnot RAB a ZHA do roku 2025 bude podmíněno případným vyrovnáním skokových změn povolených výnosů a cen v průběhu V. regulačního období.</p>
-----	---	--------------------	-----------------------------------	--	---	--

174	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	7.1.5.1, Zisk z nedokončených rozvojových investic	<p>Doplňující připomínka nad rámec připomínky č. 27 z 1. kola VKP</p> <p>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 meziprojektových skokových změn regulovaných cen.</p> <p>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.</p> <p>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 zakázek/ 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.</p> <p>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.</p> <p>Pro vyloučení jakýchkoliv nejasností je nutné v první větě vypustit větu „<i>kteřé nejsou pořízeny z dotace</i>“, 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.</p> <p>Požadujeme také výše uvedený harmonogram a postup sladit s návrhem novely vyhlášky o regulačním výkaznictví, který je momentálně v legislativním procesu.</p>	<p><i>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 kumulovaně 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.</i></p> <p>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.</p>		<p>Akceptováno částečně</p> <p>ERÚ souhlasí se zdůvodněním a úpravou textu ve vztahu k části hodnoty pořízené z dotace, kdy do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice ve výši, ve které nejsou zahrnuty investice pořízené z dotace.</p> <p>V případě, kdy budou dotace přiznány a vyplaceny až na základě realizovaných stavebních činností, a zpětně dojde k nesplnění podmínek pro přiznání statusu nedokončené investice, bude o hodnotu majetku pořízeného z dotace upravená skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic.</p> <p>Parametr zisku z nedokončených rozvojových investic byl zaveden s cílem uplatnění ve výjimečných případech u investičních akcí atypického rozsahu. ERÚ nepovažuje za nutné, aby byl parametr využíván v každém roce regulačního období, kdy doplníme, že z plánovaných investičních akcí vyplývá reálná možnost uplatnění parametru v některém roce V. RO již i za současného nastavení.</p> <p>Úprava harmonogramu byla akceptována.</p> <p>Hranice pro uznávání nedokončených investic bude ponechána na současné hodnotě, to je 0,5 mld. Kč.</p>
-----	---	----------------	---	---	--	--	---

175	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	7.1.6. Faktor trhu	<p>Téměř duplicitní s připomínkou č. 28. z 1 kola VKP</p> <p>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 živelných událostí. Všechny ostatní skutečnosti lze s určitou pravděpodobností buď předpokládat (např. změna legislativy v průběhu regulačního období), nebo 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.</p> <p>Zároveň požadujeme základní výčet aplikace faktoru trhu rozšířit o další skutečnosti, které svoji povahou jednoznačně odpovídají tomuto nástroji. Jedná se zejména o:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ 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. <p>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.</p> <p>S ohledem na praktické použití tohoto instrumentu a zejména zamezení budoucích meziročních skokových změn v rámci povolených výnosů navrhuje 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.</p> <p>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 zkruseno aplikací faktoru trhu během IV. RO. Náklady vzniklé v průběhu V. RO pokryté formou faktoru trhu již samozřejmě budou plně zohledněny při výpočtu.</p>	<p><i>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 vzniklými při likvidaci živelních událostí, likvidací velkých celků majetku, pilotními projekty a inovativními řešeními, transformací společností atd.</i></p>		<p>Neakceptováno</p> <p>Z důvodu stanovení základny povolených nákladů a úpravy parametrizace úspor / překročení u povolených nákladů na 50/50 existuje předpoklad významného omezení potřeby faktoru trhu. Z tohoto důvodu ERÚ zamítá připomínku směřující k jeho rozšíření.</p> <p>ERÚ se bude zabývat všemi podanými žádostmi o uznání mimořádných nákladů i bez jejich explicitní specifikace v definici faktoru trhu.</p>
176	ČEZ Distribuce, a.s. PREdistribuce, a.s.	VKP 2. kolo	7.2.4. WACC	<p>Obdobná připomínka jako připomínky č. 33 a 35 v 1. kole VKP + navíc poslední odstavce</p> <p>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, navrhuje 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>Navrhujeme doplnit kapitulu 7.2.4. o novou kapitolu umožňující zvýšení míry výnosnosti pro zajištění motivace k investicím. Uvítali bychom diskuzi nad níže uvedeným návrhem.</p> <p>Zvýšení míry výnosnosti pro zajištění motivace k investicím</p> <p><i>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.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p>Námi navrhované úpravy je nutné zohlednit také v kapitole 17.2. Zásad cenové regulace.</p>		<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ se rozhodlo neuplatnit navržený bonus k WACC, a to zejména vzhledem k výši hodnoty parametru WACC. Nicméně ERÚ považuje bonus k WACC jako vhodný motivační nástroj k investicím do nových technologií, které může ovlivňovat a definovat úřad ve prospěch zákazníků. Tato motivační složka bude dále zkoumána a rozpracována v průběhu V. regulačního období a bude použita na základě důkladné analýzy pro další regulační období. Mechanismus musí umožňovat posouzení ze strany ERÚ v průběhu regulačního období a musí být spojen s konkrétními investičními záměry, které bude regulátor individuálně posuzovat.</p>

177	Sokolovská uhelná, právní nástupce, a.s.	VKP 2. kolo	13.5. Metodika stanovení cen služby distribuční soustavy	<p>V předloženém konzultačním dokumentu není podle našeho názoru dostatečně podrobně v souladu s ustanovením § 19a odst. 9 zákona č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (energetický zákon), zpracována problematika <i>stanovení ceny pro provozovatele distribuční soustavy v plynárenství</i>.</p> <p>V kapitole 13.5. je stanovení cen pro velkoodběr popsáno pouze následovně: „<i>na základě tzv. logaritmického vzorce</i>“. Je zjevné, že takovýto popis je příliš obecný, a to, aby nesplňoval podmínku vytvoření vhodných „<i>podmínek pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství</i>“ v souladu s výše uvedeným ustanovením energetického zákona a bez znalosti daného logaritmického vzorce, neumožňuje konkrétně připomínkovat a navrhnout změnu směřující k tomu, aby byla cena pro tuto kategorii zákazníků nastavena transparentně a předvídatelně v souladu se zákonem.</p> <p>Jsmе přesvědčeni, že tato problematika musí být řešena v rámci předloženého návrhu zásad, jelikož v rámci transparentnosti, předvídatelnosti a nákladovosti jednotlivých cen v souladu s požadavky energetického zákona, není možné princip rozdělení cen připomínkovat až v rámci konzultačního procesu k dílčímu cenovému rozhodnutí. Jedná se však o nastavení principů pro ceny za distribuci plynu pro velkoodběr pro celé regulační období.</p> <p>V praxi nám jako zákazníkovi tato chybějící část zásad cenové regulace brání v posouzení dokumentu z pohledu zákazníka – velkoodběratele. Rovněž nám brání ve vytvoření dostatečné konkrétní připomínky k stanovení ceny pro nás jako zákazníka – velkoodběratele, jelikož nemáme pro naši připomínku k dispozici ani výpočtový model ani data do něj vstupující.</p> <p>Jako připomínkující musíme tedy předpokládat, že bude zachován stávající princip stanovení cen z povolených výnosů „<i>na základě tzv. logaritmického vzorce</i>“, tedy struktura cen tak, jak je součástí Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2019 ze dne 26. listopadu 2019, o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu.</p> <p>Jsmе přesvědčeni, že stávající „tzv. logaritmický vzorec“ pro stanovení kapacitní složky ceny distribuce plynu vede u velkoodběratelů využívajících plyn pro výrobu elektřiny v paroplynových elektrárnách (obecně pro zákazníky s kapacitou v řádu nad 1,5 mil. m³/den a více) ke stanovení cen značně nad náklady. To motivuje tento typ zákazníků k připojování odběrných míst přímo k přepravní soustavě, což vyvolává tzv. vodárenský efekt u distribučních soustav plynu a diskriminuje velké zákazníky, kteří takovou možnost nového připojení nemají.</p> <p>Variabilní složka ceny distribuce plynu pro tento typ zákazníků je stanovena ve výši, která naprosto neodpovídá možným distribučním ztrátám. V praxi se pro rok 2020 jedná pro společnost GasNet o cenu ve výši 18,27 Kč/MWh oproti ceně 0,78 Kč/MWh u provozovatele přepravní soustavy, tedy o navýšení ceny o 2 342 %. Pokud budeme uvažovat cenu plynu ve výši 500 Kč/MWh, muselo by se jednat o 3,5 % ztrát, což se nám jeví jako nereálné. Pokud v této variabilní složce nejsou pouze náklady na ztráty, jedná se o nespravedlivou, zjevně diskriminační a protiústavní alokaci nákladů na skupinu velkých zákazníků.</p> <p>Dalším zásadním rozdílem mezi distribuční a přepravní soustavou je možnost velmi flexibilního a levného sjednávání denních a vnitrodenních rezervací přepravní kapacity oproti možnému sjednání velmi drahé a neflexibilní klouzavé kapacity u distribuce plynu.</p> <p>Nejednoznačnost nastavení transparentního cenového modelu pro velkoodběratele plynu z distribuční soustavy optikou současného nastavení značně omezují možnosti přechodu z uhlí na zemní plyn jako palivo v místech, kde není k dispozici připojení k přepravní soustavě. Navíc jsou stávající zdroje omezeny v možnosti flexibilně reagovat na vývoj ceny elektřiny, plynu a emisních povolenek a nasazovat tak paroplynovou elektrárnu co nejvíce je to možné, což nejenže nepřispívá k omezení emisí oxidu uhličitého, ale i paradoxně snižuje výnosy za distribuci plynu a v nejhorším případě i ohrožuje stabilitu přenosové soustavy v elektřině.</p> <p>Domníváme se, že stávající cenové podmínky jsou netransparentní a diskriminační pro výrobce elektřiny v paroplynových elektrárnách připojených k distribuční soustavě oproti připojení k soustavě přepravní a rovněž jsou v rozporu s cíli EU a ČR pro snižování emisí CO₂.</p>	<p>Požadujeme do zásad regulace rozpracovat problematiku stanovení ceny pro provozovatele distribuční soustavy v plynárenství. Požadujeme do většího detailu popsat stanovení ceny distribuce pro jednotlivé kategorie zákazníků z povolených výnosů obdobně, jako tomu bylo u konzultace u ceny přepravy v rámci implementace síťového kodexu TAR NC.</p> <p>Jsmе toho názoru, že stávající „tzv. logaritmický vzorec“ pro stanovení kapacitní složky ceny distribuce plynu není pro velkoodběratele využívající plyn pro výrobu elektřiny v paroplynových elektrárnách (obecně pro zákazníky s kapacitou v řádu nad 1,5 mil. m3/den a více) správný (pozn.: kde se např. vzal předpoklad, že náklady na jednotku kapacity se chovají logaritmicky?), což dokládá jeho opuštění u stanovení cen přepravy pro přímo připojené zákazníky na rok 2020 i masivní snaha o přepojování k přepravní soustavě velkoodběratelů, tam kde je to možné.</p> <p>Podle našeho názoru by měla být kapacitní část ceny pro velkoodběratele využívající plyn pro výrobu elektřiny v paroplynových elektrárnách (obecně pro zákazníky se kapacitou v řádu nad 1,5 mil. m3/den a více) v rámci dokumentu více diskutována a měly v daném případě být zváženy následující varianty:</p> <ol style="list-style-type: none">Individuální stanovení ceny distribuce plynu na základě alokace povolených výnosů reálných aktiv využívaných na distribuci plynu do daného místa spotřeby.Stanovení paušální výše ceny pro takové odběry, která odpovídá průměrným nákladům na takový typ zákazníků.Stanovení ceny ve vazbě na cenu přepravy plynu pro přímo připojeného zákazníka a vzdálenost od přepravní soustavy. <p>Variabilní složku ceny distribuce plynu pro tento typ zákazníků požadujeme stanovit jako součet ceny u přepravy plynu pro přímo připojeného zákazníka a součinu plánované nákupní ceny a reálné výše ztrát spojené se zásobováním těchto zákazníků (tedy v řádu jednotek Kč/MWh).</p> <p>Rovněž požadujeme zavedení možnosti flexibilního a levného sjednávání denních a vnitrodenních rezervací distribuční kapacity za stejných podmínek jako jsou stanoveny pro zákazníky přímo připojené k přepravní soustavě, když dle našeho názoru není rozumné a věcně opodstatněné, aby docházelo ke zvýhodnění odběratelů s přístupem k přepravní soustavě na rozdíl od odběratelů, kteří takovou reálnou možnost připojení na přepravní soustavu nemají. Zachování zcela významné disproporce mezi velkoodběrateli odběrateli připojenými k přepravní soustavě a k distribuční soustavě bude mít protisoutěžní účinky a bude mířit proti principům spravedlivé hospodářské soutěže, když nelze odhlédnout od toho, že spotřební zařízení velkoodběratelů byla vybudována s velkými investičními výdaji (v době, kdy takové rozdíly ve využívání přepravní soustavy a distribuční soustavy nebyly) a že tato zařízení nemohou „cestovat“ za přepravní soustavou.</p> <p>Vzhledem k nedostatkům konzultačního dokumentu a nedostatku vstupních dat nejsme schopni navrhnout konkrétní vzorce, jsem však ochotní na takové metodice s ERÚ dále spolupracovat v rámci pracovních skupin.</p>	<p>SUAS očekává, že u paroplynové elektrárny ve Vřesové bude zásadním a rychlým nárůstem ceny emisní povolenky CO2 donucena odstavit stávající výrobu energoplynu z uhlí a přejít na spalování zemního plynu. Postupný odchod od uhlí je v současné době rovněž řešen tzv. Uhelnou komisí, zřízenou usnesením vlády č. 565 ze dne 30. července 2019, která je poradním orgánem vlády. Ve spojení se silicím tlakem na přechod na bez uhlíkovou EU nejspozději k roku 2050 je zřejmé, že otázka odchodu od uhlí je dána a nahrazení výroby elektřiny ze zemního plynu je všeobecně vnímána jako vhodné řešení, a to i na této decentralní úrovni. Cenová regulace zemního plynu by pak měla být nastavena tak, aby danému vývoji bezdůvodně nebránila, ba naopak, aby tato příležitost byla využita ke zvýšení využití dnes ne plně využitých plynovodů.</p> <p>Je zřejmé, že plyn se minimálně pro první fázi plnění klimatických cílů stane tzv. přechodovým palivem, které umožní splnění klimatických cílů ČR. Ostatně takový vývoj připouští variantně jak zpráva o budoucí očekávané spotřebě elektřiny a plynu a o způsobu zabezpečení rovnováhy mezi nabídkou a poptávkou elektřiny a plynu publikovaná Operátorem trhu, tak i hodnocení zdrojové příměšenosti ES ČR do roku 2040 zpracované provozovatelem přenosové soustavy, společností ČEPS, a.s.</p> <p>Je zřejmé, že předložený návrh zásad neplní svou roli danou požadavky energetického zákona, podmínku vytvoření vhodných „podmínek pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní investiční prostředí v odvětví elektroenergetiky a plynárenství“, jelikož neumožňuje konkrétně připomínkovat a navrhnout změnu směřující k tomu, aby byla cena pro tuto kategorii zákazníků nastavena transparentně a předvídatelně v souladu se zákonem.</p> <p>Jako vhodný příklad „best practice“, jak správně se vypořádat s nastavením cenové regulace v souladu s podmínkou energetického zákona v plynárenství lze uvést postup u konzultace cen provozovatele přepravní soustavy v rámci konzultace podle článku 26 odst. 4 Nařízení Komise (EU) 2017/460 ze dne 16. března 2017, kterým se zavádí kodex sítě harmonizovaných struktur přepravních sazeb pro zemní plyn (dále jako „TAR NC“), který je analogicky využitelný i na náš uváděný případ, jelikož právě nerovnost podmínek na přepravě a distribuci plynu jsou jedním z důvodů naší připomínky. Tedy přesně to, co bychom ideálně očekávali v rámci této konzultace.</p> <p>Dále je třeba uvést, že v tomto regulačním období je v rámci nastavení cen v cenovém rozhodnutí značně podporována (snížena) cena distribuce pro odběrné místo zákazníka, ve kterém je instalována plnicí stanice na stlačený zemní plyn (CNG) pro pohon motorových vozidel, a to pro neporovnatelně menší odběry. Konzultační dokument toto téma neřeší, na druhou stranu vycházíme z toho, že je zde předpoklad zachování takové podpory. Pokud je snížení ceny pro plnicí stanice CNG motivováno úsporou emisí CO2, což předpokládáme, je třeba zde konstatovat, že plnicí stanice CNG přinášející znatelně menší efekt úspor emisí CO2, než v našem případě přechod z uhlí na plyn v elektrárně, a přesto mají stanovenou nižší cenu distribuce než zákazníci našeho typu. V našem případě se jedná o potenciál úspory 1,5 mil. t emisí CO2.</p> <p>V neposlední řadě zde rovněž vidíme riziko regulační a riziko výběru povolených výnosů u provozovatele distribuční soustavy. Pokud nebude využita možnost získání dodatečných výnosů distribučních soustav v rámci výroby elektřiny z uhlí na plyn a takoví zákazníci se budou připojovat přímo na přepravní soustavu nebo své investiční záměry zcela opustí, bude následovat tak dobře známý vodárenský efekt u distribuce plynu se všemi důsledky.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Energetický regulační úřad se bude v průběhu V. regulačního období zabývat optimalizací postupů pro stanovení cen za související službu v plynárenství a postupů pro stanovení ostatních regulovaných cen v plynárenství tak, aby byly i na úrovni distribuce ve větší míře zohledněny principy, na nichž je založeno Nařízení Komise EU 2017/460. Úřad bude dále vycházet ze studie „Study on tariff design for distribution systems“ [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20fina_revREF-E.PDF].</p> <p>Podle literatury a regulační praxe by měl návrh systémů regulace sazeb odrážet různé principy týkající se schopnosti vysílat krátkodobé a dlouhodobé signály pro optimální provozní režim distribuční soustavy a stejně tak i pro udržitelnost distribuční soustavy a ochranu spotřebitelů.</p> <p>Úřad na základě výše uvedeného podporuje evoluční úpravy systému. Přizpůsobování tarifního systému pro potřeby jednoho uživatele nebo jedné skupiny uživatelů plynárenské soustavy považuje za řešení, které se v konečném důsledku může projevit kontraproduktivně a v důsledku by mohlo zakládat diskriminační prostředí.</p>
-----	--	----------------	---	---	--	---	--

178	EON Distribuce, a.s.	VKP 2. kolo	6.1.1. Vazba mezi IV. a V. RO	Nemáme samozřejmě ambice doporučovat či radit, co má Úřad činit v oblasti úprav legislativy, ale jsme přesvědčeni, že řešit potenciální či reálný problém odlivu finančních prostředků prostřednictvím poskytování služeb servisními organizacemi v rámci podnikatelského uskupení lze řešit operativněji a efektivněji než změnou zákona. Uvažovaná změna legislativy je podle našeho názoru nejistá, zdlouhavá a představuje riziko značného zvýšení administrativní a byrokratické zátěže, narušení principu svobodné volby smluvních dodavatelů služeb a v neposlední řadě může nastat případ nemožnosti plnit povinnosti držitele licence z důvodu neuzavřených či neschválených smluv na služby. Domníváme se, že daná problematika by měla být řešena dle individuálních podmínek a nikoliv tak, že se zkomplikuje činnost a zprísni podmínky všem regulovaným subjektům. Současně je nutné si uvědomit, že v některých případech dává smysl sdílet služby mezi společnostmi v koncernu, a to s ohledem na synergické efekty nebo na úspory z množství v rámci energetické skupiny (např. účetnictví, HR, některé služby IT, apod.). Zajištění těchto služeb ze strany společnosti ve skupině je efektivnější, než kdyby si tyto služby zajišťoval provozovatel soustavy vlastními silami. Podstatným faktem také je, že smlouvy mezi společnostmi ve skupině a s tím související transferové ceny jsou v souladu s daňovými předpisy, které navazují na evropské předpisy. Nepřiměřeně nízká či v extrémním případě nulová marže by zajiště byla napadnuta ze strany Finančního úřadu jako nepřipustné snížení základu pro výpočet daně z příjmu a ve výsledku by byla vyšší daň dodatečně vyměřena. Účelnějším a přínosnějším 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. Závěrem je třeba připomenout, že zavedením moderního způsobu stanovení povolených nákladů pomocí klouzavého průměru skutečných nákladů posledních vykázaných 3 let spolu s vyváženým profit-sharingem 50:50 a se zahrnutím indexu růstu mezd do eskalačního faktoru bude samovolně a zcela dostatečně motivovat regulované subjekty k hledání úspor a k výkonu licencovaných činností vlastními silami.	Žádáme o vypuštění výše uvedeného odstavce.		<u>Akceptováno</u>
179	EON Distribuce, a.s.	VKP 2. kolo	7.2.3. Časová hodnota peněz	Požadujeme upřesnit, ve kterých specifikovaných případech je jako časová hodnota peněz použita míra výnosnosti regulační báze aktiv.	<i>Pro korekci plánovaných hodnot vstupujících do parametrů regulace je časovou hodnotou peněz parametr míry inflace stanovený jako index cen průmyslových výrobců (PPI). Ve specifických případech (pro část korekčního faktoru odpisů, jejíž hodnota bude vyšší než 5 % skutečných odpisů a pro část korekčního faktoru zisku, která přesahuje 5 % ze skutečné hodnoty změny regulační báze aktiv), bude jako časová hodnota peněz použita míra výnosnosti regulační báze aktiv.</i>		<u>Akceptováno částečně</u> Navržená textace bude upravena tak, aby zahrnovala všechny možnosti, ve kterých se časová hodnota peněz ve výši míry výnosnosti aplikuje (KF odpisů a KF zisku).
180	EON Distribuce, a.s.	VKP 2. kolo	9.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu	Stanovení korekčního faktoru s využitím dodatečně zjišťovaného množství elektřiny vyfakturované za rok i-3 je podle našeho názoru zcela zbytečné, protože proti množství vykázaného v regulačních výkazech v roce i-2 za rok i-3 nepředstavuje žádné významné zpřesnění a znamená jen zvýšení pracnosti a nákladů. Je totiž nutné si uvědomit, že pro určení obou množství se budou využívat typové diagramy dodávky, jejichž přesnost ovlivní i přesnost zjišťovaných množství v obou případech. Jinými slovy: nahradíme přijatelně nepřesnou hodnotu jinou hodnotou, o níž s jistotou nevíme, zda je přesnější. Při správném postupu vykazování nevyfakturované dodávky a ztrát se případná nepřesnost za delší období stává naprosto nevýznamnou. Zavádět tento způsob úpravy ztrát zcela postrádá smysl v souvislosti s očekávaným nasazením AMM, jehož důsledkem bude, že objem nevyfakturované (nezměřené) elektřiny se ve vykazovaném roce výrazně zmenší, hrubým odhadem o 2/3, což umožní podstatně přesnější stanovení ztrát. Pokud by se měly v rámci V. regulačního období opravovat i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z výše popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů je pro zachování bilanční rovnice nutné provést i opravu korekčního faktoru za použití sítí.	Neuplatňovat navrhovaný postup od počátku V. regulačního období a důkladně objasnit záměry ERÚ a možné postupy v této oblasti, k čemuž je nutná diskuze s regulovanými subjekty.		<u>Neakceptováno</u> Přesný způsob výpočtu bude navrhnut v závislosti na výstupech jednání mezi ERÚ a provozovateli soustav s respektováním textu uvedeného v návrhu Zásad cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující. Navržený postup úpravy výpočtu korekčního faktoru přinese jeho zpřesnění, i když budou nadále používány k rozdělení odebraného množství elektřiny mezi jednotlivé roky typové diagramy dodávek. Typové diagramy dodávek se používají i při fakturaci zákazníkům a proto nedojde k žádnému zkreslení oproti fakturovaným hodnotám. V rámci V. regulačního období mohou být opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů. Při případných úpravách zasahujících do IV. regulačního období budou zachovány všechny principy a postupy pro regulaci cen stanovené a platné pro IV. regulačního období.
181	Aleš Výtisk spravedlivyobcan25	VKP 2. kolo	4. Konzultační proces	Je nutné znát jména, kdo jednal, kdy jednal, o čem a závěry. Je zlé se dozvědět, že u veřejného procesu se dojednává VHODNÉ nastavení s distributory pěkně tajně potichu. Oni jsou ještě tak hloupí, že na to ukazují ve svých připomínkách. Nutné doplnit kapitolu o detailech jednání a jména. Úřad musí umět rozhodovat sám a nenechat si SPRÁVNĚ RADIT. Jste za to placeni. A už žádné výmluvy jako, že pravidla nepřipouští vložení takových ustanovení, která nemají normativní charakter a podobně. V tak dlouhém textu už vás neubude, prosím doplňte kapitolu.	Doplňte kapitolu s podrobným popisem tajných jednání s distributory.		<u>Vysvětleno</u> Zásady cenové regulace pro regulační období 2021-2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinné vykupující obsahují samostatnou kapitolu, kde je popsán průběh konsultačního procesu k návrhu Zásad cenové regulace.

182	Aleš Výtisk spravedlivyobcan25	VKP 2. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	Lidi dotují mrtvé přípojky a trubky a dráty nejsou využívány. Paní Vitásková chtěla tuhle zlou věc zastavit a úřad to veřejně slíbil. Najednou to neplatí?	Doplňte kapitolu textem V případě, že bude identifikován majetek, který je součástí RAB a přitom již déle než 2 roky neslouží k výkonu licencované činnosti a nesouvisí tedy se zajištěním bezpečného a spolehlivého výkonu licencované činnosti, bude z hodnoty RAB vyřazen. Součástí RAB nebude zejména taková infrastruktura, ke které není více než 24 měsíců připojeno odběrné nebo předávací místo s uzavřenou smlouvou o zajištění služby přenosové nebo distribuční soustavy.		Neakceptováno Rozsah, struktura a kapacita plynárenské soustavy je vytvářena postupně na základě dlouhodobých předpokladů a konkrétních scénářů předpokládaného vývoje poptávky v budoucnosti (které v konečném důsledku nemusí být vždy zcela naplněny), mnohdy bez možnosti, aby tento stav mohl regulovaný subjekt účinně ovlivnit. Regulované subjekty jsou odpovědné za bezpečnost a plynulost dodávky plynu, což vyžaduje, aby plynárenské soustavy dle konkrétní situace disponovaly většími či menšími rezervními kapacitami. Rovněž jsou regulované subjekty ze zákona povinny poskytovat své služby všem účastníkům trhu a nemohou se tedy svévolně rozhodnout o jejich přerušení/neposkytnutí, a tudíž ani nemohou být trestány za to, že své zákonné povinnosti plnily a investovaly do infrastruktury sloužící k udržení poskytované služby. V oblasti elektroenergetiky je navíc provozovatel soustavy povinen každému, kdo požádá o připojení k distribuční soustavě, stanovit podmínky a termín připojení a umožnit distribuci elektřiny každému, kdo o to požádá, je připojen a splňuje podmínky připojení a obchodní podmínky stanovené Pravidly provozování distribuční soustavy, s výjimkou případu prokazatelného nedostatku kapacity zařízení pro distribuci nebo při ohrožení spolehlivého a bezpečného provozu distribuční soustavy nebo přenosové soustavy. Navíc platí, že v případě ukončení smlouvy o zajištění služby přenosové soustavy nebo o zajištění služby distribuční soustavy trvá rezervace příkonu pro stávající místo připojení po dobu 48 měsíců ode dne ukončení smlouvy.
183	Aleš Výtisk spravedlivyobcan25	VKP 2. kolo	7.1.4. Regulační báze aktiv	Úřad rozhodl, že potřebná výše odpisů jako zdroje peněz pro obnovu majetku odpovídá přeceněným odpisům, které mají společnosti zaúčtovány ve svém účetnictví. Nějaké peníze tak dostanou dopředu na nákup trubek a drátů od veřejných zdrojů, ode mě. Aby se z těchto peněz navíc opravdu kupovalo hlídá úřad fondem. ČEZ, RWE a EON tedy nejsou investory a nemají mít zisk (z cizí investice). Já jsem tu investor!	Doplňte kapitolu textem Do RAB nebudou vstupovat investice pořízené formou dotací nebo jiných subvencí. Když regulovaný subjekt nefinancoval takovou investici svými prostředky, neměl by ani z investice nebo její části pořízené z dotace nebo jiné subvence generovat zisk.		Vysvětleno Části investic pořízené z dotací do RAB nevstupují.
184	Pražská energetika, a.s.	VKP 2. kolo	7.2.4. WACC	Pražská energetika, a.s., jakožto ovládající osoba společnosti PREdistribuce, a.s. vystupuje v pozici investora při investicích do distribuční soustavy ovládané společností PREdistribuce, a.s. a z této pozice vznášá námitky k navrhovaným Zásadám cenové regulace, postupu při stanovení parametru míry výnosnosti. Pro PRE jako investora je důležité, aby byla zajištěna alespoň přiměřená míra výnosnosti z investice. Argumenty pro námitky vycházejí z hodnoty RAB, která nedosahuje hodnoty 100 % a také z povahy budoucích nutných investic v souvislosti s technologickým rozvojem distribučních soustav, které se svým charakterem přibližují k telekomunikačním soustavám, a proto by i míra výnosnosti měla odpovídat odvětví telekomunikací.	Doporučení k využití analýzy míry výnosnosti, kterou zpracovala společnost Deloitte Advisory s.r.o		Neakceptováno ERÚ není přesvědčen o větší rizikovosti nových technologií z důvodu, že tyto investice vstoupí do RAB v plné hodnotě a mají stejný regulační režim jako například investice do zvyšování přenosových a distribučních kapacit. Dále ERÚ pro V. regulační období přistoupil ke změně metodiky RAB, která do konce V. regulačního období dorovná hodnotu RAB na hodnotu ZHA a bude tak zajištěna výnosnost celé ZHA. V rámci poskytnutých podkladů je rovněž problematické srovnávání nákladů vlastního kapitálu před zdaněním mezi ČR a Německem. Zatímco zdanění pro ČR uvažujeme 19 %, náklady vlastního kapitálu v Německu se daní 29,53 % (tj. vč. korporátní daně 15,83 %).ERÚ má za to, že míra výnosnosti ve variantě B poskytuje investorům za daných podmínek dostatečnou motivaci k investicím do energetických soustav. Pro konečnou hodnotu míry výnosnosti byla zvolena varianta B. ERÚ však požaduje doplnění detailních investičních plánů do roku 2025 a 2030, které budou součástí metodiky regulace a budou minimálně jednou za 2 roky regulovanými subjekty aktualizovány a předkládány ERÚ.